



**Az.: 6.00.03.05/14-12-19/Szenariorahmen 2025**

### Genehmigung

In dem Verwaltungsverfahren

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

gegenüber der

1. 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Eichenstraße 3A, 12435 Berlin

- Übertragungsnetzbetreiber zu 1) -

2. Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund

- Übertragungsnetzbetreiber zu 2) -

3. TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth

- Übertragungsnetzbetreiber zu 3) -

4. TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Pariser Platz, Osloer 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 19. Dezember 2014

den Szenariorahmen wie folgt genehmigt:

## I.

1. Dem Netzentwicklungsplan 2025 und dem Offshore-Netzentwicklungsplan 2025 sind folgende Szenarien der energiewirtschaftlichen Entwicklung zu Grunde zu legen:

Installierte Erzeugungsleistung [GW]							
Energieträger	Referenz 2013	Szenario A 2025	Szenario B1 2025	Szenario B1 2035	Szenario B2 2025	Szenario B2 2035	Szenario C 2025
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	14,2	12,6	9,1	12,6	9,1	10,2
Steinkohle	25,9	25,8	21,8	11,0	21,8	11,0	14,9
Erdgas	26,7	26,5	29,9	40,7	29,9	40,7	29,5
Öl	4,1	1,3	1,1	0,8	1,1	0,8	1,1
Pumpspeicher	6,4	8,6	8,6	12,7	8,6	12,7	8,6
sonstige konv. Erzeugung	4,7	3,2	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
<b>Summe konv. Erzeugung</b>	<b>101,1</b>	<b>79,6</b>	<b>77,3</b>	<b>77,5</b>	<b>77,3</b>	<b>77,5</b>	<b>67,4</b>
Wind Onshore	33,8	53,0	63,8	88,8	63,8	88,8	59,0
Wind Offshore	0,5	8,9	10,5	18,5	10,5	18,5	10,5
Photovoltaik	36,3	54,1	54,9	59,9	54,9	59,9	54,1
Biomasse	6,2	6,4	7,4	8,4	7,4	8,4	6,4
Wasserkraft	3,9	3,9	4,0	4,2	4,0	4,2	3,9
sonstige reg. Erzeugung	0,4	0,5	0,8	1,2	0,8	1,2	0,5
<b>Summe reg. Erzeugung</b>	<b>81,1</b>	<b>126,8</b>	<b>141,4</b>	<b>181,0</b>	<b>141,4</b>	<b>181,0</b>	<b>134,4</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>182,2</b>	<b>206,4</b>	<b>218,7</b>	<b>258,5</b>	<b>218,7</b>	<b>258,5</b>	<b>201,8</b>
Nettostromverbrauch [TWh]							
Nettostromverbrauch <sup>1</sup>	543,6	543,6	543,6	543,6	543,6	543,6	516,4
Jahreshöchstlast [GW]							
Jahreshöchstlast <sup>2</sup>	82,8	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	79,8
Marktmodellierung							
Vorgaben zur Marktmodellierung					Einhaltung einer maximalen CO <sub>2</sub> -Emission von 187 Mio. t in 2025	Einhaltung einer maximalen CO <sub>2</sub> -Emission von 134 Mio. t in 2035	Einhaltung einer maximalen CO <sub>2</sub> -Emission von 187 Mio. t in 2025

**Tabelle 1: Installierte Erzeugungsleistung, Nettostromverbrauch, Jahreshöchstlast und Vorgaben zur Marktmodellierung**

<sup>1</sup> Inklusive der Summe der Netzverluste in TWh im Verteilnetz.

<sup>2</sup> Inklusive der Summe der Verlustleistung in GW im Verteilnetz.

- 
2. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung für die Szenarien B2 2025 und C 2025 zur Ermittlung des Transportbedarfs der Marktsimulation eine Nebenbedingung vorzugeben, so dass der deutsche Kraftwerkspark im Jahr 2025 maximal 187 Mio. t CO<sub>2</sub> emittiert. Für das Szenario B2 2035 ist zur Ermittlung des Transportbedarfs der Marktsimulation eine Nebenbedingung vorzugeben, so dass der deutsche Kraftwerkspark im Jahr 2035 maximal 134 Mio. t CO<sub>2</sub> emittiert.
  3. Um den Netzentwicklungsbedarf zu reduzieren, sind die Übertragungsnetzbetreiber in allen Szenarien verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung für die Ermittlung des Transportbedarfs eine reduzierte Einspeisung aller Onshore Windenergie- und Photovoltaikanlagen (Bestands- und Neuanlagen) zu Grunde zu legen. Die Reduzierung der Einspeisung („Spitzenkappung“) darf je Anlage 3 % der ohne Reduzierung erzeugten Jahresenergiemenge nicht übersteigen. Für die an unterlagerten Verteilnetzen angeschlossenen Anlagen soll eine aus Sicht der unterlagerten Verteilnetze kostenoptimale Reduzierung der Einspeisung erfolgen. Für die am Übertragungsnetz angeschlossenen Anlagen ist ebenfalls eine Reduzierung von jeweils bis zu 3 % der eingespeisten Jahresenergiemenge anzuwenden.
  4. Die Übertragungsnetzbetreiber sind in allen Szenarien verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung, die wahrscheinlich erzeugte Strommenge aus Kraft-Wärme-Kopplung insgesamt und aufgeschlüsselt nach Energieträgern zu ermitteln und zu untersuchen, ob das energiepolitische Ziel der Bundesregierung der Erhöhung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung bis 2020 auf 25 % erfüllt wird. Die Ergebnisse und deren Herleitung sind im Netzentwicklungsplan 2025 zu veröffentlichen.
  5. Die Übertragungsnetzbetreiber sind in allen Szenarien verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung die wahrscheinlich erzeugte Strommenge zu ermitteln und zu untersuchen, ob das Ziel des Gesetzgebers nach § 1 Abs. 2 EEG hinsichtlich der Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2025 auf 40-45 % und bis 2035 auf 55-60 % erfüllt wird. Die Ergebnisse und deren Herleitung sind im Netzentwicklungsplan 2025 zu veröffentlichen.
  6. Die Übertragungsnetzbetreiber sind in allen Szenarien verpflichtet, auf Grundlage der unter Ziffer 1 genehmigten installierten Erzeugungsleistung die wahrscheinlich erzeugte Strommenge zu ermitteln und zu untersuchen, welchen Beitrag der Sektor der Stromerzeugung zur Erfüllung der folgenden energiepolitischen Ziele der Bundesregierung leistet:
    - Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 bis 2020 um 40 % und bis 2030 um 55%
    - Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 bis 2020 um 20 %

---

Die Ergebnisse und deren Herleitung sind im Netzentwicklungsplan 2025 zu veröffentlichen.

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

## II.

Die Kostenentscheidung bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.

---

## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	V
Abbildungsverzeichnis.....	IX
Tabellenverzeichnis.....	X
I Sachverhalt.....	1
A Vorlage des Szenariorahmens .....	1
B Öffentlichkeitsbeteiligung .....	2
1 Konsultationsteilnehmer.....	2
2 Zusammenfassung der Stellungnahmen.....	6
2.1 Zusammenfassung der Stellungnahmen bzgl. der Fragestellungen des Begleitdokuments.....	7
2.1.1 Breite des Szenariotrichters .....	7
2.1.2 Anzahl der Variablen in den Szenarien.....	9
2.1.3 Agora/BET-Studie .....	11
2.1.4 Sensitivitäten.....	12
2.1.5 Regenerative Erzeugung.....	15
2.1.5.1 Wind Onshore.....	17
2.1.5.2 Wind Offshore.....	18
2.1.5.3 Photovoltaik .....	19
2.1.5.4 Biomasse.....	19
2.1.5.5 Wasserkraft .....	20
2.1.6 Konventionelle Erzeugung.....	20
2.1.6.1 Konventionelle Erzeugung ohne Braunkohle .....	21
2.1.6.2 Konventionelle Erzeugung Braunkohle .....	22
2.1.7 Verbrauch und Jahreshöchstlast .....	24
2.1.8 Regionalisierung Erneuerbarer Energien.....	25
2.1.9 Kappung der Einspeisespitzen .....	34
2.2 Zusammenfassung der über die Fragestellungen des Begleitdokuments hinausgehenden Stellungnahmen .....	35

---

2.2.1	Mittel- bis langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung.....	35
2.2.2	Einpassung in den europäischen Rahmen .....	37
2.2.3	Allgemeine Anmerkungen zu den Szenarien .....	38
2.2.3.1	Szenario A 2025 .....	39
2.2.3.2	Szenario B 2025 .....	39
2.2.3.3	Szenario B 2035 .....	40
2.2.3.4	Szenario C 2025 .....	40
2.2.4	Berücksichtigung Verteilnetzbetreiber .....	44
2.2.5	Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preise .....	45
2.2.6	Speicher .....	46
2.2.7	Marktmodell/Marktdesign .....	47
2.2.8	Sonstige Einwände.....	49
C	Anhörung der Übertragungsnetzbetreiber .....	52
II	Entscheidungsgründe .....	54
A	Formelle Voraussetzungen der Genehmigung .....	54
B	Materielle Voraussetzungen der Genehmigung.....	54
1	Gemeinsamer Szenariorahmen .....	54
2	Entwicklungspfade (Szenarien).....	54
3	Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen .....	56
3.1	Grundcharakteristik .....	56
3.2	Methodik zur Einhaltung der CO <sub>2</sub> -Reduktion .....	58
3.3	Methodik zur Spitzenkappung .....	59
3.3.1	Rechtslage .....	59
3.3.2	Gründe für ein Hinausgehen über die noch gegebene Rechtslage.....	59
3.3.3	Spitzenkappung in den bisherigen Untersuchungen zum NEP 2023 und 2024	62
3.3.4	Vorgabe für eine Spitzenkappung im NEP 2025.....	63
3.4	Methodik zur Bestimmung der installierten Erzeugungsleistung .....	64
3.4.1	Regenerative Erzeugung.....	64
3.4.2	Konventionelle Erzeugung.....	66

---

3.4.2.1 Lebensdauer der Kraftwerke im Allgemeinen.....	66
3.4.2.2 Lebensdauer von Braunkohlekraftwerken.....	67
3.4.2.3 Kraftwerke in Planung.....	68
3.4.2.4 Stilllegung von Kraftwerken .....	68
3.4.2.5 Produktionskosten .....	69
3.4.3 Speicher.....	70
3.4.4 Kraft-Wärme-Kopplung.....	71
3.4.5 Verbrauchsnaher Erzeugung.....	73
4 Versorgung, Stromverbrauch, Erzeugung .....	75
4.1 Nettostromverbrauch.....	75
4.2 Jahreshöchstlast .....	78
4.2.1 Referenzwerte für das Jahr 2013 .....	79
4.2.2 Prognosewerte für das Jahr 2025/2035.....	81
4.3 Erzeugung.....	83
4.3.1 Referenzwerte für das Jahr 2013 .....	83
4.3.1.1 Regenerative Erzeugung .....	84
4.3.1.2 Konventionelle Erzeugung .....	85
4.3.2 Szenario A 2025.....	87
4.3.2.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung.....	87
4.3.2.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	89
4.3.3 Szenario B1 2025 & B2 2025 .....	92
4.3.3.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung.....	92
4.3.3.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	95
4.3.4 Szenario B1 2035 & B2 2035 .....	99
4.3.4.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung.....	99
4.3.4.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	100
4.3.5 Szenario C 2025 .....	104
4.3.5.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung.....	104
4.3.5.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung.....	105

---

5 Mittel- und langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung .....	109
5.1 Einhaltung der CO <sub>2</sub> -Ziele .....	109
5.2 Einhaltung der EE-Anteile am Bruttostromverbrauch .....	110
5.3 Weitere Ziele.....	112
6 Europäischer Rahmen .....	112
C Regionalisierung .....	116
1 Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee.....	116
2 Regionale Zuordnung der übrigen regenerativen Erzeugungsleistungen .....	117
D Abfragen der BNetzA .....	126
1 Abfrage der Verteilnetzbetreiber .....	126
2 Abfrage der regionalen Planungsverbände (Raumordnungsabfrage).....	129
E Begründung der Nebenbestimmungen.....	132
1 Kraft-Wärme-Kopplung .....	132
2 EE-Anteil am Bruttostromverbrauch.....	132
3 Treibhausgasemission und Primärenergieverbrauch .....	132
F Hinweise zu den Kosten.....	133
G Hinweise zu den Fristen.....	133
Anhang.....	135
A-1 Kraftwerkliste .....	135
A-2 Ausgewiesene Windflächen in Deutschland.....	171
A-3 Ergebnis der Verteilnetzbetreiber-Abfrage .....	172
A-4 Kurzübersicht über die Regionalisierungsmethodik.....	173
A-5 Methodik zur Berechnung der Jahreshöchstlast für 2013.....	174

---

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Energieträgern .....	72
Abbildung 2: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Leistungsklassen .....	73
Abbildung 3: Konventioneller Kraftwerkspark 2013.....	86
Abbildung 4: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario A 2025.....	91
Abbildung 5: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario B1 2025 & B2 2025 .....	98
Abbildung 6: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario B1 2035 & B2 2035 .....	103
Abbildung 7: Konventioneller Kraftwerkspark Szenario C 2025 .....	108
Abbildung 8: Prozentuale Verteilung der tatsächlich vorhandenen Windenergieanlagen in Abhängigkeit der modellierten Hangneigung.....	122

---

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Installierte Erzeugungsleistung, Nettostromverbrauch, Jahreshöchstlast und Vorgaben zur Marktmodellierung .....	II
Tabelle 2: Brennstoffpreise und Zertifikatskosten .....	70
Tabelle 3: Referenzwerte regenerativer Kapazitäten im Jahr 2013.....	84
Tabelle 4: Referenzwerte konventioneller Erzeugungsleistung im Jahr 2013 .....	85
Tabelle 5: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario A 2025 .....	88
Tabelle 6: Technisch-wirtschaftliche Lebensdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario A 2025 .....	89
Tabelle 7: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario A 2025 .....	90
Tabelle 8: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B1 2025 & B2 2025.....	95
Tabelle 9: Technisch-wirtschaftliche Lebensdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B1 2025 & B2 2025.....	95
Tabelle 10: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B1 2025 & B2 2025.....	97
Tabelle 11: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B1 2035 & B2 2035.....	100
Tabelle 12: Technisch-wirtschaftliche Lebensdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B1 2035 & B2 2035.....	100
Tabelle 13: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B1 2035 & B2 2035.....	101
Tabelle 14: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario C 2025 .....	105
Tabelle 15: Technisch-wirtschaftliche Lebensdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario C 2025 .....	105
Tabelle 16: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario C 2025 .....	107
Tabelle 17: Prognose des Bruttostromverbrauchs zur Ermittlung der EE-Anteile .....	110
Tabelle 18: Volllastbetriebsstunden der erneuerbaren Erzeugungsanlagen .....	111
Tabelle 19: Übertragungskapazitäten [MW] zw. DE und den angrenzenden Marktgebieten ....	114
Tabelle 20: Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee.....	116
Tabelle 21: Auswertung der Regionalverbände .....	171
Tabelle 22: Ergebnis VNB-Abfrage.....	172

## I Sachverhalt

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für den Netzentwicklungsplan 2025 und für den Offshore-Netzentwicklungsplan 2025. Der Szenariorahmen ist die Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans nach § 12b EnWG und des Offshore-Netzentwicklungsplans nach § 17b EnWG. Nach § 12a Abs. 3 EnWG genehmigt die Bundesnetzagentur den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Szenariorahmen unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung. Aufgrund der Erhöhung der Zahl der zu modellierenden Szenarien und der im Vergleich zum Vorjahr deutlich späteren Genehmigung des Szenariorahmens geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass die Übertragungsnetzbetreiber die gesetzliche Frist des § 12b Abs. 1 S. 1 EnWG nicht einhalten können. Die Bundesnetzagentur erwartet, Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber, dass eine Erstellung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2025 bis zum 3. März 2015 nicht möglich sei.

Die Bundesnetzagentur hat bewusst die Entscheidung der Bundesregierung über den weiteren Umgang mit den energiepolitischen Zielen abgewartet und die Genehmigung des Szenariorahmens erst vor dem Hintergrund des Kabinettsbeschlusses vom 3. Dezember 2014 finalisiert. Diese Verzögerung kommt der Qualität der Szenarien zu Gute, macht aber eine Streckung des Zeitplans unausweichlich. Die Bundesnetzagentur erwartet daher, dass die Übertragungsnetzbetreiber spätestens am 15. Juli 2015 auf der Grundlage des Szenariorahmens gemeinsam einen nationalen Netzentwicklungsplan 2025 und Offshore-Netzentwicklungsplan 2025 zur Bestätigung vorlegen.

### A Vorlage des Szenariorahmens

Die Übertragungsnetzbetreiber legten der Bundesnetzagentur am 30. April 2014 den Entwurf des Szenariorahmens vor. Die Bundesnetzagentur erstellte ein Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2025 und machte dieses und den Entwurf des Szenariorahmens am 12. Mai 2014 auf ihrer Internetseite ([www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de)) bekannt. In dem Begleitdokument bat die Bundesnetzagentur zu den Themen „Methodik zur Bestimmung der Szenarien“ (z. B. Bestimmung des Szenariotrichters, Berücksichtigung weiterer Eingangsvariablen) und „Konkrete Fragestellungen zu den einzelnen Einflussgrößen“ (z.B. konventionelle und regenerative Erzeugung, Verbrauch und Jahreshöchstlast, Regionalisierung und Kappung der Einspeisespitzen der Erneuerbaren Energien, Sensitivitäten) um Kommentare und Meinungsäußerungen. Dabei gab die Bundesnetzagentur der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher und potenzieller Netznutzer, den nachgelagerten Netzbetreibern sowie den Trägern öffentlicher Belange bis zum 13. Juni 2014 Gelegenheit zur Äußerung.

Während des Konsultationsprozesses richtete die Bundesnetzagentur am 28. Mai 2014 einen öffentlichen „Workshop“ in Berlin aus, in dessen Rahmen die maßgeblichen Aspekte für die abzugebenden Stellungnahmen diskutiert wurden.

## **B Öffentlichkeitsbeteiligung**

### **1 Konsultationsteilnehmer**

Im Rahmen der Konsultation gaben folgende Konsultationsteilnehmer Stellungnahmen ab:

Agora Energiewende

Amt für Raumordnung und Landesplanung Vorpommern

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie

Bundesamt für Naturschutz

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V.

Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.

Bürger gegen Strommonstertrasse (Bereich Schwaben)

Bürgerinitiative "Pfahldorf gegen Gleichstromtrasse"

Bürgerinitiative „Trassenstopp Ingolstadt West“

Bürgerinitiative 380 kV Wäschenbeuren

Bürgerinitiative Adelschlag

Bürgerinitiative Börtlinger Weitsicht

Bürgerinitiative Walting „Bürger gegen Strommonstertrasse“

Bürgerinitiative Buxheim-Tauberfeld (gegen die Gleichstrompassage Süd-Ost)

Bürgerinitiative Creußen gegen den Bau der Gleichstromtrasse Süd/Ost Nr. 5

Bürgerinitiative Hüttlingen unter Höchstspannung

Bürgerinitiative Jeinsen

Bürgerinitiative „Kulmain sagt "NEIN"...

Bürgerinitiative Lenting NEIN-zur Stromtrasse, JA-zur Energiewende

Bürgerinitiative Marxheim "JA zur Energiewende, NEIN zur Gleichstrompassage Süd-Ost"

Bürgerinitiative Megatrasse-Lech Niederschönenfeld-Feldheim

Bürgerinitiative NEIN zu 380 kV Wäschenbeuren

Bürgerinitiative Rieden

Bürgerinitiative Speichersdorf sagt "NEIN" zur Monstertrasse

Bürgerinitiative Steinwald sagt NEIN zur Monstertrasse

Bürgerinitiative-Trassenstopp-Rennertshofen

Bürgermeister des Markt Kaisheim

Bürgermeisteramt Börtlingen

Deutsche Energie-Agentur

Deutsche Umwelthilfe

Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.

E.ON SE

Energie Baden-Württemberg AG

Energiebündel Kreis Eichstätt e.V.

Fichtelgebirgsverein e.V.

Fraktion der Bürgerliste im Gemeinderat der Gemeinde Hüttlingen

Gemeinde Adelschlag

Gemeinde Berggau

Gemeinde Buxheim

Gemeinde Ebnath

Gemeinde Eitensheim

Gemeinde Eschach

Gemeinde Haag

Gemeinde Höchstädt i. Fichtelgebirge

Gemeinde Hüttlingen

Gemeinde Kastl

Gemeinde Kulmain

Gemeinde Marxheim

Gemeinde Mühlhausen

Gemeinde Neuenstein

Gemeinde Niederschönenfeld

Gemeinde Oberhausen

Gemeinde Plüderhausen

Gemeinde Pollenfeld

Gemeinde Prebitz

Gemeinde Ruppertshofen

Gemeinde Speichersdorf

Gemeinde Walting

Gemeinde Wäschenbeuren

Gemeinde Wettstetten

Germanwatch e.V.

Greenpeace e.V.

GRÜNE Fraktion im Landtag Bayern

GRÜNE Kreisverband Wunsiedel

Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung

Imtron GmbH

Kreisheimatpfleger im Landkreis Bayreuth

Landesregierung Nordrhein-Westfalen

Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.

Landkreis Donau-Ries

Landkreis Eichstätt

Landkreis Hof

Landkreis Kulmbach

Landkreis Neuburg-Schrobenhausen

Landkreis Neumarkt

Landkreis Wunsiedel i. Fichtelgebirge

Landratsamt Bayreuth

Landratsamt Fürth

Landratsamt Saale-Orla-Kreis

Lehrstuhl für Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik der TU Berlin & DIW Berlin

---

Markt Burgheim

Markt Kinding

Markt Mörnshiem

Markt Plech

Markt Postbauer-Heng

Markt Schnabelwaid

Markt Stambach Landkreis Hof

Markt Thalmässing

Markt Thiersheim

Markt Titting

Marktgemeinde Nassenfels

MdB Ralph Lenkert

MdB Sabine Dittmar

MdL Bayern Eva Gottstein

MdL Bayern Tanja Schorer-Dremel

Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesplanung Mecklenburg-Vorpommern

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

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg

Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg

Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie des Freistaats Thüringen

Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz

Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH

Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH

MVV Energie AG

Naturpark Fichtelgebirge e. V.

Naturschutzbund Deutschland e.V.

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz

Öko-Institut e.V.

---

Regionale Planungsgemeinschaft Mittelthüringen

Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr

Stadt Betzenstein

Stadt Eichstätt

Stadt Erbendorf

Stadt Greding

Stadt Kemnath

Stadt Kirchenlamitz

Stadt Marktredwitz

Stadt Pegnitz

Stadt Schauenstein

Stadt Schwäbisch Gmünd

Stadt Schwarzenbach a. d. Saale

Stadt Wunsiedel

STEAG GmbH

Stiftung Offshore-Windenergie

STRABAG OW EVS GmbH

Vattenfall Europe Generation AG

Vattenfall Europe Windkraft GmbH

Verwaltungsgemeinschaft Creußen

Windland Energieerzeugungs GmbH

Welt-Naturstiftung Deutschland (WWF Deutschland)

Zentrum Innovative Energien im Landkreis Fürstfeldbruck e.V. (ZIEL 21)

Darüber hinaus gingen 1985 Einwendungen von Privatpersonen zum Entwurf des Szenariorahmens ein.

## **2 Zusammenfassung der Stellungnahmen**

In den Jahren 2011 bis 2013 stellte die Bundesnetzagentur den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Szenariorahmen jeweils unkommentiert zur Konsultation. Angesichts der in der EEG-Novellierung enthaltenen Ausbauziele für Erneuerbare Energien sowie konkreter Vor-

schläge der Übertragungsnetzbetreiber zur Weiterentwicklung der Methodik der Erstellung des Szenariorahmens hielt es die Bundesnetzagentur für angezeigt, die Konsultation zum Szenariorahmen um die Diskussion über eine Neuausrichtung bzw. Neuausgestaltung der Szenarien zu erweitern. Die Bundesnetzagentur trat daher zu Beginn des Konsultationsprozesses mit konkreten Fragen, die aus Sicht der Bundesnetzagentur maßgebliche Bedeutung für die Genehmigung des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurfs des Szenariorahmens 2025 und die darauf aufbauenden weiteren Prozessschritte der Netzentwicklungs- und Bundesbedarfsplanung haben können, an die Konsultationsteilnehmer heran. Die Bundesnetzagentur führte diesen Diskussionsprozess mit Hilfe eines Begleitdokuments durch.

Nachfolgend werden im ersten Teil der Zusammenfassung der Stellungnahmen die Fragen und Themen des Begleitdokuments dargestellt. Anschließend werden in einem zweiten Teil darüber hinausgehende Konsultationsbeiträge zusammenfassend dargestellt.

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

## **2.1 Zusammenfassung der Stellungnahmen bzgl. der Fragestellungen des Begleitdokuments**

Die im Rahmen der Konsultation abgegebenen Stellungnahmen zu den Fragestellungen des Begleitdokuments beinhalten im Wesentlichen:

### **2.1.1 Breite des Szenariotrichters**

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im diesjährigen Entwurf des Szenariorahmens einen wesentlich „engeren“ Szenariotrichter vorgeschlagen als in den Jahren zuvor. Die Bundesnetzagentur bat die Konsultationsteilnehmer in ihrem Begleitdokument um Stellungnahme zu der anzustrebenden Spreizung der Szenarien bzw. der „Breite“ des Szenario-Trichters. Zahlreiche Stellungnahmen thematisieren die neue Ausführung des Szenariotrichters sowohl kritisch wie auch befürwortend.

Einige Konsultationsteilnehmer befürchten, eine restriktive Auslegung des Szenariotrichters erhöhe die Wahrscheinlichkeit, dass sich die tatsächliche Entwicklung zu weit von der erwarteten Entwicklung entferne. Bei der Szenariotechnik handele es sich nicht um ein Instrument zur genauen Prognose, sondern um ein Instrument, welches einen möglichen Lösungsraum abbilde. Ein enger Trichter widerspreche damit der Logik der Szenariotechnik, alle realistisch möglichen Szenarien darzustellen. Das aus den Szenarien resultierende Netz sei dann nicht für alle realistisch möglichen und benötigten Transportaufgaben der Zukunft ausgelegt und daher nicht robust.

Darüber hinaus könne ein zu enger Trichter die in der Realität häufig stattfindenden Trendwenden nicht zur Genüge darstellen. Die Erfahrung zeige, dass politische Richtungswechsel turnusgemäß mit der Wahlperiode eintreten oder durch externe Schockmomente herbeigeführt würden. Auch unerwartete ökonomische oder technologische Innovationen würden so nicht berücksichtigt. Die von den Übertragungsnetzbetreibern angestrebte Verengung des Trichters suggeriere, auch diese zukünftigen Umbrüche und Zäsuren mit Einfluss auf das Stromsystem mit nur geringer Unsicherheit vorhersagen zu können. Der Netzausbau werde mit einem engen Trichter in eine eindimensionale Pfadabhängigkeit gezwungen, die zu anfällig für starke externe Einflüsse sei.

Darum komme der enge Szenariotrichter, nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers, den gesetzlichen Vorgaben des §12 EnWG nicht nach, dem gemäß im Szenariorahmen mindestens drei Entwicklungspfade aufzuzeigen seien. Die Szenarien seien sich jedoch derart ähnlich, dass sie nunmehr keine unterschiedlichen Entwicklungen darstellten. Vielmehr sollten solche Annahmen getroffen werden, die im Ergebnis eine deutlich unterscheidbare Auswirkung auf den Netzausbau hätten.

Die Wahl eines schmalen Trichters mit einem im Vergleich zu den letzten Jahren weniger ambitionierten EE-Ausbauziel werde die zukünftige Entwicklung des EE-Ausbaus aus netztechnischer Seite begrenzen. Mit Verweis auf die kalkulierten Netzkapazitäten ergäbe sich ein Trend hin zu einem weniger starken EE-Ausbau. Die Möglichkeiten der Erneuerbaren Energien würden so durch den in der Vergangenheit gewählten wenig ambitionierten Pfad des Netzausbaus beschränkt. Daher sollte der Szenariotrichter durch ein ökologisches Szenario mit hohem EE-Ausbau nach oben weiter gespreizt werden.

Es wurde weiterhin darauf hingewiesen, dass es zu kurzfristig sei, den Szenariotrichter nach oben mit dem EEG-Ausbaupfad zu begrenzen. Dies impliziere, dass der EE-Zubau auch langfristig primär durch die EE-Förderung angeregt werde. Da sich der EE-Ausbau aber auch von der Förderung entkoppeln solle, müsse der Trichter bei den EE-Zahlen breiter gefasst werden. Nur so könne die mögliche Existenz eines subventionsunabhängigen EE-Parks berücksichtigt werden.

Als Hauptargument für den engen Szenariotrichter wird die Ausrichtung der Szenarien an den EEG-Ausbauzahlen angeführt. Das EEG gebe den zu erwartenden Ausbau vor, daher sei es richtig, das Ausbauspektrum auf die Szenarien zu verteilen. Hingegen würde ein Abweichen von diesem Korridor – insbesondere nach oben – einen überdimensionierten Netzausbau bedeuten. Aus diesem Grund sei es auch richtig, mit der Verengung des Trichters, die überambitionierten und fachlich nicht ausreichend untermauerten Ausbauziele der Bundesländer nicht weiter zu berücksichtigen.

Da der Szenariorahmen/NEP Prozess jährlich durchgeführt werde, sei die Verschlinkung des Trichters zielführend. Das Modell werde jährlich und damit praktisch in Echtzeit an neue Rah-

menbedingungen angepasst und berücksichtige so selbst extreme Veränderungen der Umwelt. Es sei daher nicht notwendig, einen breiten Trichter aufzuspannen, der alle heute vorstellbaren Entwicklungen der kommenden zehn oder zwanzig Jahre abdecke.

Einige Befürworter der engen Trichterausführung warfen die Frage auf, ob in Anbetracht der engen Zielvorgabe der EEG-Novelle bis zum Jahre 2025 das Szenario B als Leitszenario nicht am ehesten geeignet sei, eine plausible Entwicklung abzubilden. Das Einbeziehen der Verteilnetzbetreiber und die neue Regionalisierungsmethodik machten eine exakte Wachstums- und Verteilungsprognose der Erneuerbaren Energien möglich. Es dränge sich die Frage auf, ob nicht ein Szenario zur Abbildung der Zukunft ausreiche und ob die Szenarien A und C in diesem Zusammenhang überhaupt noch eine Rolle spielen.

Einige Konsultationsteilnehmer begrüßten die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Verengung des Szenariotrichters. Mit der Verringerung der Spreizung der Szenarien sei es nun möglich, ein neues Robustheitskriterium anzuwenden, nach dem die Vereinigungsmenge aller in den Szenarien identifizierten Maßnahmen umgesetzt werden könnte. So werde der Netzausbau nicht mehr an einem schmalen Entwicklungspfad eines Leitszenarios ausgelegt, wodurch ein wesentlich höheres Maß an Ungewissheit im Netzentwicklungsprozess berücksichtigt werde. Bei einem breiten Trichter könne lediglich die Schnittmenge der Maßnahmen aus den einzelnen Szenarien umgesetzt werden. Werde auch hier die Vereinigungsmenge betrachtet, sei der Netzausbaubedarf wegen der erheblichen Unterschiede in den Szenarien viel zu groß.

### **2.1.2 Anzahl der Variablen in den Szenarien**

Die Bundesnetzagentur bat die Konsultationsteilnehmer um Stellungnahme zur zukünftigen Ausgestaltung der Szenarien, insbesondere im Hinblick auf die Variation weiterer Eingangsgrößen über die Erzeugungskapazitäten hinaus.

Einige Konsultationsteilnehmer lehnen eine Variation weiterer Eingangsgrößen ab, da durch die Variation vieler Parameter der Einfluss des Ausbaus der Erneuerbaren Energieträger als eigentliche Führungsgröße des Netzausbaus nicht mehr eindeutig identifizierbar sei. Auch die Vergleichbarkeit der jährlichen Prozesse sei durch die Ergänzung weiterer Variablen im diesjährigen Szenariorahmen nicht mehr möglich. Die Komplexität des Prozesses werde mit jeder weiteren Variablen steigen und ein hohes Maß an Intransparenz erzeugen. Für die breite Öffentlichkeit werde der Gesamtprozess so immer schwerer nachvollziehbar, womit Akzeptanzprobleme einhergingen.

Es wurde darauf hingewiesen, dass es nicht zielführend sei, mehr Variablen als bisher anzunehmen, da alle zur Ermittlung des zukünftigen Transportbedarfs relevanten Größen bereits abgebildet seien. Es gehe darum, ein Netz zu entwickeln, das in Zukunft zu jeder Zeit Bedarf und Erzeugung zum Ausgleich bringen könne und nicht, den Szenariorahmen und Netzentwick-

lungsplan mit politischen und ideologischen Agenden zu überfrachten und den Prozess für Partikularinteressen zu instrumentalisieren.

Die Implementierung zusätzlicher Variablen in den Szenariorahmen führe laut einigen Konsultationsteilnehmern zu keinem Erkenntnisgewinn. Die Auswirkungen einiger geänderter Parameter auf den Netzausbau, wie eine Kappung der Einspeisespitzen und eine Reduktion des Nettostromverbrauchs, seien von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen von Sensitivitäten als nicht signifikant bewertet worden und daher nicht in den Szenariorahmen zu übernehmen. Weitere Faktoren, die von einer breiten Masse als zusätzliche Variable gefordert würden, seien vorab durch eine Sensitivität auf ihren Einfluss auf den Netzausbau zu überprüfen.

Andere Konsultationsteilnehmer hingegen waren der Meinung, der aktuelle Szenariorahmen sei eindimensional, da nur der Kraftwerkspark - gegliedert nach konventioneller und erneuerbarer Erzeugung - die einzelnen Szenarien unterscheidet. Weiterhin sei der Szenariorahmen zu starr, da sich lediglich die genannten Variablen mit der Zeit verändern. Die Beschränkung auf wenige Variablen mache den Szenariorahmen anfällig für eine abweichend eintreffende Zukunft. Ein so entwickeltes Netz sei mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht angemessen für die Transportaufgaben der Zukunft dimensioniert.

Darum begrüßten viele Konsultationsteilnehmer die Idee, weitere Variablen im Szenariorahmen zu berücksichtigen. Es sei wichtig, alle den Netzausbau beeinflussenden Größen in die Szenarien einfließen zu lassen. Nur auf diese Weise könne ein robustes Netz entwickelt werden, welches realistisch den Raum der zukünftigen Entwicklung abbilde. Jedoch müsse das Verhältnis der Variablenrelevanz für den Netzausbau und der zusätzliche Arbeits- bzw. Rechenaufwand gewahrt bleiben.

Als mögliche weitere Variablen wurden folgende Eingangsgrößen vorgeschlagen: Demand Side Management, CO<sub>2</sub>-Reduktion, Power to Heat, netzdienliche Standortwahl neuer Kraftwerke, Einbeziehen der Verteilnetze, innovative Betriebsmittel, Klimaschutzziele der Bundesregierung, Nettostromverbrauch, Jahreshöchstlast, Brennstoffpreise, Flexibilisierung von KWK und Biogasanlagen, unterschiedliche Speicherentwicklung (viel/wenig, zentral/dezentral), Effizienzgrade, unterschiedliche Regionalisierungsmethoden. Diese Variablen sollten unabhängig vom Aufwand, wie Arbeits- oder Rechenzeit, im Szenariorahmen berücksichtigt werden, sofern sie auch nur bedingt auf den Netzausbau einwirkten. Die Netzausbauplanung sei zu wichtig, als dass an ihr gespart werden könne, da bei einer Fehl- oder Überplanung unabsehbar viele Kosten anfallen würden. Daher sei es sinnvoll, den Prozessrhythmus auf zwei Jahre zu verlängern.

Um einen unnötigen überdimensionierten Netzausbau zu vermeiden, sei es unerlässlich, schon am Anfang des Prozesses alle ökonomisch vernünftigen und den Netzausbau minimierenden Variablen in den Szenariorahmen einfließen zu lassen. Dies sei nach Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer davon unabhängig, ob getroffene Annahmen mit der aktuellen Gesetzeslage in Einklang stünden. Andere wiesen hingegen darauf hin, dass nur jene Maßnahmen zu überneh-

men seien, die mit den gesetzlichen und marktspezifischen Rahmenbedingungen übereinstimmen, da sich der Planungsprozess am aktuell geltenden Recht zu orientieren habe.

Viele Konsultationsteilnehmer wiesen darauf hin, dass insbesondere die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung in Form von Eingangsparametern zu berücksichtigen seien. Einige Teilnehmer sahen diese Vorgaben als verbindliche Zielgrößen für alle Szenarien. Andere sahen mögliche Konflikte zwischen den geltenden Marktmechanismen und den politischen Zielen der Regierung und fordern daher, die Zielerreichung zumindest in einem Szenario anzunehmen. Der Vergleich mit einem Szenario, in dem die Ziele nicht erreicht würden, zeige dann, inwieweit die Ziele der Regierung einen Einfluss auf den Netzausbau hätten.

### **2.1.3 Agora/BET-Studie**

Auf die im Begleitdokument vorgestellte Agora/BET (Büros für Energiewirtschaft und technische Planung) -Studie nahmen viele Konsultationsteilnehmer Bezug.

Einige Konsultationsteilnehmer begrüßten das Konzept der Agora/BET als eine Verbesserung des gegenwärtigen Gestaltungsprozesses der Szenarien. Der Methodenvorschlag schaffe die Grundlage für eine Kombination vieler wichtiger Faktoren und ermögliche das Erstellen einer vernünftigen Bandbreite möglicher in sich konsistenter Szenarien. Diese Szenarien seien auf Grund des iterativen Ansatzes aus Expertenbewertung und Computeranalyse weitaus neutraler gestaltet als die bisher bekannten Szenarien, die mit ihrer Ausprägung als "grünes" oder "industrielles" Leitszenario thematisch vordefiniert seien. Gleichzeitig sei es möglich, das gesamte, breite Szenariospektrum in einer Marktsimulation zu verarbeiten und so ein Zielnetz abzuleiten, welches den Transportaufgaben aller Szenarien gerecht werde. Darüber hinaus werde durch die Methode des zeitlichen "Rückrechnens" eine Priorisierung von Einzelmaßnahmen ermöglicht. Dazu sei allerdings ein großer Zeit- und Rechenaufwand notwendig, was dem momentan engen, jährlichen Erstellungsrhythmus des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans nicht entgegenkomme.

Kritisch wurde von einigen Konsultationsteilnehmern die intransparente Identifikation und Bewertung der Deskriptoren durch einen Expertenkreis bewertet. Sofern der Agora-Ansatz für den Szenariorahmen angewandt werde, sei es wichtig, dass die Auswahl der Eingangsgrößen in einem transparenten und partizipativen Verfahren stattfinde. Weiterhin bestehe die Befürchtung, dass sich durch die im Agora-Ansatz durchgeführte Bestätigung aller in den Szenarien identifizierten Maßnahmen ein im Vergleich zum Netzentwicklungsplan erhöhter Netzausbaubedarf ergäbe.

#### 2.1.4 Sensitivitäten

Die Bundesnetzagentur bat in ihrem Begleitdokument um Hinweise, falls weitere Sensitivitätsberechnungen für den Netzentwicklungsplan 2025 für sinnvoll erachtet werden. Infolgedessen gingen zahlreiche Konsultationsbeiträge ein, die auf die Untersuchung von Sensitivitäten abzielen. Es wurden sowohl neue Untersuchungen vorgeschlagen als auch Verbesserungsvorschläge der bisher erzielten Ergebnisse unterbreitet.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer begrüßten die Aufforderung der Bundesnetzagentur, weitere Sensitivitäten vorzuschlagen. Dadurch werde der Netzentwicklungsprozess methodisch dahingehend weiterentwickelt, dass die Einbeziehung einer ausreichend robusten Anzahl unabdingbarer Sensitivitäten für das Erreichen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung vereinfacht werde.

Sehr viele Konsultationsteilnehmer beanstandeten, dass die Berechnungen der Sensitivitäten allein von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt würden. Deren Berechnungen würden nicht von der Bundesnetzagentur geprüft, wie dies bei den übrigen Netzberechnungen im NEP der Fall sei. Sensitivitäten müssten für alle Szenarien gerechnet und von der Bundesnetzagentur oder einem von ihr beauftragten unabhängigen Institut geprüft werden.

Ein Szenariorahmen 2025, der von einer auch zukünftig hohen Braunkohleverstromung ausgehe, werde mit großer Wahrscheinlichkeit eine dynamische Entwicklung der Erneuerbaren Energien, eine strukturelle Reform des ETS sowie flankierende ordnungspolitische Maßnahmen zur Eindämmung von CO<sub>2</sub>-Emissionen systematisch unterschätzen.

Vor diesem Hintergrund schlugen einige Konsultationsteilnehmer vor, die Sensitivitätsberechnungen für den Szenariorahmen 2025 um die Sensitivität eines zügigen Auslaufens der (Braun-) Kohleverstromung zu ergänzen. Ebenfalls solle die Sensitivität eines selektiven Kapazitätsmechanismus untersucht werden, der den Anforderungen der klima- und energiepolitischen Ziele hinsichtlich einer flexiblen und emissionsarmen Erzeugungskapazität genügt.

Im Rahmen der Konsultation wurden ebenso Sensitivitäten vorgeschlagen, die der Überprüfung einzelner Maßnahmen dienen. Die Bundesnetzagentur solle untersuchen, in welchem Maße die Windenergienutzung einerseits und die Braunkohleförderung andererseits für den im NEP 2025 vorgesehenen Netzausbau zwischen den Neuen Bundesländern und Bayern verantwortlich seien. Konkret wurde angeregt, eine Sensitivitätsprüfung vorzunehmen, in der es für die Energiekosten der Braunkohleförderung keine Befreiung von der EEG-Umlage gebe, sowie eine weitere Sensitivitätsprüfung, in der der Preis für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate angehoben werde. Mit dem Entwurf zum neuen EEG und dem daraus bereits abgeleiteten Entwurf des Szenariorahmens 2025 entstehe die Befürchtung, dass zukünftig noch mehr klimaschädlich gewonnener Strom aus Braunkohle durch die dann im NEP 2025 vorgesehenen neu zu bauenden oder zu verstärkenden Leitungen fließen werde. Es sei für die Akzeptanz in der Bevölkerung von großer Bedeutung, dass

auch an dieser Stelle Transparenz geschaffen und aufgezeigt werde, in welchem Maße der Netzausbau durch die Braunkohlenutzung induziert werde. Die einzelnen Maßnahmen müssten sowohl gebündelt, als auch einzeln in ihrer Wirksamkeit überprüft werden, so dass für den Gesetzgeber Anhaltspunkte entstünden, inwieweit er mit geeigneten, klimapolitisch sinnvollen und sozialverträglichen Instrumenten positiv auf die zukünftige Versorgungssicherheit Einfluss nehmen könne.

Einzelne Konsultationsteilnehmer schlugen vor, eine Sensitivität mit einem integrierten Strom-, Wärme- und Mobilitätsmarkt zu berechnen, welche einerseits einen deutlich ambitionierteren Ausbaupfad Erneuerbarer Energien zu Grunde lege und andererseits mehr Variablen zur Netzentlastung und Netzoptimierung berücksichtige. Selbst wenn die Auswirkungen einer immer stärkeren Verzahnung des Strom-, Wärme- und Mobilitätssektors im Jahr 2025 noch gering seien, könne der Blick auf ein langfristiges Zielnetz helfen, Fehlinvestitionen zu vermeiden und Ausbauprioritäten festzulegen.

Außerdem müsse Gegenstand einer Sensitivitätsanalyse werden, ob Lastmanagement und lastorientierte Tarife bei Großverbrauchern zur Netzentlastung beitragen könnten. Auch eine unterschiedliche Regionalisierung der EE-Leistungen über Sensitivitätsberechnungen sei sehr sinnvoll. Die Fortentwicklung von Umrichter-, Gleichrichter-, Transport-, Gleichstrom-, KWK- und weiteren Technologien sollte als Potential entsprechend einer Wahrscheinlichkeitsabschätzung Eingang in eine Sensitivitätsbetrachtung finden. In diesem Zusammenhang erachteten Konsultationsteilnehmer zwar die Annahme eines konstanten Nettostromverbrauchs aufgrund gegenläufiger Faktoren für plausibel. Die Lastverlagerung könne aber zu einer Änderung der Jahreshöchstlast führen und dies sei in Kombination mit einem flexiblen Verbrauch zu betrachten.

Ferner solle geprüft werden, inwieweit der Netzausbaubedarf auch bei ausgeglichenem Saldo bzw. einer Beschränkung des Strom-Imports und Strom-Exports bestünde, um dem Eindruck zu begegnen, das Stromnetz werde zum Teil für den Export dimensioniert. Auch die Auswirkungen der Anbindung internationaler Speicher nach Österreich, in die Schweiz und nach Norwegen sollten geprüft werden. Auch seien Auswirkungen aus zusätzlichem Handel mit Skandinavien zu betrachten. Durch die gegenwärtige Kostenwälzung im Übertragungsnetz würden Transportverluste in der jeweiligen Regelzone, in der sie entstünden, auf die Verbraucher umgelegt. Diese Kosten würden durch vermehrten Stromtransport weiter steigen. Diese Entwicklung sei für Verbraucherinnen und Verbraucher inakzeptabel. Man müsse sich deshalb die Frage stellen, welcher Netzausbaubedarf allein für reinen Stromtransit ermittelt werde und mit welchen Investitionssummen dieser zu Buche schlage. Konkret könne bei einer Sensitivität, die den Austausch mit Nachbarländern untersucht, die Größenordnung der zusätzlich aufzunehmenden Transitleistung variiert werden.

Ein Konsultationsteilnehmer beanstandete, dass der Szenariorahmen nach dem Erreichen des 52-GW-Deckels für PV im Jahr 2019 einen nur noch sehr langsamen PV-Ausbau von 500 MW

pro Jahr vorsehe. Demgegenüber stünden die aktuellen Marktentwicklungen in der Photovoltaik, die weitere Kostensenkungen sehr plausibel erscheinen ließen. Aktuell laufende Forschungsarbeiten deuteten darauf hin, dass die vergangene Kostendegression (80 % in den letzten 5 Jahren) im Bereich der Photovoltaik auch langfristig weitergeführt werden könne. Dies hätte einen technologischen Durchbruch der Photovoltaik weit jenseits der bisher modellierten PV-Mengen zur Folge. Gerade mit Blick auf die längerfristige Perspektive (2035) sei es daher ratsam, eine Sensitivität hinsichtlich eines signifikant durch Strom aus Photovoltaik geprägten Stromversorgungssystems in Deutschland zu untersuchen. Ziel sei es zu klären, welche Effekte eine solche PV-Battery-Breakthrough-Sensitivität, die auch entsprechende dezentrale Batteriesysteme mit modellieren würde, auf das Stromnetz habe.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer regte Sensitivitäten an, die eine fortentwickelte Spitzenkappung für Onshore- und Offshore-Windkraft sowie für Biogas abbilden sollten. Diese sollten für alle Szenarien durchgerechnet werden, um aus dem Vergleich der unterschiedlichen EE-Anteile an der Stromproduktion Erkenntnisse zu ziehen. Während für die Windkraft nur Regeln der Übertragungsnetzbetreiber für die Abregelung in bestimmten Situationen nötig seien, müsse für Biogas außerdem ein Anreizsystem zur netzdienlichen Einspeisung für das Marktmodell entwickelt werden. Sinnvoll sei auch eine Sensitivitätsuntersuchung mit einem ambitionierten Ziel zur Einsparung von elektrischer Energie.

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer könne die Biomasse, ohne ihren Anteil an der Stromerzeugung zu erhöhen, in Spitzenlastzeiten erheblich mehr zur Systemstabilisierung beitragen. Dafür müssten vermehrt Erzeugungsanlagen für Biomassestrom errichtet werden, die zusammen mit derselben Strommenge wie heute und mit begrenzten Volllaststunden gezielt im Bereich der Regelernergie eingesetzt werden. Sinnvoll erscheine eine entsprechende Betrachtung mit der Begrenzung der Volllaststunden auf 1.000 h pro Jahr in einer Sensitivitätsbetrachtung. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer regte in diesem Zusammenhang an, die bestehenden Biogasanlagen mit einer zusätzlichen Gasmotor-/Generatoreinheit zu erweitern, um nicht nur die Spitzenlast zu erhöhen, sondern auch die Redundanz des gesamten Stromnetzes deutlich zu stärken.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer merkte an, dass der Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) einerseits für die Energiewende unabdingbar sei und andererseits auch einen erheblichen Beitrag zur Systemstabilität leisten könne. Damit werde auch die KWK zu einem Instrument, mit dem Netzausbau vermieden werden könne. Eine Sensitivität solle eine netzdienliche Standortwahl untersuchen (z. B. Gaskraftwerke am Standort der stillgelegten AKWs). Ebenso solle in der Untersuchung eine netzdienliche Verortung der EE Berücksichtigung finden.

Verschiedene Beiträge zielten auf die Ergebnisse aus dem Sensitivitätenbericht 2014 der Übertragungsnetzbetreiber ab. Einige Konsultationsteilnehmer kritisierten die bisherigen Sensitivitätsberechnungen als zu wenig nachvollziehbar, um sie verwenden zu können. Mehrere Konsul-

tationsteilnehmer hielten die bisherigen Sensitivitätsbetrachtungen für ausreichend und regten demzufolge keine weiteren Überlegungen an. Gemäß einem Konsultationsteilnehmer stelle der Sensitivitätenbericht 2014 der Übertragungsnetzbetreiber nur unzureichend das wirkliche Potenzial der Kappung von EE-Einspeisespitzen dar. Er schlug in diesem Zusammenhang eine erneute Betrachtung unter Berücksichtigung einer erhöhten Jahresenergiemenge (>3 %) von alten Anlagen (auch vor 2015) und zusätzlich von Anlagen im Verteilnetz vor.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer schlug für die Genehmigung des Szenariorahmens 2025 vor, eine optimierte Spitzenkappung sowohl für konventionelle als auch erneuerbare Energieträger zu berücksichtigen. In diesem Sinne solle die Bundesnetzagentur die am 14. Juli 2014 veröffentlichte Sensitivität der Übertragungsnetzbetreiber zu ambitionierten CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen prüfen. Ob die Sensitivitäten zum erhofften Erkenntnisgewinn führten, hänge maßgeblich davon ab, ob die CO<sub>2</sub>-Sensitivität ein wirksames Instrument sei, das zur Reduktion bestehender fossiler Must-run-Kapazitäten und zur Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks beitrage.

Ein Konsultationsteilnehmer forderte im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung, die Offshore-Sensitivität weitergehend zu untersuchen. Folgende Fragen sollten untersucht werden: Auf welches Niveau müsste die installierte Leistung Wind Offshore abgesenkt werden, um eine der geplanten HGÜ-Verbindungen einzusparen? Mit der aktuell angewendeten geringfügigen Absenkung der installierten Leistung könne leider nicht ausgeschlossen werden, dass durch eine marginale zusätzliche Absenkung die Kosten einer ganzen HGÜ-Verbindung eingespart werden könnten. Dies sei aber genau die Zielfrage der Sensitivitätsanalyse: Gebe es ein deutlich kosteneffizienteres Niveau von Wind Offshore-Ausbau und eine dafür notwendige Anzahl von HGÜ-Verbindungen?

### **2.1.5 Regenerative Erzeugung**

Die Bundesnetzagentur stellte in ihrem Begleitdokument die Frage, inwieweit die Konsultationsteilnehmer die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Zuordnung des Anteils von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 40 % (Szenario A) über 45 % (Szenario B) bis 47 % (Szenario C) auf die Szenarien des Szenariorahmens für angemessen halten. Ferner stellte die Bundesnetzagentur in ihrem Begleitdokument die Frage, inwieweit die Konsultationsteilnehmer die Vorgehensweise der Übertragungsnetzbetreiber beurteilen, die bisher im C-Szenario sehr hohen Ausbauziele der einzelnen Bundesländer (insbesondere bei Wind Onshore) nun nicht mehr unmittelbar zu berücksichtigen.

Im Rahmen der Konsultation wurde in Bezug auf die Erneuerbaren Energien zunächst vorgebracht, dass auch die Ausgestaltung des künftig einzuführenden Ausschreibungsmodells für den EE-Ausbau in einer Art und Weise erfolgen müsse, dass die seitens der Bundesregierung angestrebte EE-Ausbaugeschwindigkeit erreicht werden könne. Schließlich würden in den Ausbaupfaden entsprechend der EEG-Novelle zu wenige Bestandsanlagen berücksichtigt, die ab 2021

sukzessive aus der EEG-Förderung herausfielen. Sofern die Anlagen noch betriebsbereit seien, was für einen Teil der Anlagen gelten dürfe, könnten diese am Strommarkt im Rahmen einer Quasi-Direktvermarktung noch Deckungsbeiträge erzielen. Gegebenenfalls sei zu unterstellen, dass diese Anlagen nicht mehr die ursprünglich installierte Einspeiseleistung erreichen können (z.B. Degradation bei Photovoltaikanlagen). Reichen diese Deckungsbeiträge nicht aus, um den laufenden Betriebs- und Instandhaltungsaufwand zu decken, würden diese Anlagen beschleunigt stillgelegt werden. Durch die Berücksichtigung von Zubaupfaden sei lediglich der Neubau mit ggf. Repowering von Anlagen erfasst, nicht aber die komplette Stilllegung, die letztlich die wirtschaftlichen Aspekte der erzielbaren Marktpreise reflektiere.

Die zukünftige Bedeutung des Einsatzes Erneuerbarer Energien (insbesondere der Photovoltaik) für den Eigenverbrauch sowie eines Zubaus Erneuerbarer Energien außerhalb des EEG sei zum heutigen Zeitpunkt schwer einzuschätzen. Es sei daher für die Aufstellung der Szenarien für den Netzentwicklungsplan Strom 2025 sinnvoll davon auszugehen, dass diese Entwicklungen bei zukünftigen Anpassungen des Rechtsrahmens entsprechend im Szenariorahmen berücksichtigt würden und somit keine vom geplanten EE-Ausbaukorridor abweichenden Annahmen zu treffen seien. Es sei somit grundsätzlich sachgerecht, den durch den Gesetzgeber angelegten Ausbaukorridor auch als Basis für den Szenariotrichter 2025 zu verwenden, da der EE-Ausbau ein wesentlicher Treiber des Netzentwicklungsbedarfs und zugleich vorrangig durch die Setzung der politischen Rahmenbedingungen bestimmt sei. Dies sei insbesondere vor dem Hintergrund eines anstehenden Bundesbedarfsplangesetzes nachvollziehbar.

Allerdings widersprachen auch mehrere Stellungnahmen dieser These zumindest teilweise. Demnach solle zumindest ein Szenario mit einem deutlich stärkeren Ausbaupfad Erneuerbarer Energien genehmigt werden, da aufgrund der Erfahrungen mit dem dynamischen Ausbau der Erneuerbaren Energien in der Vergangenheit und der enormen Kostendegression erneuerbarer Erzeugungstechnologien ein erhöhter Leistungsanstieg erwartet werden könne. Zudem bestünden aufgrund der absehbaren Verfehlung der nationalen Klimaschutz- und Effizienzziele (Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2020 um 40 % gegenüber 1990) auf Basis der bisher angesetzten Ausbaukorridore der Bundesregierung Unsicherheiten. Die Konsultationsteilnehmer führten weiter aus, dass die Ausbauziele von 40 % bzw. 45 % bis zum Jahre 2025 wenig ambitioniert seien. Dies werde insbesondere an den konkret veranschlagten Ausbauwerten für die einzelnen Energieträger deutlich. So lägen sowohl in Szenario A (1.600 MW) als auch in Szenario B (2.200 MW) die veranschlagten Zubauwerte für die Onshore-Windenergie z.T. deutlich unter dem im EEG-Kabinettsentwurf definierten atmenden Deckel von 2.500 MW pro Jahr. Dies gelte ebenso für die Energieträger Photovoltaik und Biomasse. Nur in Szenario C werde mit einem identischen Nettozubau für die Windenergie gerechnet. Des Weiteren sollten die Erneuerbaren Energien nicht nur im Stromsektor zur Substitution von fossilen Primärenergieträgern benötigt

werden, sondern auch, um Fortschritte in der CO<sub>2</sub>-Reduktion im Wärme- und Mobilitätsmarkt zu erzielen.

Im Rahmen der Konsultation wurde außerdem die ausschließliche Orientierung der Ausbaupfade an den Beschlüssen der Bundesregierung und das vollständige Ignorieren der Ausbauziele der Bundesländer als wenig dienlich erachtet. Aus Sicht der Konsultationsteilnehmer wäre es zumindest hilfreich, einen Mittelweg zwischen den in der Summe sehr ambitionierten Ausbauzielen der Länder und den Beschlüssen der Bundesregierung zu betrachten.

Ein Konsultationsteilnehmer hinterfragte die grundsätzliche Erzeugungsstruktur der Erneuerbaren Energien, nach der insbesondere Windenergie im Norden eingespeist und in die Verbrauchszentren im Süden abtransportiert werden muss. Dies gehe zwangsläufig mit erhöhtem Netzausbaubedarf einher. Ein Ausbau von Windkraft im Süden und Photovoltaik im Norden trage zur Systemsicherheit bei, auch wenn durch die Verortung an weniger wirtschaftlichen Standorten Mehrkosten entstünden. Vorteil sei demnach eine Stabilisierung des Systems auf Verteilnetzebene und ein Beitrag zur Akzeptanzsteigerung, da im Norden bereits zahlreiche Windenergieanlagen stünden.

### **2.1.5.1 Wind Onshore**

Im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens wurde in Bezug auf die Windenergie an Land vorgebracht, dass der vorgesehene Zubaukorridor nach dem neuen EEG in Höhe von 2.400 bis 2.600 MW in diesem und dem nächsten Jahr noch nicht greife und Branchenprognosen für das Jahr 2014 von einem Zubau von ca. 3.500 MW und mehr ausgingen. Vergleichbare Werte wie für 2014 seien demnach durchaus auch für 2015 zu erwarten. Insofern dürfte in der Langfristbetrachtung 1.000 bis 2.000 MW Windenergieleistung Onshore fehlen. Eine weitere Stellungnahme bezog sich auf den angenommenen Netto-Zubau von 2.200 MW im Szenario B 2025. Dieser Wert sei vor dem Hintergrund des neuen Zubaukorridors zu gering.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer sah einen deutlich zunehmenden Leistungsanstieg der Windenergie an Land. Demnach solle im Szenario C für das Jahr 2016 der Wert angenommen werden, der im historisch stärksten Zubaujahr gesehen wurde. Dieser Wert sollte außerdem in den Folgejahren um je 10 % zunehmen. Parallel dazu bezog sich eine weitere Stellungnahme auf die sich annähernden Ausbaupfade der Szenarien B und C. Die Wind-Zubauraten aus dem letztjährigen Szenario C 2024 (Prognosen der Bundesländer) seien demnach realistischer und sinnvoller als die nun abgeschwächten Werte des Szenarios C für das Jahr 2025. Bei Anwendung der damaligen Zubauraten im Szenario C habe sich ein wesentlich breiterer Szenariotrichter ergeben, mit dem mehrere mögliche Ausbaupfade in Bezug auf das Netzausbauvolumen untersucht würden.

In Bezug auf die Technik von Windkraftanlagen wurde vorgebracht, dass zum einen neuere Entwicklungen wie die 10 H Regelung der Bayerischen Staatsregierung (spezielle Abstandsregelung) noch nicht Teil dieser Planung seien. Zum anderen sei die verwendete Windgeschwindigkeitskarte, die die potenziellen Windvolllaststunden in 80 m Höhe darstellt, aufgrund der Vereinheitlichung Deutschlands für die Regionalisierung ungeeignet. Das Modell müsse die große Variabilität der verschiedenen Windkraftanlagen (Stark- und Schwachwindanlagen) berücksichtigen. In Schwachwindanlagen bestehe demnach noch viel Potenzial, insbesondere zur Stützung der Grundlast im Netz aufgrund der höheren Volllaststunden.

In Bezug auf den Ausschluss von Flächen mit einer Hangneigung von 5 % aufgrund zu hoher Erschließungskosten wurde vorgebracht, dass manche Regionen trotz dieser vorherrschenden Bedingungen bereits jetzt durch schwerlastbefahrbare Flur- und Waldwege erschlossen seien. Zudem werde angezweifelt, ob das dem Regionalisierungsansatz der Übertragungsnetzbetreiber zu Grunde liegende grobe Geländeeraster von 200 m das Kriterium der Hangneigung sinnvoll abbilde.

### **2.1.5.2 Wind Offshore**

Zu den Ausbaupfaden bei Wind Offshore ergaben die Stellungnahmen ein heterogenes Bild.

Einige Konsultationsteilnehmer hielten den angenommenen Ausbaupfad für zu hoch. Als Gründe wurden angeführt, dass Offshore-Windenergie zu teuer sei, politische Rahmenbedingungen nicht optimal ausgestaltet seien oder die Akzeptanz fehle. Außerdem erfordere der Ausbau von Offshore-Windenergie große Netzausbaumaßnahmen und sei deshalb grundsätzlich abzulehnen und eine dezentrale Energieerzeugung vorzugswürdig. Aufgrund der reduzierten Ausbauziele im Gesetzesentwurf zum EEG 2.0 müsse auch der Netzausbau neu geprüft werden. Andere Konsultationsteilnehmer sahen den Ausbaupfad allerdings als zu niedrig an.

Dritte Konsultationsteilnehmer lehnten einen starren Deckel grundsätzlich ab. Durch die enge Ausrichtung an den Ausbaupfaden des EEG 2.0 fehle die nötige Flexibilität, um einen gleichmäßigen Ausbau der Offshore Windenergie zu ermöglichen. Dieser sei aber erforderlich, um Kostensenkungen zu realisieren. Gegen einen zu starren Ausbaupfad spreche auch schon der im Gesetz vorgesehene Puffer von 1,2 GW bis 2017. Weiterhin wurde angeführt, dass ein Zubau von 800 MW nicht dem technischen Standard von 900 MW pro Anbindungsleitung im Bundesfachplan Offshore Nordsee entspreche. Dieser sollte auf 1000 MW erhöht werden, sobald es technisch möglich sei. Zusätzlich wurde vorgeschlagen, den jährlichen Zubaupfad auf 2,1 GW zu erhöhen. Gegen eine zu enge Ausrichtung an den EEG-Ausbaupfaden spreche auch, dass aufgrund der zu erwartenden Kostensenkungen und der energiewirtschaftlichen Bedeutung eine politische Neubewertung der Offshore-Windenergie zu erwarten sei. Daher müsse der Szenariorahmen mit einem breiten Trichter flexibel genug ausgestaltet sein.

Ein Konsultationsteilnehmer führte an, dass einige Offshore-Windparks, bei denen eine Realisierung zu erwarten sei, nicht berücksichtigt seien. Im Zusammenhang mit einem reduzierten Ausbaupfad wurde die Frage aufgeworfen, welchen Einfluss dies auf die zeitliche Realisierung des Offshore-Zubaunetzes habe und wie negative Effekte für die betroffenen Windparks vermieden werden könnten.

### **2.1.5.3 Photovoltaik**

Mehrere Stellungnahmen bezogen sich auf den prognostizierten Ausbau von 500 MW pro Jahr Photovoltaikleistung nach der Erreichung der Fördergrenze in Höhe von 52 GW. Dieser Ansatz sei völlig unrealistisch, vielmehr sei bis dahin die Eigenstromnutzung aus Photovoltaik aufgrund steigender Strompreise bei fallenden Systempreisen auch ohne Förderung so rentabel, dass der Zubau eher noch in erheblichem Umfang zunehmen werde. Im Gegensatz dazu wurde vorgebracht, dass diese Entwicklung nur aufgehalten werden könne, wenn höhere Strafzölle für Photovoltaik-Module eingeführt, hohe Abgaben für den eigengenutzten Strom (Sonnensteuer) verordnet oder der Aufbau solcher Anlagen untersagt würden.

Eine weitere Stellungnahme zu dieser Thematik zielte auf die Politik ab. Es wurde vorgetragen, dass es unverständlich sei, nach dem Auslaufen eines Markteinführungszeitraums davon auszugehen, dass es anschließend praktisch keinen Markt mehr für Photovoltaikanlagen gebe. Dies konterkariere die eigentliche Absicht der Markteinführung dieses Energieträgers. Aus diesen Gründen dürfe die minimalistische Zubaurate von 500 MW auf keinen Fall als Grundlage für den Szenariorahmen herangezogen werden, insbesondere nicht in allen drei Szenarien.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer fügte in seiner Stellungnahme hinzu, dass der Entwurf des neuen EEG bereits deutlich mache, dass es nach Ausschöpfen des Ausbaudeckels eine Anschlussregelung geben werde. Die Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung der Förderung für Freiflächen in § 53 EEG (Entwurf) sei nicht auf eine bestimmte Leistungsobergrenze beschränkt.

### **2.1.5.4 Biomasse**

Im Rahmen der Konsultation wurde in Bezug auf den Energieträger Biomasse vorgebracht, dass die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen zum Ausgleich von Erzeugungsschwankungen aus Windenergie und Photovoltaik technisch umsetzbar sei und zu einer Erhöhung der installierten Leistung der Bestandsanlagen führe. Erweitere man beispielsweise bestehende Biogasanlagen mit einem zusätzlichen Gasmotor/ bzw. einer zusätzlichen Generatoreinheit, könne nicht nur die Spitzenlast erhöht werden, sondern dies stärke auch deutlich die Redundanz des gesamten Stromnetzes. Jedoch bestehe unter den aktuellen förderpolitischen Rahmenbedingungen noch kein signifikanter Anreiz für die Umrüstung von Bestandsanlagen zu einer solchen Flexibilisierung.

Ein Konsultationsteilnehmer sah in der Biomasse ein enormes Potenzial. Die Flexibilisierung der Biogasanlagen sei eine verhältnismäßig kleine Investition mit enormem Potenzial, gerade für die südlichen Bundesländer. Außerdem sei die Technologie bereits vollständig entwickelt und auf dem Markt verfügbar.

Des Weiteren wurde in einer Stellungnahme kritisiert, dass bei Energie aus Biogas kaum eine Steigerung der Effizienz Berücksichtigung finde. Dabei stehe die technische Entwicklung der Biogasanlagen noch relativ am Anfang und Biomasse sei eine der wenigen Erneuerbaren Energien, die weitestgehend wetterunabhängig und gesichert Energie erzeugen, und in erheblichem Umfang Regelenergie anbieten könne. Es sei selbst ohne Flächensteigerung mit einem höheren Energieertrag durch Effizienzsteigerung und weiteren technischen Entwicklungen zu rechnen. Mehrere Biogasbetreiber schlossen sich dieser Aussage im Rahmen der Konsultation an.

Ein Konsultationsteilnehmer führte aus, dass allein die Steigerung der Leistung durch laufend besser angepasste Bakterienstämme im Verlauf des Betriebes einer Biogasanlage deutlich zu beobachten sei. Der Szenariorahmen solle deshalb, selbst bei der Annahme, dass keine neuen Flächen für den Betrieb weiterer Biogasanlagen zur Verfügung stehen, von einer moderaten Steigerung der Gesamtleistung ausgehen. Weitere Potenziale lägen insbesondere in der energetischen Nutzung des Koppelproduktes Stroh, durch die weitere Erschließung von Holzreserven, die verstärkte Nutzung der anfallenden Wirtschaftsdünger sowie von Energiepflanzen in landwirtschaftlichen Biogasanlagen.

#### **2.1.5.5 Wasserkraft**

In den Szenarien fänden laut einem Konsultationsteilnehmer lediglich Wasserkraftwerke mit einer Leistung oberhalb von 1 MW Berücksichtigung. Dabei könne insbesondere das Potenzial kleiner Anlagen bei der dezentralen Versorgung und als Puffer von Energiespitzen einen großen Beitrag leisten. Daher müssten auch Anlagen kleiner als 1 MW Eingang in die Planung finden.

#### **2.1.6 Konventionelle Erzeugung**

Die Bundesnetzagentur stellte in Ihrem Begleitdokument hinsichtlich der konventionellen Erzeugung folgende Fragen: Soll an der bisherigen Methodik der Ermittlung der konventionellen Kraftwerksleistung festgehalten werden? Wie beurteilen Sie die neuen Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber? Wie stehen Sie zu der Neugestaltung des Szenarios C 2025 als Szenario mit voraussichtlich erhöhtem Importbedarf aufgrund eines kürzer laufenden bzw. unrentableren konventionellen Kraftwerksparks? Wie beurteilen Sie den Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber, die Lebensdauer der Braunkohlewerke an die Genehmigungsdauer des Tagebaus zu koppeln?

### 2.1.6.1 Konventionelle Erzeugung ohne Braunkohle

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer zielten auf die Änderungen der Annahmen an die Lebensdauer konventioneller Kraftwerke ab. In diesem Zusammenhang lehnten viele Teilnehmer die Verkürzung der Lebensdauer um 5 Jahre ab. Insbesondere Kraftwerke, die sich evtl. erst in der Planung befänden, könnten ohnehin nicht in ihrer Lebensdauer um 5 Jahre reduziert werden, da diese Kraftwerke auf dem neuesten Stand der Technik seien. Bei jenen Kraftwerken sei eher von einer erhöhten Lebensdauer auszugehen. Die Auswirkungen einer Verringerung der Lebensdauer konventioneller Kraftwerke auf den Strompreis seien darzulegen.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern neu vorgeschlagene Herausnahme einzelner Kraftwerke aus Gründen der Unwirtschaftlichkeit bewerteten mehrere Konsultationsteilnehmer als nicht sachgerecht. Die Vorgehensweise gehe eindeutig zu Lasten von flexiblen Gaskraftwerken und berücksichtige nicht die Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von politischen und gesetzlichen Vorgaben, z. B. im Falle einer Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise.

Die Stilllegung flexibler Gaskraftwerke sei von der Bundesnetzagentur solange zu unterbinden, bis die unflexibleren Atom- und Braunkohlekraftwerke vom Netz gingen. Selbst wenn Braunkohlekraftwerke als flexibel gelten würden, gehe die Flexibilität mit erheblich schlechteren Wirkungsgraden und deutlich höherem Verschleiß einher. Aus wirtschaftlichen Gründen werde die Flexibilität jedoch in kurzen Lastsenken nicht genutzt und die Kraftwerke speisten fortlaufend ein. Dies führe zu anwachsenden Erzeugungsüberschüssen, fallenden Börsenpreisen und zunehmenden Netzengpässen. Daher solle der Sockel an "Grundlaststrom" reduziert und dem künftigen Ausbau der Erneuerbaren Energien angepasst werden. Der Ausbau der Gaskraftwerke sei am schnellsten und mit dem geringsten Investitionsaufwand zu erreichen. Zudem führe die Berücksichtigung neuer, effizienter Kraftwerke zu einer CO<sub>2</sub>-Reduktion.

In Gebieten mit wegfallender Kernkraftwerksleistung (wie z. B. in Bayern) sei ein höherer Anteil flexibler Gaskraftwerksleistung als weitere Variable heranzuziehen. Ein Konsultationsteilnehmer legte Wert darauf, die in Bayern auftretende Spitzenlast weitestgehend durch gesicherte Kraftwerksleistung in Bayern decken zu können. Dafür sei der Neubau von gesicherten Kraftwerkskapazitäten i. H. v. 3.000 bis 4.000 MW bis 2022 erforderlich.

KWK-Kraftwerke seien ein Instrumentarium zur Vermeidung von Netzausbau. Einerseits sei der Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) für die Energiewende unabdingbar, andererseits könne er auch einen erheblichen Beitrag zur Systemstabilität leisten. Kleine KWK-Kraftwerke sowie weitere Flexibilitätsoptionen seien zum Ausgleich der schwankenden Einspeisungen von Wind- und PV-Anlagen stärker zu berücksichtigen. Technologieentwicklungen seien dabei zu unterstellen.

Ein Konsultationsteilnehmer unterbreitete den Vorschlag, den nicht radioaktiv betroffenen Dampfturbinenteil stillgelegter Kernkraftwerke mit einer Gas- oder Ölbefeuerng zu nutzen. Dies

sei mit relativ geringen Kosten verbunden und zumindest für eine relativ kleine Anzahl an Jahresvolllaststunden zur Deckung der Spitzenlast wirtschaftlich. Die Vorgehensweise der Politik einer Stilllegung sämtlicher Kernkraftwerke sei in diesem Zusammenhang zu hinterfragen.

Einzelne Anmerkungen zielten auf die Kraftwerksliste ab, in der die Annahmen über die Entwicklung der konventionellen Erzeugung in Deutschland blockscharf abgebildet sind. Innerhalb der Kraftwerksliste fehlten ausführliche Begründungen hinsichtlich der angenommenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den jeweiligen Kraftwerksbetrieb. Eine detaillierte Konsultation mit den Kraftwerksbetreibern sei weiterhin notwendig. Von anderer Seite wurde vorgetragen, dass Kapazitäten in Bayern zu berücksichtigen seien, deren Realisierung zur Sicherstellung der Grundlast das erklärte Ziel der bayerischen Staatsregierung sei (z. B. Grafenrheinfeld).

### **2.1.6.2 Konventionelle Erzeugung Braunkohle**

Die Kopplung der Lebensdauer von Braunkohlekraftwerken an die Genehmigung der dazugehörigen Tagebauten wurde von vielen Konsultationsteilnehmern abgelehnt. Oft wurde genannt, dass mit einer höheren installierten Leistung von Braunkohlekraftwerken die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung verfehlt würden. Stattdessen sei ein sukzessiver Ausstieg aus der Braunkohle anzustreben, um den Ausstoß von CO<sub>2</sub> zu reduzieren und einen Umstieg auf Erneuerbare Energie zu erreichen. So wurde unter anderem das Klimaschutzgesetz des Bundeslandes NRW angesprochen, dessen Ziel nicht mit den angenommenen Braunkohlekapazitäten erreicht werden könne.

Neben den Gesichtspunkten des Klimaschutzes wurde auch die Akzeptanz für den Netzausbau als Argument gegen eine höhere Annahme der installierten Braunkohleleistung angeführt. So stehe die Bevölkerung zwar zu großen Teilen hinter der Energiewende und dem erforderlichen Netzausbau, dies werde aber durch eine rechnerische Laufzeitverlängerung der Braunkohle aufs Spiel gesetzt. Ebenso seien Braunkohlekraftwerke unflexibel und passten damit nicht zu einem Ausbau der erneuerbaren Energieträger. Damit seien sie auch für einen überdimensionierten Netzausbau verantwortlich.

Grundsätzlich bemängelten einige Konsultationsteilnehmer, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Methode im Entwurf des Szenariorahmens, die installierten Leistungen an den Braunkohletagebau zu koppeln, intransparent und nicht nachvollziehbar sei. Auch sei der Status der Tagebaue nicht immer eindeutig und auch mögliche Stilllegungen seien nicht auszuschließen.

Von einigen Konsultationsteilnehmern wurde geäußert, dass unter ökonomischen Gesichtspunkten ein Neubau bzw. Retrofitmaßnahmen nicht realistisch seien. Vor allem alte Anlagen hätten unter steigendem Investitionsbedarf zu leiden. Weiterhin wurde angeführt, dass der zunehmende Teillastbetrieb die Alterung beschleunige. Es wurde zwar angemerkt, dass derzeitige Braun-

kohlekraftwerke gerade noch wirtschaftlich betrieben werden könnten, diese Tatsache jedoch nicht für Retrofitmaßnahmen ausreiche.

Mehrere Konsultationsteilnehmer führten an, dass steigende CO<sub>2</sub> Preise die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke in Zukunft noch stärker belasteten. Insgesamt führe das dazu, dass die Lebensdauer der Braunkohle niedriger sein könnte als die Genehmigungsdauer des Tagebaus. Daher solle jeweils der frühere Termin zu Grunde gelegt werden.

Ein Konsultationsteilnehmer erachtete die Kopplung an die Tagebaue in Szenario A für angemessen, während in Szenario B eine Einschränkung der Braunkohlekapazitäten anzustreben sei. Dies könne unter anderem zwar durch eine Laufzeitverlängerung einerseits, aber einen Verzicht auf Ersatzneubauten andererseits erreicht werden. Für Szenario C sei eine deutlich ambitioniertere CO<sub>2</sub>-Reduktion sinnvoll.

Andere Konsultationsteilnehmer begrüßten dagegen die Kopplung der Laufzeiten von Braunkohlekraftwerken an die Tagebaue. So sei die Planung der Kraftwerke und Tagebaue ein integrierter Prozess, der sich nicht unabhängig voneinander betrachten lasse. Von einigen Konsultationsteilnehmern wurde jedoch eine transparentere Darstellung der Kopplung des Tagebaus mit der installierten Leistung Braunkohle gefordert. Für eine weiterhin hohe installierte Leistung an Braunkohlekraftwerken spreche auch die hohe Rentabilität der derzeit laufenden Kraftwerke. So eigneten sich Braunkohlekraftwerke zur Bereitstellung gesicherter Leistung und preiswertem Strom, deren Bedeutung in Zukunft im Vergleich zu Steinkohle-, Gas-, und Ölkraftwerken noch zunehmen werde. Außerdem investierten die Betreiber massiv in die Flexibilisierung der Kraftwerke. Weiterhin wurde angemerkt, dass die Annahmen im Szenariorahmen nur der Input für das Marktmodell seien, der genaue Kraftwerkseinsatz aber dementsprechend erst im NEP bestimmt werde.

Einige Konsultationsteilnehmer führten an, dass die Emissionsminderungen bereits im europäischen CO<sub>2</sub> Zertifikate-Handel berücksichtigt seien und dementsprechend kein Argument gegen die angenommenen Braunkohlekraftwerke darstellten. So seien die Annahmen für die Braunkohlereviere in der Lausitz bzw. im mitteldeutschen Revier sachgerecht, im rheinischen Revier sei allerdings das Kraftwerkserneuerungsprogramm nicht angemessen berücksichtigt. So werde zwar von der Stilllegung der alten 300 MW Blöcke in Niederaußem ausgegangen, jedoch der geplante Ersatz u.a. durch BoA+ nur in Szenario A angenommen bzw. in B 2035 gar nicht berücksichtigt. Es wurde weiterhin angeführt, dass es erklärter politischer Wille des Freistaates Sachsen sei, die Rahmenbedingungen zur Nutzung der Braunkohle langfristig zu gewährleisten. Außerdem wurde vorgeschlagen, nicht die Genehmigung der Tagebaue zu Grunde zu legen, sondern den Braunkohlevorrat in den entsprechenden Tagebauen.

### 2.1.7 Verbrauch und Jahreshöchstlast

Die Bundesnetzagentur stellte in ihrem Begleitdokument fest, dass bisher in allen Szenarien ein konstanter Verlauf des Nettostromverbrauchs und der Jahreshöchstlast angenommen wurde. Die Bundesnetzagentur stellte den Konsultationsteilnehmern nun die Frage, ob diese Konstanzannahme auch in Zukunft beibehalten werden oder verbrauchssteigernde bzw. -senkende Prognosen zu Grunde gelegt werden sollten.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer befürworteten den Ansatz der Übertragungsnetzbetreiber, für den Nettostromverbrauch der Zukunft den heutigen Wert anzusetzen. Die Annahme, dass sich verbrauchssteigernde und verbrauchssenkende Einflussfaktoren zu einem konstanten Verlauf des Verbrauchs überlagerten, sei stichhaltig. Zudem seien die Entwicklungen der einzelnen steigernden und senkenden Einflussfaktoren kaum abschätzbar, weshalb eine belastbare Aussage für den zukünftigen Wert des Nettostromverbrauchs kaum möglich sei. Schon zum Zweck der Vergleichbarkeit müsse der Nettostromverbrauch konstant gehalten werden, weil auf diese Weise der Einfluss des Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf den benötigten Netzausbau besser dargestellt werden könne.

Weiterhin sei von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen einer Sensitivität der Einfluss einer 10%igen Senkung des Nettostromverbrauchs untersucht und als kaum relevant für den Netzausbau eingestuft worden. Von einer Variation des Nettostromverbrauchs innerhalb der Szenarien sowie im Zeitverlauf sei wegen der oben genannten Gründe abzusehen.

Für einen steigenden Nettostromverbrauch spreche nach Auffassung einiger Konsultationsteilnehmer, dass der Strom in einigen Anwendungsfeldern in Zukunft die Primärenergieträger Öl, Gas und Kohle ersetzen werde (Elektromobilität, Power-to-Heat, Wärmepumpen). Auch der demographische Wandel sei kein Argument für einen sinkenden Nettostromverbrauch, da die oft prognostizierte Schrumpfung durch Zuwanderung kompensiert werde. Bei gleichbleibender Bevölkerungszahl könne der Nettostromverbrauch durch die Elektrifizierung weiterer häuslicher Anwendungen sogar steigen. Auch Energieeffizienzmaßnahmen würden durch einen „Rebound-Effekt“ aufgehoben. Eine elektrische Anwendung werde bei gesteigerter Effizienz attraktiver für die Nutzer und daher häufiger nachgefragt, wodurch sogar eine Steigerung des Nettostromverbrauchs möglich werde. Zumindest in einem Szenario solle darum ein gesteigerter Nettostromverbrauch angesetzt werden.

Andere Beiträge prognostizierten eine gegenläufige Entwicklung mit sinkendem Nettostromverbrauch. Eine sinkende Bevölkerungszahl, eine Steigerung der Energieeffizienz und ein Umweltbewusstsein in breiten Schichten der Bevölkerung würden in Zukunft zu einem Sinken des Nettostromverbrauchs führen. Dabei wurde häufig auf die Klimaschutzziele der Bundesregierung hingewiesen, die bis 2020 einen 10%igen Verbrauchsrückgang vorsehen. Diese Ziele seien

durch einen konstanten Verlauf des Nettostromverbrauchs nicht berücksichtigt und müssten zumindest in einem „Klimaschutzszenario“ abgebildet werden.

Andere Konsultationsteilnehmer forderten, einen reduzierten Verbrauch in allen Szenarien anzunehmen, da die Klimaschutzziele der Bundesregierung und die europäische Energieeffizienzrichtlinie für den gesamten Szenariorahmen eine verbindliche Richtgröße seien. In diesem Zusammenhang wurde auch die gegenüber der letztjährigen Genehmigung erhöhte Annahme des Nettostromverbrauchs in Frage gestellt. Es sei weiterhin nicht richtig, einen konstanten oder steigenden Verbrauch anzunehmen, da es nicht sein könne, dass der Bundesgesetzgeber einen Bundesbedarfsplan verabschiede, der die Klimaschutzziele der Bundesregierung gänzlich unberücksichtigt lasse.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer widersprachen der Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber, die Jahreshöchstlast im Vergleich zur letztjährigen Genehmigung um 2 GW anzuheben. Die Erhöhung sei unzureichend begründet und nur wenig oder nicht nachvollziehbar hergeleitet.

Einige Konsultationsteilnehmer kritisierten, die Jahreshöchstlast als zeitlich konstant einzuschätzen. Auf Grund von Energieeffizienzmaßnahmen, politischen Anstrengungen und klimapolitischen Vorgaben der Bundesregierung sowie einem steigenden Umweltbewusstsein der Bevölkerung werde es in Zukunft zu einer Absenkung des heutigen Lastprofils kommen. Weiterhin werde durch technologischen Fortschritt, Flexibilisierung der privaten und industriellen Nachfrage (Demand-Side-Management) und intensivere Speichernutzung (auch durch Nutzung von E-Cars als Speicher) eine Verschiebung der Stromnachfrage in bis dato nachfrageschwache Zeiten ermöglicht, wodurch eine Absenkung der Jahreshöchstlast in der Zukunft ermöglicht werde. Die oben angeführten Entwicklungen müssten wenigstens in einem „Effizienzscenario“ abgebildet werden, in dem eine sinkende Jahreshöchstlast angenommen werde.

Einige Konsultationsteilnehmer gingen auf Grund der schon beim Nettostromverbrauch angeführten Überlagerungsannahme von einem konstanten Verlauf der Jahreshöchstlast aus.

Andere Konsultationsteilnehmer gingen davon aus, dass die verbrauchssteigernden Faktoren dominieren werden und dass in den kommenden Jahren besonders auf dem privaten Sektor kaum eine signifikante Flexibilisierung der Stromnachfrage eintreten werde. Daher sei neben einer konstanten Entwicklung der Jahreshöchstlast auch eine Steigerung denkbar. Um alle Eventualitäten abzubilden, müsse eine Steigerung der Jahreshöchstlast in einem Szenario angenommen oder zumindest in einer Sensitivität simuliert werden.

### **2.1.8 Regionalisierung Erneuerbarer Energien**

Die Bundesnetzagentur bat die Konsultationsteilnehmer in ihrem Begleitdokument ausdrücklich um Stellungnahmen, wie die im Entwurf des Szenariorahmens 2025 von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene neue Regionalisierungsmethodik der Erneuerbaren Energien zu be-

werten sei. Darüber hinaus bat die Bundesnetzagentur in ihrem Begleitdokument um Vorschläge zu einer alternativen Regionalisierungsmethodik.

Viele Konsultationsteilnehmer begrüßten, dass die Übertragungsnetzbetreiber zur regionalen Zuordnung der regenerativen Erzeugungsanlagen zwei Gutachten in Auftrag gegeben haben und besonders, dass die Faktoren für die Regionalisierung in einem Stakeholderdialog erarbeitet wurden. Dieses Vorgehen trage dazu bei, die Methodik einerseits transparenter zu machen und andererseits auf eine breite Datengrundlage zu stützen. Grundsätzlich positiv sei auch der Bezug zur Flächenverfügbarkeit von Vorrang- und Eignungsflächen für Windkraftanlagen Onshore.

Gemäß der Meinung vieler Konsultationsteilnehmer sei die neue Regionalisierungsmethodik von Erneuerbaren Energien eine wissenschaftlich fundierte Erweiterung und Verbesserung der alten Methodik. Die detaillierte Potenzialanalyse und die Berücksichtigung der historischen Ausbaudynamik seien grundsätzlich positiv zu bewerten. Die Darstellung der Auswirkungen von regionalem EE-Ausbau in Abhängigkeit von verfügbaren Flächen und ihren Auswirkungen auf die Planung und Dimensionierung des Netzausbaus sei auch für die Diskussion in den Regionen und Bundesländern relevant, ob oder inwieweit der regionale Ausbau von dezentraler, regenerativer Erzeugung den Transport- und damit Netzausbaubedarf im Rahmen der Energiewende ersetzen oder verringern könne. Da die Qualität der Regionalisierungsergebnisse abhängig von der Güte der verwendeten Inputdaten sei, müsse im Weiteren geprüft werden, wie für die jährliche Erstellung des Netzentwicklungsplans ein sich regelmäßig wiederholender Prozess für eine möglichst konsistente und vergleichbare Datenbereitstellung durch die Bundesländer etabliert werden könne. Für die Inputdaten sollten auch die neue Abstandsflächenregelung zu Windenergieanlagen (10 H Regelung) und die Beeinträchtigung der Drehfunkanlagen durch Windenergieanlagen berücksichtigt werden.

Es wurde weiterhin angeregt, die Ergebnisse der Regionalisierung nochmals zur Diskussion zu stellen. Das Detailwissen aller Akteure könne und solle genutzt werden, um weitere Anpassungen vorzunehmen und so die Belastbarkeit der Regionalisierung weiter zu erhöhen. Zukünftig sei ebenfalls eine verbesserte Abstimmung der Grundlagen zur Entwicklung des Netzausbaus auf der Hoch- und der Höchstspannungsebene anzustreben. Basis für die Netzplanung sei die bei den Verteilnetzbetreibern vorhandene Kenntnis aller bestehenden und angemeldeten Kunden und deren Last sowie die Erzeugungsdaten (97 % aller EE-Anlagen seien im Verteilnetz angeschlossen). Ergänzt werde diese Kenntnis der bestehenden Situation durch die Erstellung von Prognosen zur zukünftigen Entwicklung. Die Verteilnetzbetreiber (insbesondere die Flächennetzbetreiber) seien zwingend einzubinden, um ein vollumfängliches Bild vorhandener und zukünftiger Lasten und Einspeisungen in ihren Netzen zu entwickeln. Aktuell würden diese im Rahmen der Erstellung des Szenariorahmens teilweise an die Übertragungsnetzbetreiber gemeldet, fänden aber bei den Übertragungsnetzbetreibern oder in der späteren Konsultation mit der Bundesnetzagentur und der Politik nicht zwingend Berücksichtigung. Somit sei eine Regio-

nalisation der aus den Konsultationen abgeleiteten Szenarien auf die Verteilnetzebene nicht immer möglich. Teilweise entstünden hier Widersprüche zwischen der beobachteten Ist-Situation und den offiziellen Szenarien.

Ferner zeige der Methodenvergleich zur Regionalisierung der Erneuerbaren Energien die starken Unterschiede im Ergebnis, je nach angewandter Methode. Es sei daher entscheidend, den methodischen Ansatz zu objektivieren. Unabhängige Experten (beispielsweise bei der Beurteilung der Beeinträchtigung der Luftverkehrssicherheit bei sog. Drehfunkfeuern) müssten hinzugezogen werden. Eine Möglichkeit sei nach Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer die Erstellung einer empirischen Datengrundlage bspw. durch Befragung der Verteilnetzbetreiber zu den geplanten regenerativen Anlagen in ihrem Netzbereich. So werde zukünftig sichergestellt, dass die Szenarien auf Verteilnetzebene und auf Übertragungsnetzebene übereinstimmen und dass Abweichungen schon vor der Konsultation gemeinsam diskutiert und nicht im Rahmen der Planung zu Widersprüchen führten. Zu kritisieren sei, dass im Entwurf des Szenariorahmens die Methodik der Regionalisierung zwar grundsätzlich dargestellt werde, aber die einzelnen Werte nicht nachvollziehbar seien. Insbesondere sei nicht erkennbar welche von den Ländern zur Verfügung gestellten Daten verwendet wurden und wie sie eingeflossen seien.

Im Sinne einer Offenheit des Netzes für unterschiedliche Entwicklungen wäre es auch sinnvoll gewesen, die unterschiedlichen Szenarien mit unterschiedlichen Regionalisierungsausprägungen zu versehen, da hierzu keinerlei bundesgesetzlicher Rahmen vorgesehen sei. Insofern könnten unterschiedliche Landespolitiken den Ausschlag für die Verteilung der EE-Anlagen geben. Hier müsse insbesondere die von Bayern forcierte Abstandsregelung zu den Windenergieanlagen (10 H Regelung) berücksichtigt werden. Letztlich müsse das Stromnetz in der Lage sein, den Strom aus EE-Anlagen aufzunehmen und zu verteilen und zwar unabhängig davon, ob der konkret von den Übertragungsnetzbetreibern im Szenariorahmen 2025 verwendete Ansatz in der Realität eintreffe oder sich eine andere regionale Verteilung ergebe.

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer solle im Szenariorahmen der Wert genannt werden, den die Übertragungsnetzbetreiber bei der Regionalisierung der Windenergienutzung als sog. Mindestertrag andeuteten. Es solle weiterhin in einer Deutschland-Karte dargestellt werden, welche Gebiete allein auf der Basis dieses Kriteriums überhaupt in Frage kämen bzw. von vornherein aus der Betrachtung herausfielen. Der bei der Regionalisierung der Windenergienutzung angesetzte Mindestertrag entscheide in hohem Maße darüber, wie viel Fläche überhaupt für eine weitere Betrachtung zur Verfügung stehe. Die Veröffentlichung dieses Wertes trage aus diesem Grund maßgeblich zur Transparenz bei, genauso wie die kartographische Darstellung der sich daraus ergebenden Flächenpotenziale. Ferner solle bei der Regionalisierung der Windenergienutzung in denjenigen Bundesländern, in denen Eignungsgebiete oder Vorranggebiete mit der Wirkung von Eignungsgebieten ausgewiesen werden, als Mindestertrag derjenige Wert ange-

setzt werden, unterhalb dessen es gemäß dem novellierten Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien keinen Ausgleich mehr für den Standortnachteil gebe.

Die Varianz der bisherigen bundeslandscharfen Regionalisierung deute darauf hin, dass es noch einen erheblichen Weiterentwicklungsbedarf der Regionalisierungsmodelle gebe. Bei der Weiterentwicklung der Modelle sollten Länderziele, geeignete Flächen, aber auch Prognosen über die Lastentwicklung in den Regionen berücksichtigt werden. Ferner sollten auch aktuelle Landes- und Regionalpläne, die sich derzeit „in Aufstellung“ befänden, und die neue 10 H Regelung in dem Szenariorahmen berücksichtigt werden. Eine weitere Möglichkeit, ein genaueres Bild zur aktuellen Ausbaudynamik in den Kommunen zu erhalten, sei beispielsweise, eine Befragung aller Kommunen in Deutschland zur erwarteten Ausweisungspraxis für die Windenergie in den nächsten Jahren durchzuführen. Außerdem bleibe zu beachten, dass eine differenziertere Regionalisierung zu einer Erhöhung der knotenspezifischen Fehler führen werde, da eine statistische Glättung der Fehler unterbleibe. Die möglichen Auswirkungen dieses Sachverhaltes sollten zumindest abgeschätzt werden.

Die Ausweisung von Eignungsgebieten bzw. Vorranggebieten mit der Wirkung von Eignungsgebieten für die Windenergienutzung gemäß § 8 Abs. 7 ROG sei nach Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer ein sehr komplexes Unterfangen, für das die umfangreiche Rechtsprechung der vergangenen Jahre zahlreiche, teilweise sehr konkrete Vorgaben gemacht habe. Der Grund dafür liege u.a. darin, dass mit diesen beiden Instrumenten eine außergebietliche Ausschlusswirkung verbunden sei. Das bedeute, dass außerhalb der ausgewiesenen Eignungsgebiete bzw. Vorranggebiete mit der Wirkung von Eignungsgebieten keine raumbedeutsamen Windenergieanlagen errichtet werden dürften. Das bedeute auch, dass die Planungsträger eine gewisse Menge an Fläche für die Windenergienutzung bereitstellen müssten. Wieviel Fläche mindestens erforderlich sei, lasse sich aus den naturräumlichen und sonstigen Voraussetzungen der Planungsregion ableiten. Ein wichtiges Augenmerk müsse der Planungsträger jedenfalls darauf richten, dass die ausgewiesenen Flächen am Ende auch tatsächlich für die Errichtung von Windenergieanlagen nutzbar seien und sich nicht ein Teil als nicht umsetzbar erweise. In diesem Zusammenhang sei besonders die potenzielle Beeinträchtigung von Drehfunkanlagen zu betrachten.

Zudem sollten auch die unterschiedlichen Rahmenbedingungen der Windenergienutzung in den einzelnen Bundesländern beachtet werden. So wirkten beispielsweise die verwendeten Restriktionen „Landschaftsschutzgebiet“ und „Wald“, sofern sie nicht vollständig in die Potentialbetrachtungen einfließen, äußerst hart und führten gerade bei einer nicht länderspezifischen Betrachtung der jeweiligen rechtlichen Rahmenbedingungen zu übertriebenen und vorschnellen Einschränkungen. Landschaftsschutzgebiete seien rechtlich keineswegs von der Nutzung der Windenergie ausgeschlossen. Bezogen auf die Waldnutzung habe beispielsweise die nordrhein-westfälische Landesregierung im Frühjahr 2012 einen Leitfaden „Windenergie im Wald“ vorge-

legt, der die Nutzung der Windenergie auf ökologisch weniger bedeutsamen Waldflächen ausdrücklich fördere und befürworte. Zugleich würden in anderen Bundesländern, wie z. B. in Bayern oder Sachsen, mit dem Einsatz der dortigen Landesregierungen für eine Länderöffnungsklausel und damit unverhältnismäßig hohen Abständen der Windenergie zur Wohnbebauung große Hürden für den weiteren Ausbau der Windenergie angestrebt, während in NRW in einem Beschluss des Landtags vom 28. März 2014 klargestellt worden sei, künftig nicht von der Länderöffnungsklausel Gebrauch machen zu wollen.

Zum Aspekt der Nutzbarkeit der Flächen gehöre nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers auch, dass sichergestellt sein müsse, dass Windenergieanlagen dort auch wirtschaftlich betrieben werden könnten. Da es sich bei der Regionalplanung um eine Angebotsplanung handele, könne der Träger der Regionalplanung nicht mit Sicherheit wissen, welcher Investor später mit welchem Windparkdesign die einzelne Fläche bebauen werde. Aus diesem Grund könne der Planungsträger auch nicht annäherungsweise die Haupt- und Nebeninvestitionskosten kennen. Er könne und müsse sich deswegen auf das Kriterium der Windhöflichkeit beschränken, das im Übrigen der unumstritten wichtigste Aspekt bei der Frage der Wirtschaftlichkeit von Windparkprojekten sei. Der Planungsträger dürfe also nur solche Flächen für die Windenergienutzung ausweisen, bei denen die Windverhältnisse im Normalfall für einen wirtschaftlichen Betrieb der Windenergienutzung ausreichen. Zu diesem Zweck definiere der Planungsträger für die gesamte Region einen pauschalen Wert als Untergrenze für die Windhöflichkeitsgebietsteile. Ginge man davon aus, dass das neue EEG nicht zur Überförderung an Standorten mit 80 % des Referenzertrages und höher führe, werde deutlich, dass an Standorten mit einem Ertrag unterhalb von 80 % des Referenzertrages im Normalfall keine Wirtschaftlichkeit gegeben sei. In Bundesländern mit Eignungsgebieten bzw. Vorranggebieten mit der Wirkung von Eignungsgebieten könnten also Standorte, die unterhalb eines solchermaßen bestimmten Mindestwertes für die Windhöflichkeit liegen, von den Planungsträgern gar nicht in ihre Überlegungen zur Ausweisung von Windstandorten einbezogen werden. Es sei damit auch nicht sachgerecht, wenn bei der Regionalisierung der Windenergienutzung im Rahmen der Netzentwicklungsplanung anders vorgegangen werde.

Nach Ansicht eines weiteren Konsultationsteilnehmers war es richtig, die bisherige Regionalisierungsmethodik für Erneuerbare Energien zu verwerfen und diese konsequent neu auszurichten. Es solle dabei allerdings auch geprüft werden, inwiefern die Ziele der einzelnen Bundesländer für den Ausbau der Erneuerbaren Energien auch weiterhin Berücksichtigung in der Netzplanung finden könnten. Voraussetzung hierfür sei eine wissenschaftlich fundierte Vergleichbarkeit der landesspezifischen Ausbauziele. Die Aggregation der länderspezifischen Ausbaudaten solle daher auf einer nachvollziehbaren und einheitlichen Methodologie beruhen und nicht, wie bis dato, auf einer sehr heterogenen Datenlage, die tatsächlich geplante Anlagen, Potenzialanalysen und gewünschte Ausbauziele umfasse. Die im Szenariorahmen 2025 dargelegte Regionali-

sierungsmethodik für Erneuerbare Energien sei ein Schritt in die richtige Richtung. So werde für die regionale Verteilung von Onshore-Windenergieanlagen zu Recht die Verfügbarkeit von ausgewiesenen Vorrangs- und Eignungsflächen herangezogen und die noch im NEP 2014 verwendete Unterscheidung nach Windhöflichkeit verworfen.

Im Gegensatz dazu seien die Methoden zur Regionalisierung, insbesondere der Onshore-Windenergie, aus Sicht einzelner Konsultationsteilnehmer grundsätzlich zu kritisieren. Die bisherige Regionalisierungsmethodik für Wind Onshore und PV solle aus Gründen der Vergleichbarkeit vorerst beibehalten werden.

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer würden für NRW zum Teil falsche Annahmen getroffen, wie beispielsweise der Umgang mit Waldflächen und Landschaftsschutzgebieten. Auch sei eine Interpretation der bisherigen Festlegungen in den Regionalplanungen nur für eines der sechs Planungsgebiete in NRW möglich. Zudem sei beim Repowering nicht klar, ab welcher Lebensdauer Anlagen einbezogen würden. Auch werde gerade im Zusammenhang mit Repowering bzw. neuen Anlagen die Frage gestellt, warum die potenziellen Windenergie-Volllaststunden gerade auf Basis der Höhe von 80 m ermittelt würden. Vieles spreche für eine modernere Referenzanlage. Im Hinblick auf die neue Länderöffnungsklausel im BauGB zu Abständen von Windenergieanlagen (10 H Regelung) werde im Übrigen darauf hingewiesen, dass der Landtag NRW am 28.03.2014 beschlossen habe, diese nicht zu nutzen. Auch dies spreche dafür, die Ausbauziele des Landes NRW bei der Regionalisierung nicht nur zu 2/3, sondern in einem größeren Umfang zu berücksichtigen. Bezogen auf die angegebenen Prognosewerte für die installierte Leistung von Windenergieanlagen Onshore müsse hinterfragt werden, wie sich die erheblichen Zuwachsraten in Bayern und Baden-Württemberg im Vergleich zu NRW vor dem Hintergrund der neuen Vergütungsstruktur des EEG begründen.

Ein Konsultationsteilnehmer wies darauf hin, dass sich der Anteil des Gesamtzubaus im 10-Jahreszeitraum für Rheinland-Pfalz seit dem Szenariorahmen 2024 positiv entwickelt habe. In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass die Teilfortschreibung des LEP IV, seit dem Inkrafttreten am 11.05.2013, die Rahmenbedingungen für die Windenergienutzung in Rheinland-Pfalz neu gesetzt habe. Die Planungsregionen hätten, gerechnet vom Zeitpunkt des Inkrafttretens der Teilfortschreibung des LEP IV, 18 Monate Zeit, um ihre Regionalpläne anzupassen. Die Kommunen könnten parallel hierzu auf der Grundlage der Teilfortschreibung des LEP IV ihre Flächennutzungspläne aufstellen bzw. fortschreiben. Von daher sei abzusehen, dass sich der Umfang der ausgewiesenen Flächen für das Land Rheinland-Pfalz erheblich ausweiten werde.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer wies auf den in Sachsen im vergangenen Jahr in Kraft getretenen Landesentwicklungsplan 2013 hin und die erst noch vorzunehmende Umsetzung in Regionalpläne. Deswegen seien dort gegenwärtig noch keine konkreten Aussagen zur künftigen Lage von Vorrang- und Eignungsflächen zur Windkraftnutzung möglich.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer wies darauf hin, dass Ende 2013 in Schleswig-Holstein bereits 3,9 GW Onshore-Wind installiert worden seien. Im Jahr 2013 seien 299 Anlagen und in den ersten vier Monaten von 2014 199 Anlagen immissionsschutzrechtlich neu genehmigt worden. Ende April 2014 seien etwa 400 Anlagen im Genehmigungsverfahren gewesen. Vor diesem Hintergrund sei damit zu rechnen, dass 2015 Onshore-Windkraftanlagen mit etwa 6 GW in Schleswig-Holstein installiert sein würden. Regionalisierungen im Entwurf des Szenariorahmens, die für Schleswig-Holstein im Jahre 2025 auf lediglich 7 bis 8 GW kämen, wären somit nicht plausibel.

Der für das Szenario C im Entwurf des Szenariorahmens enthaltene Wert Wind Onshore für das Land Brandenburg sei zwar wesentlich höher als die nach der ersten Methodik der Regionalisierung ermittelten Werte, liege aber nach wie vor unterhalb der Landesziele Brandenburgs. Hier wäre eine transparentere Darlegung der ermittelten Werte wünschenswert. So würden Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber fehlen, wie die Einbeziehung der bei den Verteilnetzbetreibern vorliegenden Daten in den Prozess der Regionalisierung erfolgt sei. Seitens des Landes Brandenburg sei dies wiederholt vorgeschlagen worden. Bislang sei diesbezüglich kein Fortschritt zu erkennen. So hätten beispielsweise die 110-kV-Flächennetzbetreiber in der 50-Hertz-Regelzone einen gemeinsamen Netzausbauplan erarbeitet, in dem die von diesen Netzbetreibern erwartete Entwicklung der EE-Leistung ausgewiesen sei. Es solle von der Bundesnetzagentur geprüft werden, inwieweit diese Angaben genutzt werden könnten.

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer betrage die zum 31.12.2013 installierte Leistung bei der Windenergienutzung 1,1 GW in Thüringen. Selbst im Szenario A 2024 solle dieser Wert bereits auf 2,0 GW steigen. Als unterer Rand der wahrscheinlichen Entwicklung sei das zu hoch: Das Flächenpotenzial in Thüringen, das einerseits ein Windpotenzial von mindestens 80 % des Referenzertrages aufweise und andererseits nicht mit sonstigen Restriktionen behaftet sei (Schutzgebiete, Neigung, etc.), könne damit geringer sein als ggf. erhofft. Denn die genaue Ermittlung sog. Potentialflächen und ihr Einfluss auf das für jeden Energieträger definierte Ausbaupotential seien intransparent. Insofern könnten auch die von den Übertragungsnetzbetreibern für Thüringen errechneten Ausbauziele für Onshore-Wind, Photovoltaik und Biomasse, die teils deutlich hinter den von Thüringen auf Basis des „Potentialatlas Erneuerbare Energien“ ermittelten und gemeldeten Werten zurückblieben, nicht zur Gänze nachvollzogen werden. Für eine abschließende Beurteilung der thüringenspezifischen Ausbauziele bedürfe es daher zwingend ergänzender Darlegungen im Szenariorahmen.

Nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers sei aufgrund der Umbruchsituation im Zuge der Änderung des Landesplanungsgesetzes die Bezugnahme des Netzentwicklungsplanes auf „bereits ausgewiesene und angekündigte Vorrangflächen“ ungeeignet, um die Entwicklungen in Baden-Württemberg realitätsnah abzubilden. So würden sich in Baden-Württemberg derzeit sämtliche Regionalverbände mit den Windplanungen befassen und infolge der Änderung des

Landesplanungsgesetzes bestünden mit Ausnahme der grenzübergreifenden Regionalverbände (Rhein-Neckar und Donau-Iller) derzeit keine rechtsgültigen Vorranggebiete für die Windenergienutzung. Nur ein Regionalverband (Ostwürttemberg) habe im Rahmen einer Teilfortschreibung Erneuerbare Energien bisher Vorranggebiete für Windenergieanlagen beschlossen. Aus dem gleichen Grund (Umbruchsituation und laufende Planverfahren) sei auch die Berücksichtigung „historischer Zubauraten“ untauglich. Ferner sei zu bedenken, dass bei der im vorliegenden Entwurf getroffenen Bezugnahme auf Vorranggebiete die kommunalplanerischen Konzentrationszonen komplett unberücksichtigt blieben, was ebenfalls zu einem schiefen Bild der bestehenden Entwicklungsperspektiven führe. Außerdem bleibe unklar, wie genau die „Potenzialflächen“ ergänzend hinzugezogen würden und welcher „Mindestertrag“ für das wirtschaftliche Potenzial definiert werde. Aus der Sicht des Konsultationsteilnehmers wäre eine Orientierung an den Landeszielen (ggf. mit einer räumlichen Verteilung anhand des Potenzialatlasses) zielführender und würde angesichts der verschiedenen planungsrechtlichen Möglichkeiten (Regionalplanung, Bauleitplanung und Außenbereichsprivilegierung) sowie der planungsrechtlichen Unterschiede zwischen den Ländern die Realitäten besser abbilden. Bei den Zielzahlen zur Photovoltaik empfahl der Konsultationsteilnehmer, auf die im baden-württembergischen Potenzialatlas ermittelten Ergebnisse aufzubauen, die auf einem landesweiten Solardachkataster beruhen würden. Denn dieses fuße auf einer sehr umfangreichen Datengrundlage (z. B. Flächengröße, Ausrichtung, Neigung und Abschattungseffekte).

Ein Konsultationsteilnehmer merkte an, dass die Potentialanalyse in Südbayern genauso viele Nutzungsflächen ausweise wie in Sachsen-Anhalt. Für ihn stelle sich die dann Frage, wie der Korridor D zu begründen sei, der doch nur wegen Windstrom von Nord nach Süd erforderlich sei.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer störte sich an der Annahme der Übertragungsnetzbetreiber, Standorte mit einer Hangneigung von mehr als 5° als für Windenergie nicht geeignete Flächen auszuschließen. Die in Rheinland-Pfalz errichteten Windenergieanlagen lägen heute zu rd. 23 % oberhalb der 5°-Grenze (teilweise über 10°). Bei diesen 23 % handele es sich bis auf wenige Ausnahmen um Standorte in besonders windhöffigen Bereichen. Wenn aufgrund der landesplanerischen Vorgaben, des technischen Fortschritts und der steigenden Erfahrung tendenziell schwerer erschließbare Gebiete einbezogen werden müssten, sei zu erwarten, dass in Zukunft deutlich mehr Anlagen als die ermittelten 23 % des Bestandes in Arealen jenseits der 5°-Grenzen geplant und errichtet würden. Insgesamt sei davon auszugehen, dass die zu bewältigende Hangneigung, als einer von unterschiedlichen Einflüssen, ihren Stellenwert im Rahmen einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Anlagenplanung habe und insoweit kein Ausschlusskriterium darstelle.

Aufgrund der teilweise schwierigen Datenlage betreffend der „ausgewiesenen Vorrangs- und Eignungsflächen“ dürfe die daraus abgeleitete regionale Verteilung mit gewisser Vorsicht zu

behandeln sein. Darauf wies ein Konsultationsteilnehmer mit Blick auf Niedersachsen hin. So seien in mehreren Landkreisen in Niedersachsen Raumordnungspläne in der Fortschreibung und damit neue Vorrangs- und Eignungsflächen in der Ausweisung begriffen. Diese Flächen würden in der Regionalisierungsprognose nicht berücksichtigt. Des Weiteren sei die Flächenausweisung oftmals nicht mit einer Ausschlusswirkung für den übrigen Planungsraum verbunden, so dass die in der Prognose als verfügbar betrachteten Flächen in solchen Planungsräumen unterschätzt würden. Unberücksichtigt blieben bei der Methode ferner die Ergebnisse der Bauleitplanung auf Städte- und Gemeindeebene, die eine Reduzierung der letztendlich nutzbaren Flächen gegenüber den regionalplanerisch ausgewiesenen Vorrang- und Eignungsflächen zur Folge haben könnten. Gegenüber dem Regionalisierungsansatz des letzten Szenariorahmens, der sowohl auf die historische Entwicklung als auch die Windpotenziale/Windhöflichkeit abstelle, entfalle nach der neuen Methode ein geringerer Anteil des erwarteten Onshore-Windzubaus auf Niedersachsen. Die Ergebnisse einer von der Bundesnetzagentur durchgeführten Befragung der regionalen Planungsträger zu den ausgewiesenen Flächen für Windenergienutzung sollten zur Verifizierung der Daten berücksichtigt werden. Auf der Karte des Entwurfs des Szenariorahmens (Abb. 27 - Uneingeschränkt und eingeschränkt nutzbare Flächen für Windenergie in Deutschland) gebe es die Kategorie „uneingeschränkt geeignete Fläche“. Dieser Begriff sei irreführend, da es sich lediglich um die Flächen handele, die auf Basis einer ersten Grobanalyse nicht von vornherein einem (potenziellen) Ausschluss unterlägen. Es werde vorgeschlagen, stattdessen den Begriff „potenziell geeignete Fläche“ oder den Begriff „Potenzialfläche“ zu verwenden.

Die Aufteilung der gesamtdeutschen Prognosezahlen auf Netzknoten (Regionalisierung) habe entscheidenden Einfluss auf die Ermittlung und Bewertung von Maßnahmen im Höchstspannungsnetz mit Rückwirkungen auf das 110-kV-Netz. Einige Konsultationsteilnehmer begrüßten vor diesem Hintergrund das Bestreben der Übertragungsnetzbetreiber, die Regionalisierung der EE-Mantelzahlen des Netzentwicklungsplans auf ein neues Fundament zu stellen. Das vorgestellte Modell sei ein vielversprechender und konsensfähiger Ansatz für ein transparentes und nachvollziehbares Vorgehen bei der Regionalisierung. Eine jährliche Diskussion der Prämissen der Regionalisierung im Rahmen der Entwicklung des Szenariorahmens im geeigneten Teilnehmerkreis könne einem belastbaren Szenario nur zuträglich sein.

Demgegenüber seien die energiepolitischen Ziele der Bundesländer derzeit nicht geeignet, den zu erwartenden jährlichen Zubau unter den Ländern aufzuteilen, da die Summe der Ausbauziele der Länder den zu erwartenden Ausbaukorridor gemäß der EEG-Novelle übersteige. Die vorgestellte Vorgehensweise der Übertragungsnetzbetreiber, bei der das ermittelte technisch erschließbare Potenzial mit den Bundeslandzielen abgeglichen werde, führe zu einem Ungleichgewicht zu Ungunsten jener Länder, die für Ihre Ausbauziele weniger optimistische Ansätze gewählt hätten.

Keine angemessene Beachtung fänden die vielfach bereits umgesetzten Pläne der Bundesländer zur regionalen Ausschöpfung ihrer Energiepotenziale. Bisher erfolgte Anstrengungen vieler Kommunen zur dezentralen Energiegewinnung würden dadurch zunichte gemacht.

### **2.1.9 Kappung der Einspeisespitzen**

Die Bundesnetzagentur fragte in ihrem Begleitdokument die Konsultationsteilnehmer ob sie bereits in der Genehmigung des diesjährigen Szenariorahmens eine Kappung der Einspeisespitzen von Onshore-Windenergieanlagen berücksichtigen sollte. Darüber hinaus bat die Bundesnetzagentur in ihrem Begleitdokument um die Einschätzung, inwieweit dann die Annahmen der bereits durchgeführten Sensitivitätsbetrachtung der Übertragungsnetzbetreiber übernommen werden sollten.

Grundsätzlich wurde von vielen Konsultationsteilnehmern eine Spitzenkappung als sinnvoll angesehen, um das Netz nicht für die letzte Kilowattstunde ausbauen zu müssen.

Sehr unterschiedlicher Auffassung waren die Konsultationsteilnehmer jedoch bezüglich der Frage, zu welchem Zeitpunkt eine Spitzenkappung berücksichtigt werden sollte. Während einige Konsultationsteilnehmer eine Berücksichtigung der Spitzenkappung in der Netzplanung bereits im vorliegenden Szenariorahmen für sinnvoll hielten, waren andere der Auffassung, dass es bei dem derzeitigen Anteil an EE-Einspeisung noch zu früh für eine Berücksichtigung sei. Angemessen sei die Berücksichtigung z. B. erst, wenn der Netzausbau und die Energiewende nahezu abgeschlossen seien. Dementsprechend sei die Spitzenkappung als Sensitivität weiterhin besser. Dies wurde auch vor dem Hintergrund gefordert, dass es derzeit noch keine rechtliche Grundlage gebe und diese auf jeden Fall noch abgewartet werden müsse, bevor eine Spitzenkappung in die reguläre Netzplanung mit aufgenommen werde.

Weiterhin wurde von einigen Konsultationsteilnehmern angeführt, dass eine Berücksichtigung der Spitzenkappung nur sinnvoll sei, wenn auch eine Spitzenkappung von konventionellen Kraftwerken berücksichtigt werde. Die Spitzenkappung sei allerdings auch auf PV-Anlagen auszuweiten.

Daneben wurde auch vorgeschlagen, eine Spitzenkappung nur in einem Szenario zu berücksichtigen. Wieder andere Konsultationsteilnehmer hielten eine Berücksichtigung der Spitzenkappung nur dann für sinnvoll, wenn eine moderate Kappung einen signifikant niedrigeren Netzausbau bedeuten würde. Außerdem wurde mit Blick auf die Spitzenkappung eine sachgerechte Prüfung bei den Einzelmaßnahmen gefordert.

Bei der Auswirkung einer Spitzenkappung waren die Konsultationsteilnehmer unterschiedlicher Auffassung. Während einige ein großes Potential zur Vermeidung von Netzausbau sahen, waren andere der Auffassung, dass die Spitzenkappung, vor allem im Hinblick auf die auch über

den 10 Jahres Horizont hinaus steigenden EE-Zahlen, nur zu einer Verzögerung des Netzausbaus führe, sich jedoch grundsätzlich am langfristigen Bedarf wenig ändern würde.

Einige Konsultationsteilnehmer äußerten sich auch zu der von den Übertragungsnetzbetreibern im Sensitivitätsbericht angewandten Methodik. So wurde unter anderem die Aufteilung der im Koalitionsvertrag vorgesehenen 5 % der Jahresenergie-Menge in je 2,5 % im Verteilnetz und im Übertragungsnetz als nicht nachvollziehbar bzw. zu gering im Übertragungsnetz kritisiert. Weiterhin wurde geäußert, dass die 5 % als minimaler Wert anzusehen seien, der in Zukunft auch vom Gesetzgeber erhöht werden könne. Außerdem wurde geäußert, dass eine bereits erfolgte Abregelung im Verteilnetz auch das Übertragungsnetz entlasten würde, so dass dies ebenfalls berücksichtigt werden sollte. Daneben wurde auch die Beschränkung auf Neuanlagen kritisiert und eine Berücksichtigung aller Anlagen gefordert. Einige Konsultationsteilnehmer waren der Auffassung, dass die Spitzenkappung zur größten Minimierung des Netzausbaus berücksichtigt werden solle. Daneben wurde angemerkt, dass bei der Spitzenkappung kein statischer Wert vorgegeben werden solle, sondern die aktuelle Marktsituation berücksichtigt werden müsse.

## **2.2 Zusammenfassung der über die Fragestellungen des Begleitdokuments hinausgehenden Stellungnahmen**

Die im Rahmen der Konsultation zu den über die Fragestellungen des Begleitdokuments hinausgehenden eingegangenen Stellungnahmen beinhalteten im Wesentlichen:

### **2.2.1 Mittel- bis langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung**

Ein Konsultationsteilnehmer merkte an, dass der Netzentwicklungsplan ein Instrument sei, um energiepolitische Ziele umzusetzen. Im Koalitionsvertrag unterstreiche die Bundesregierung die gleichrangige Bedeutung des energiepolitischen Zieldreiecks Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Die europäische Ebene rücke dabei zunehmend in den Fokus, da auf dieser Ebene die Rahmenbedingungen für den Strombinnenmarkt und (beispielsweise) den CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel gesetzt würden.

Viele Konsultationsteilnehmer beanstandeten, dass im NEP 2014 sowohl das Szenario A als auch das Szenario B die Klimaschutzziele der Bundesregierung verfehle. Bei der Erstellung des neuen Szenariorahmens 2025 müsse darauf geachtet werden, dass die Klimaschutzziele auf nationaler und europäischer Ebene eine entsprechende Berücksichtigung fänden. Es sei nicht nachvollziehbar und akzeptabel, dass bei der Erstellung des Szenariorahmens 2025 zwar die Beschlüsse zum Ausbaupfad bei den Erneuerbaren Energien und bei KWK-Anteilen an der Stromerzeugung berücksichtigt würden, jedoch nicht die klimapolitischen Festlegungen. Daher müsse mindestens eine weitere Betrachtung durchgeführt werden, die die Einhaltung der Klimaschutzziele zur Grundlage habe und dabei entweder die entsprechenden Kapazitäten bei den Erneuerbaren Energien variere oder den fossilen Kraftwerkspark mit dem Ergebnis eines deut-

lich höheren Anteils an Gaskraftwerken und eines deutlich geringeren Anteils an Braunkohlekraftwerken modelliere.

Nach Auffassung einiger Konsultationsteilnehmer sei nicht vermittelbar, dass die Bundesregierung zwar einerseits klima- und energiepolitische Ziele verfolge, andererseits aber ein Netz plane, das ein Verfehlen dieser Ziele in den Annahmen zu Grunde lege. Alle Eingangsgrößen der Szenarien, die der bundespolitischen Steuerung unterlägen, sollten daher konsistent mit den formulierten energie- und klimapolitischen Zielgrößen sein. Falls das Netz auf ein Verfehlen der Zielgrößen ausgelegt werden sollte (z. B. im Bereich Energieeffizienz) sei dies begründungspflichtig.

Sowohl die bisherige Methodik bei der Ermittlung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten als auch die neuen Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber im aktuellen Entwurf des Szenario Rahmens 2025 sind nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers unvereinbar mit den Zielen des Energiekonzeptes von 2010/11 und einer Dekarbonisierung des Elektrizitätssektors bis 2050. Folglich bestünden bei allen Szenarien in Hinsicht auf Transparenz und Nachvollziehbarkeit der zu Grunde gelegten Daten erhebliche Mängel. Es bleibe weiterhin nicht nachvollziehbar und unzureichend begründet, auf welcher Basis die Annahmen für eine Laufzeit von 50 Jahren für Kohlekraftwerke (gemäß der alten Methodik) für die aktuellen Entwürfe der Szenarien A 2025 und B 2025 beibehalten würden.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer merkte an, dass die Klimaschutzziele der Bundesländer, welche teilweise in direktem Widerspruch zur prognostizierten Kohleverstromung stünden, nur eine untergeordnete Rolle in der Szenarienbildung einnehmen. Gerade diese ambitionierten Ziele der Bundesländer seien aber Voraussetzung für eine zeitnahe Umsetzung der Energiewende.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer wies darauf hin, bei der Einbeziehung von nationalen Klimaschutzziele zu berücksichtigen, dass Klimaschutzziele in den ETS-Sektoren EU-seitig gesteuert würden und lediglich die Kompetenzen für die Erreichung der Klimaschutzziele in den non-ETS-Sektoren noch bei den Mitgliedstaaten lägen.

Nach Meinung eines Konsultationsteilnehmers werde Deutschland wegen der neuen (geringeren) Zielkorridore für die Erneuerbaren Energien sein Klimaziel für 2020 verfehlen. Nun sollten zwar in anderen Sektoren auch erhöhte Anstrengungen zur CO<sub>2</sub>-Reduktion unternommen werden, diese seien aber schwieriger zu bewerkstelligen als im Stromsektor. Falls die Folgen des Klimawandels in den nächsten Jahren noch deutlicher zu Tage träten, sei es nicht unwahrscheinlich, dass die Bundesregierung die Zielkorridore für die Erneuerbaren Energien wieder durch eine Untergrenze ersetze und den Zubau forcieren statt bremse.

## 2.2.2 Einpassung in den europäischen Rahmen

Einige Konsultationsteilnehmer beanstandeten, dass mögliche europäische Entwicklungen nur unzureichend Einzug in den Szenariorahmen 2025 fänden. Nach wie vor fehle eine gesamteuropäische Betrachtung von Szenarien, d. h. wo zu welchem Zeitpunkt wie viel Energie entstehe und über welche vorhandenen Netze man diese transportieren könne. Die Szenarien aus dem SO&AF (Scenario Outlook & Adequacy Forecast) seien mit starken Unsicherheiten belastet und nationale Szenarien, wie das vierte Szenario „Nouveau mix“ aus dem französischen Netzentwicklungsplan mit 40 GW Wind, 30 GW Photovoltaik und lediglich 40 GW Kernkraft, würden nur ungenügend im deutschen Szenariorahmen berücksichtigt. Dementsprechend reiche die alleinige Berücksichtigung der europäischen Szenarien aus dem SO&AF nicht aus, um mögliche Entwicklungen in unseren Nachbarländern abzubilden. Diesbezüglich wurde empfohlen, auch nationale Trendszenarien der Nachbarländer Deutschlands stärker in die Szenarien der Netzentwicklung einzuarbeiten.

Wichtig sei aus Sicht eines Konsultationsteilnehmers, dass bei der Modellierung der Szenarien die sich aus dem europäischen Binnenmarkt und aus der europäischen Umweltgesetzgebung ergebenden Einflüsse in Zukunft zu berücksichtigen. Das Stichwort Binnenmarkt stehe für einen wettbewerblichen, technologieoffenen und im Wesentlichen durch privatwirtschaftliches Handeln geprägten Strommarkt. Dieser europäische Binnenmarkt für Strom habe hohe Priorität in allen Mitgliedstaaten. Langfristig leite sich daraus die Anforderung ab, die Förderregime für Erneuerbare Energien marktnah und möglichst auf europäischer Ebene zu gestalten. Der europäische Binnenmarkt für Strom könne nur funktionieren, wenn ein Level-playing-field durch europäische Rechtsetzung hergestellt werde, insbesondere auch im Umweltbereich. Stichworte für die Stromerzeugung seien Anforderungen, die aus der IED-Richtlinie und dem europäischen System zum Emissionsrechtehandel resultierten. Da die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromerzeugungssektors umfassend durch das EU-ETS reguliert würden, seien die im Rahmen der Rechnungen ermittelten Aussagen zu CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung als nachrichtliche Information einzuordnen. Die Netzentwicklungspläne sollten in keinem Fall mit der Aufgabe überfrachtet werden, die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromerzeugungssektor zu lenken oder zu beeinflussen. Klimaschutzziele für die ETS-Sektoren würden nämlich auf europäischer Ebene gesetzt.

Ein Konsultationsteilnehmer beanstandete, dass die Verbraucher den Strom nicht dort einkaufen könnten, wo er am günstigsten sei. Deutschland habe in Europa die höchsten Strompreise. Andererseits planten die Netzbetreiber ein neues Stromnetz für den europäischen Stromhandel. Der europäische Stromhandel sei nicht auf einen vertretbaren Netzausbau begrenzt, sondern erhöhe den erforderlichen Netzbedarf weit über den reinen Versorgungsauftrag Deutschlands hinaus. Die Verbraucher kämen dafür auf, hätten aber keinen Nutzen davon. Nutzen und Schaden des europäischen Stromhandels für die Allgemeinheit seien daher einer volkswirtschaftlichen Gesamtbetrachtung zu unterziehen.

### 2.2.3 Allgemeine Anmerkungen zu den Szenarien

Nach Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer leiden die vorgelegten Szenarien weiterhin daran, dass hinsichtlich der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien lediglich der Ausbaupfad im Zusammenhang mit der EEG-Novellierung 2014 zu Grunde gelegt werde. Es sei aber davon auszugehen, dass es in den kommenden 10 Jahren einen Ausbau der Erneuerbaren Energien auch außerhalb des gesetzlichen Rahmens des EEG geben werde. Auch wenn dessen Umfang schwer abzuschätzen sei, solle er in die Szenarien mit einfließen. Zudem sei darauf zu achten, dass die ambitionierten Klimaschutzziele auf nationaler, aber auch auf europäischer Ebene bei der Ermittlung der einzelnen Szenarien ausreichend berücksichtigt würden.

Mehrere Konsultationsteilnehmer beanstandeten, dass sämtliche Szenarien von verbrauchsfernen, zentralen Großkraftwerken ausgingen, die einen erhöhten Netzbedarf zur Folge hätten. Diese Konsultationsteilnehmer verstehen unter Energiewende, Strom regenerativ und dezentral zu produzieren, ohne die Umwelt durch umweltschädlichen Kohlestrom sowie überdimensionierte Stromtrassen zu belasten. Eine dezentrale Stromerzeugung mache auch lange Stromtrassen, die lediglich dem Transport dienen, überflüssig. Dadurch werde eine dezentrale und verbrauchsnahe Energiewende erschwert und — erneut — ein überdimensionierter Netzausbau gefördert. Folglich gebe es einen erheblichen Zielkonflikt zwischen der zentralen und dezentralen Energieversorgung.

Ein Konsultationsteilnehmer forderte die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber auf, weitere Szenarien zu entwickeln, die anhand möglicher politischer Entscheidungen und Änderungen der Marktbedingungen den Netzbedarf genauer prognostizierten. Darauf basierend solle ein Szenario als Referenz so ausgelegt werden, dass dargestellt werde, unter welchen Marktbedingungen - unter Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung - gar kein bzw. der geringstnötige Netzneubau möglich sei. Die einzelnen Maßnahmen müssten sowohl gebündelt, als auch einzeln in ihrer Wirksamkeit überprüft werden, so dass für den Gesetzgeber Anhaltspunkte entstünden, inwieweit er mit geeigneten, klimapolitisch sinnvollen und sozialverträglichen Instrumenten positiv auf die zukünftige Versorgungssicherheit Einfluss nehmen könne. Ein derartiges Szenario wäre Ausgangspunkt für die Versachlichung der Debatten um konkrete Leitungsprojekte, insbesondere gegenüber den Anwohnern der zukünftigen Trassen.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer trug die Idee vor, dass für die (Genehmigungs-)Planung von Netzausbaumaßnahmen das jeweilige „höchste“ Szenario C maßgeblich sein solle (insbesondere, soweit die sich ergebenden Maßnahmen 10 Jahre später, also 2035, ohnehin benötigt würden). Die tatsächliche Realisierung von Netzausbaumaßnahmen richte sich natürlich nach der aktuellen „mittleren“ Schätzung, hier also nach Szenario B.

### **2.2.3.1 Szenario A 2025**

Das Szenario A 2025 solle nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers durch ein Szenario ersetzt werden, in dem eine wesentlich stärkere Substitution des Erdgaseinsatzes zu Heizzwecken angenommen werde. Dieses Szenario könne u.a. als Reaktion auf eine Invasion Russlands in der restlichen Ukraine und anschließender Sanktionen gegen Russland (Einschränkung des Erdgasimports) eintreten. Eine Analyse dieses Szenarios sei auch ein deutliches Zeichen an Russland, auf weitere aggressive Handlungen gegenüber der Ukraine (und ggf. weiteren ehemaligen Sowjetrepubliken) zu verzichten und sei somit friedensstiftend in Europa.

Ein Konsultationsteilnehmer regte an, dass das Szenario A 2025, das den Bau sämtlicher geplanter Braun- und Steinkohlekraftwerke berücksichtige, und auch das Szenario B 2025, gerade aufgrund seiner wichtigen Funktion als Leitszenario, auf die Kompatibilität mit den nationalen Klimaschutzziele hin überprüft werden solle.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer merkte an, dass der im Szenario A 2025 angesetzte Ausbaupfad mit 20 MW bei der Biomasse erheblich unter dem im EEG-Kabinettsentwurf angesetzten Ausbaudeckel von 100 MW liege.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisierte den jährlichen Zubau von PV in Höhe von 2.000 MW im Szenario A, da bereits der EEG-Kabinettsentwurf einen Ausbaukorridor von 2.500 MW vorsehe.

### **2.2.3.2 Szenario B 2025**

Mehrere Konsultationsteilnehmer beanstandeten, dass die installierte Leistung von PV-Anlagen im Szenario B 2025 gegenüber dem Szenario B 2024 reduziert worden sei. Dies sei ein Widerspruch zur Energiewende, da der Zubau von PV-Anlagen nicht reduziert, sondern erhöht werden müsse (u.a. durch die Förderung von PV-Eigenstromerzeugung).

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer ging davon aus, dass der Druck auf die konventionellen Kraftwerke auch im Szenario B 2025 zunehmen werde. Folglich regte er an, dass eine reduzierte Lebensdauer auch für die konventionellen Kraftwerke im Szenario B 2025 zu berücksichtigen sei, insbesondere, da es sich hier um das Leitszenario handele. Es müsse die Kompatibilität mit den nationalen Klimaschutzziele sichergestellt werden.

Ein Konsultationsteilnehmer stellte fest, dass im Leitszenario B 2025, welches sich auf den oberen Rand des EE-Ausbaukorridors beziehe, ein jährlicher Netto-Zubau bei Wind Onshore von circa 2.200 MW angenommen werde. Der im EEG-Gesetzentwurf mit dem atmenden Deckel angestrebte Netto-Zubau von 2.500 MW jährlich werde allerdings erst im Szenario C unterstellt. Dies sei insofern fraglich, da eine solche Differenzierung zwischen den Szenarien B und C bei der Photovoltaik nicht erfolge. Gemäß dem atmendem Deckel des EEG-Gesetzentwurfs werde

dort in beiden Szenarien von 2.500 MW ausgegangen. Auf diesen Wertungswiderspruch müsse die Bundesnetzagentur bei der Genehmigung des Szenariorahmens näher eingehen.

### **2.2.3.3 Szenario B 2035**

Ein Konsultationsteilnehmer bat um eine fundierte Begründung der Annahme einer installierten Leistung an Windenergie in der Ostsee von 5.000 MW im Szenario B 2035.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer beanstandete, dass im Szenario B 2035 das Niveau der konventionellen Kraftwerke kaum abnehme (-0,9 GW im Vergleich zu B 2025). Auch hier bleibe unklar, unter welchem Marktdesign diese Annahme getroffen werde. Im Vergleich zu den Annahmen im Szenario B 2024 sei die installierte Leistung im Szenario B 2035 sogar 1,6 GW höher. Es sei nicht nachvollziehbar, woher dieser Zuwachs im Vergleich zum letzten Jahr komme, da der wirtschaftliche Druck auf die Kraftwerke weiter zugenommen habe.

### **2.2.3.4 Szenario C 2025**

Als neues Szenario C sei nach Meinung eines Konsultationsteilnehmers eine Entwicklung mit wesentlich stärkerem Zubau Erneuerbarer Energien als in Szenario B und ebenfalls eintretender Substitution von Wärmenutzungen zu untersuchen. Nach wie vor bestehe die Zielstellung und Hoffnung, dass 2015 ein internationales Klimaschutzabkommen verabschiedet werde. Sollte dies gelingen, werde es sicherlich zu wesentlich stärkeren Reduzierungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland kommen, als bislang angedacht und infolgedessen zu einer deutlichen Erhöhung des Ausbaus Erneuerbarer Energien. Da der Netzausbau langfristige Investitionen mit hoher Lebensdauer bedeute, solle unbedingt sichergestellt werden, dass in Szenario C ein deutlich höherer Zubau berücksichtigt werde und so auch Vorkehrungen für diesen Fall getroffen würden.

Auch der unterstellte starke Rückgang bei den Gaskraftwerken sei klimapolitisch und wirtschaftlich zu hinterfragen. Angesichts der kürzer werdenden Einsatzzeiten fossiler Kraftwerke sei es auf mittlere Sicht wirtschaftlicher, erdgasbasierte Kraftwerke stärker als Back-up für den notwendigen Ausgleich aus regenerativen Quellen zu nutzen. Diesbezüglich müssten im Rahmen der Kapazitätsmechanismen geeignete Anreize diskutiert werden. Es sei daher ebenso richtig und konsequent, einen Leistungspreis gemäß einem Kapazitätsmechanismus im Szenario C 2025 abzubilden bzw. als Sensitivität in die Netzplanung einzubeziehen. Analog zu einem beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien sollte das Szenario C ebenso einen mit den klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung kompatiblen konventionellen Kraftwerkspark mit entsprechenden Lastmanagementoptionen abbilden, der emissionsarm und flexibel sei und eine vermehrt volatile Residuallast bedienen könne.

Sehr viele Konsultationsteilnehmer begrüßten ausdrücklich die Neudefinition des Szenarios C, da dessen bisherige Zusammensetzung aus den Bundesländer-Zielen ein eher akademisches Szenario dargestellt habe. Bund und Länder hätten sich bei einem Spitzentreffen zur EEG-Reform am 01.04.2014 über den anzustrebenden Ausbaukorridor für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien geeinigt. Daher sei es angemessen - anders als in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen - das Szenario C nicht mehr als Summe der Bundesländerziele anzunehmen, sondern vielmehr den Ausbaupfad, der sich als Maximalzubau im Rahmen des geplanten Förderregimes ergebe.

Demgegenüber kritisierte eine nicht unbeachtliche Anzahl an Konsultationsteilnehmern, dass in diesem Jahr in das Szenario C nicht die von den Bundesländern gemeldeten Zahlen zu den individuell angestrebten Ausbauzielen eingeflossen, sondern deutlich niedrigere Annahmen für den Ausbau Erneuerbarer Energien angenommen worden seien. So hätten sich die Bundesländer mit den Ausbauwerten klare Zielmarken gesetzt, die zum Teil bereits Eingang in die Landesgesetzgebung und weitere rechtliche Grundlagen (z.B. Landesentwicklungspläne) gefunden hätten. Die Länder hätten jeweils unterschiedliche geographische, klimatische und strukturelle Gegebenheiten, die eigene energiepolitische Planungen und Zielvorstellungen als geboten erscheinen ließen. Das Szenario C ändere leider insgesamt seinen Charakter von einem vormals starken und ambitionierten EE-Szenario hin zu einem unattraktiven Szenario mit erhöhtem Import- und Ausgleichsbedarf mit kürzeren Lebenszeiten der Gas- und Steinkohlekraftwerke. Es gebe damit im gesamten Szenariorahmen kein progressives Szenario mehr, das, bezogen auf den Ausbau Erneuerbarer Energien, in Summe deutlich über die Ausbaukorridore der Bundesregierung hinausgehe. Bislang sei völlig offen, wie sich der Ausbau Erneuerbarer Energien im neuen Förderrahmen entwickeln werde. Zudem sei ungeklärt, ob und in welcher Form sich Erneuerbare Energien außerhalb von Fördersystemen (z.B. Eigenverbrauch) wirtschaftlich betreiben ließen. Diese Unsicherheiten seien in der Netzplanung zu berücksichtigen, sodass ein ambitioniertes EE-Szenario (also Szenario C) zwingend durchgerechnet werden sollte.

Der EE-Ausbaukorridor nach dem EEG sei nach Ansicht dieser Konsultationsteilnehmer insgesamt nicht ausreichend, um die Energiewende zeitnah umzusetzen. Die Landkreise und Länder seien der Motor der Energiewende, die durch die Akzeptanz und das Engagement der Bürger vor Ort vorangetrieben werden könne. Gerade im Bereich von Windvorranggebieten sei ein großer Einfluss der regionalen Planungsbehörden auf den tatsächlichen Zubau von Windkraftanlagen vorhanden. Zudem böten die Länderziele eine breitere Basis zur Beurteilung des politischen Willens zur Umsetzung der Energiewende als die Pläne der Bundesregierung. Bei der Korrektur des Ausbaupfades für das Szenario C böte sich demzufolge entweder eine Rückführung auf aktualisierte EE-Ausbauziele der einzelnen Bundesländer oder die Annahme eines deutlich steigenden Stromverbrauchs mit dann ebenfalls, bei gleichbleibenden prozentualen Anteilen, absolut zunehmenden Kapazitäten regenerativer Energieträger in den nächsten Jahren an.

Die Neubewertung des Szenario C müsse gemäß einem weiteren Konsultationsteilnehmer unter einem anderen Gesichtspunkt überdacht werden, als dies im Entwurf des Szenariorahmens geschehen sei. Nicht nur die energiepolitischen Ziele der Bundesländer müssten weiterhin in Betracht bleiben, sondern vor allem eine zweckmäßige Allokation des Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Der Ausbau von Windkraft im Süden und Photovoltaik im Norden würde einen Beitrag zur Systemsicherheit leisten. Auch wenn dann durch die geringere Wertschöpfung der Energieformen an den ungünstigeren Standorten Mehrkosten entstünden, böte das wichtige Vorteile: Das Stromsystem würde auf regionaler Ebene stabilisiert und die Akzeptanz für erneuerbare Energieanlagen könnte erhöht werden, nicht zuletzt deshalb, weil in einigen Regionen Deutschlands die Anzahl der Windkraftanlagen an exponierten Standorten aus Sicht der Bürgerinnen und Bürger bereits eine kritische Grenze erreicht habe.

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisierten den Importbedarf in Szenario C. Ein wesentliches energiepolitisches Ziel sei die Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Elektrizität, die nur durch ausreichende gesicherte Leistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland und ergänzt durch Speicher erreicht werden könne. Durch die bestehende Reservekraftwerksverordnung und die Ankündigungen der Bundesregierung über die Einführung eines Kapazitätsmechanismus sei kurz- und mittelfristig keine deutliche Verlagerung der Absicherung ins Ausland zu erwarten, wie dies im Szenario C 2025 des vorliegenden Entwurfs des Szenariorahmens vorgesehen sei. Demgegenüber konnte ein anderer Konsultationsteilnehmer die Vorstellung eines kürzer laufenden konventionellen Kraftwerksparks im Szenario C 2025 gut nachvollziehen. Nur müsse dies nicht automatisch zu einem erhöhten Import an elektrischer Energie führen. Diese Annahme sei eine sehr einseitige Betrachtung möglicher Lösungen zur inländischen Deckung der Nachfrage. So böte die Offshore Windenergie eine verlässliche Möglichkeit, einen bedeutenden Anteil der Sicherstellung der Energieversorgung Deutschlands zu leisten. Eine Kombination aus ambitioniertem EE-Ausbau und Abschaltungen konventioneller Kraftwerke wegen mangelnder Rentabilität sei eher sinnvoll.

Andere Konsultationsteilnehmer begrüßten hingegen die künftige Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazitäten anhand von deren Wirtschaftlichkeit im gegenwärtigen Marktdesign im Szenariorahmen entsprechend abzubilden. Konkret sei die aus heutiger Sicht fehlende Rentabilität einzelner konventioneller Erzeugungsanlagen im Szenario C 2025 zu Recht abgebildet und absolut realistisch, da der wirtschaftliche Druck in den letzten Jahren zugenommen habe und in Zukunft weiter zunehmen werde. Allerdings sei in diesem Szenario insbesondere die technische Lebensdauer der Steinkohle- und Erdgaskraftwerke pauschal um 5 Jahre verringert worden, ohne dies näher zu erläutern. Dies kritisierte auch ein weiterer Konsultationsteilnehmer, nach dessen Ansicht für die pauschale Kürzung der Laufzeiten in Szenario C für alle konventionellen Kraftwerke keine brauchbare wissenschaftliche Quelle geliefert und der Eindruck vermit-

telt werde, dass auf diese Weise einfach ein Minimum an Spreizung zwischen den Szenarien hergestellt werden solle.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer begrüßte im Szenario C ausdrücklich die Notwendigkeit von Investitionen in neue Kraftwerke mit gesicherter Leistung. Deutschland dürfe sich nicht darauf verlassen, in Zukunft fehlende gesicherte Leistung in immer größerem Umfang aus dem Ausland nutzen zu können. Deutschland solle sich seiner Schlüsselrolle für die Fortentwicklung des europäischen Binnenmarkts für Strom und eines funktionsfähigen europäischen Stromsystems bewusst werden und dieser Tatsache u. a. dadurch Rechnung tragen, dass ein angemessener Netzausbau erfolge. Die Braunkohlekraftwerke stünden unmittelbar in Wettbewerb zu Steinkohle- und Gaskraftwerken in Deutschland, aber auch jenseits der Landesgrenzen. Aufgrund der günstigen Gestehungskosten für die Rohkohle respektive der Preise für Importkohle bzw. Erdgas, sei die Wettbewerbsposition der Braunkohle unter plausiblen Annahmen, wie im Netzentwicklungsplan zugrunde gelegt, stabil. Im Zeithorizont 2025 seien Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken weit weniger wahrscheinlich als Stilllegungen im Bereich Steinkohle oder Erdgas.

Ein Konsultationsteilnehmer wies darauf hin, dass das Szenario C 2025 in dieser Form nicht genehmigungsfähig sei. Auch im europäischen Binnenmarkt könne es nach seiner Auffassung immer wieder zu Situationen kommen, die es erforderlich machten, die in Deutschland auftretende Spitzenlast durch gesicherte Kraftwerksleistung in Deutschland decken zu können. Dafür sei der Neubau umweltfreundlicher, gesicherter Kraftwerkskapazitäten erforderlich. Gleichwohl sei die Darstellung des Szenarios C 2025 im Entwurf des Szenariorahmens wertvoll, da damit nochmals der dringende Bedarf für die Einführung von Kapazitätsmechanismen dargelegt werde.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer kritisierte in den Annahmen des Szenario C, dass im Jahr 2025 nur noch 71,6 GW konventionelle Kraftwerke am Netz seien, während gleichzeitig die Jahreshöchstlast auf 86 GW gesteigert werde. Dies sei entweder inkonsistent, da so konstant von Blackouts durch Unterdeckung ausgegangen werden müsse oder impliziere im Rahmen des Marktdesign-Prozesses eine politische Entscheidung zugunsten des Aufbaus einer strategischen Reserve außerhalb des Strommarkts in Höhe von ca. 15-20 GW zur Sicherung der Jahreshöchstlast. Eine solche strategische Reserve im Jahr 2025 sei dann keine Übergangslösung für den Zeitraum bis 2020, wie sie von Teilen der Energiewirtschaft vorgeschlagen werde, sondern eine dauerhafte Maßnahme. Diese Annahme sei jedoch nicht plausibel, da eine strategische Reserve in dieser Größenordnung verbunden mit den damit zu erwartenden Preis-Peaks am deutschen Strommarkt in Engpass-Situationen, ineffizient sei und von der Bundesregierung wohl kaum beschlossen werde. Vielmehr sei zu erwarten, dass ein Kapazitätsinstrument gefunden werde, das eine Finanzierung mindestens für die von der Abschaltung bedrohten fossilen Kraftwerke ermögliche, die zur Sicherung der Jahreshöchstlast in Deutschland notwendig seien.

Das Szenario C solle daher in seinem Kraftwerkspark den Szenarien A und B angepasst werden.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer hielt die Annahmen für das Szenario C 2025 aus ähnlichen Gründen für hoch problematisch. Richtig sei zwar, dass die Wirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerke, insbesondere von Steinkohle- und Gaskraftwerken gesunken sei und weiter sinke, sowie Anreize für Neuinvestitionen fehlten. Daher sei es auch durchaus sinnvoll, die Methodik zur Ermittlung der konventionellen Kraftwerksleistung zu ändern. Die neue Methodik müsse allerdings ein politisches Instrumentarium zugrunde legen, das den Umbau des Residuallastkraftwerksparks zu einem emissionsarmen fossilen Kraftwerkspark für die Transformationsphase wirksam steuere und mit dem von der Bundesregierung in der Koalitionsvereinbarung und nun im Klimaschutzaktionsplan angekündigten 40 %-CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel bis 2020 korrespondiere. Aktuelle Untersuchungen zeigten, dass der heutige fossile Kraftwerkspark in Deutschland diesen Anforderungen nicht genüge. Derzeit existierten 10 % mehr Kapazitäten an Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken als für einen CO<sub>2</sub>- und kostenoptimierten Kraftwerkspark erforderlich seien. Im Jahr 2017 würden es demnach bereits 30 % Kohlekapazität sein, die unter Klimaschutzgesichtspunkten nicht optimal seien. Es bestehe daher ein enormer Anpassungsbedarf bei den heutigen fossilen Kraftwerken. Dieser Anpassungsbedarf solle mit einem ambitionierten EE-Ausbau-Flexibilitäts-Szenario abgebildet werden, das wirksame Steuerungs- und Anreizmechanismen für den Umbau des Residuallastkraftwerksparks voraussetze. Der Umbau solle auf den schrittweisen Ausstieg zunächst aus der besonders CO<sub>2</sub>-intensiven Braunkohle und danach aus der Steinkohleverstromung abzielen. Weiterhin solle er mit Annahmen für wirksame Marktanreize für Investitionen in den Neubau flexibler Gaskraftwerke kombiniert werden.

#### **2.2.4 Berücksichtigung Verteilnetzbetreiber**

Der Verteilnetzbetreiberabfrageprozess der Übertragungsnetzbetreiber sei nicht ausreichend transparent dargestellt. Die Gründe für die geringen Rücklaufzahlen der Verteilnetzbetreiber seien zu ermitteln und offenzulegen. Auch sei zu ermitteln, warum einige Verteilnetzbetreiber keine Zahlen hätten angeben können. Es sei weiterhin darauf zu achten, dass den Verteilnetzbetreibern genug Zeit zur Datenerhebung eingeräumt werde. Die Übertragungsnetzbetreiber hätten weiterhin die Aufgabe genau nachzuweisen, wie die erhobenen Daten im Entwurf verarbeitet wurden.

Einige Konsultationsteilnehmer wiesen darauf hin, dass in allen Szenarien die Verknüpfung mit den unteren Netzebenen fehle. Weder im Szenariorahmen, noch im NEP würden die Interdependenzen zwischen den Netzebenen berücksichtigt. Der aktuelle Prozess liefere keine Auskünfte darüber, ob eine Optimierung oder ein Aus- bzw. Umbau der Mittel- und Niederspannungsebene den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz verringern könnte. Ein verbesserter Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf den unteren Spannungsebenen könnte so einer Über-

tragung über die Hoch- und Höchstspannung über lange Distanzen vorbeugen. Dazu seien die Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber zu analysieren und deren Daten in den Szenariorahmen/Netzentwicklungsplan-Prozess zu integrieren. Der bevorzugte Ausbau der Mittel- und Niederspannung sei einem Ausbau des Übertragungsnetzes vorzuziehen, da hier eine Erdverkabelung mittlerweile Standard sei und mehr Akzeptanz schaffe, als der Neubau großer Stromtrassen.

Ein Konsultationsteilnehmer schlug vor, die spezifischen regionalen Kenntnisse der Verteilnetzbetreiber zur Lastverteilung und EE-Regionalisierung für den Szenariorahmen fruchtbar zu machen. Da der Großteil der EE-Anlagen am Verteilnetz angeschlossen sei, seien die Erfahrungen der Verteilnetzbetreiber zu Bestandsanlagen aber auch Prognosen der zukünftigen Entwicklung maßgeblich für die Belastbarkeit der SR-Szenarien. Weiterhin hätten die Übertragungsnetzbetreiber keinen Kontakt zu Planungsämtern und es lägen ihnen keine Geodaten der einzelnen Anlagen vor; diese seien bei den Verteilnetzbetreibern zu finden. Da gerade für die Regionalisierung eben diese Daten elementar seien, müssten die Verteilnetzbetreiber hier einbezogen werden. Die Verteilnetzbetreiber seien damit die einzigen Partner in der Energiewirtschaft, die ein vollumfängliches Bild zu vorhandenen und zukünftigen Lasten sowie Einspeisungen in ihren Netzen entwickeln könnten. In diesem Zusammenhang sei es auch nicht nachvollziehbar, warum der Netzausbauplan der Verteilnetzbetreiber losgelöst vom NEP erstellt werde. Nach einer verzahnten Erstellung beider Pläne, würden deren Ergebnisse anders ausfallen, als bei einer Einzelbetrachtung.

### **2.2.5 Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise**

Im Rahmen der Konsultation wurde vorgetragen, dass die zugrunde gelegten CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise von 21 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2025 und 31 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2035 zu niedrig seien. Die Annahmen würden der Debatte über eine Reform des EU-Handelssystems nicht gerecht werden. Angesichts der maßgeblichen Auswirkungen der Annahmen über CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise auf die Wirtschaftlichkeit der konventionellen Kraftwerke im Verhältnis zu den Erneuerbaren Energien, sei ein stärkerer Anstieg der Zertifikatspreise in den nächsten Jahrzehnten zu unterstellen. Zur Erfüllung der Klimaziele müssten am CO<sub>2</sub>-Zertifikatssystem Änderungen vorgenommen werden, die im Szenariorahmen in Form von höheren CO<sub>2</sub>-Preisen abzubilden seien.

Von anderer Seite wurde die Absenkung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise gegenüber den Annahmen aus den letzten Szenariorahmen befürwortet. Weitere Konsultationsteilnehmer erachteten die Absenkung sogar für zu gering, da der derzeitige Preis bei 3-6 €/t CO<sub>2</sub> liege und derzeitige Marktentwicklungen keine gegenteilige Tendenz zeigten.

Ein Konsultationsteilnehmer forderte, dass der Szenariorahmen CO<sub>2</sub>-Mengenbeschränkungen statt CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise berücksichtigen müsse, da die Preisentwicklung der Zertifikate willkürlich erschiene.

Von anderer Seite wurde bei der Angabe der Brennstoffpreise die Berücksichtigung der Transportkosten sowie Folgekosten der einzelnen Brennstoffe gefordert.

### 2.2.6 Speicher

Eine Reihe von Konsultationsteilnehmern sah das Potential von Pumpspeicherkraftwerken im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber noch nicht im richtigen Umfang bewertet.

Durch den weiteren Ausbau volatiler Erneuerbarer Energien werde sich eine verbesserte wirtschaftliche und rechtliche Situation für Pumpspeicherkraftwerke einstellen, die einen Zubau von Pumpspeichern über das im Szenariorahmen angenommene Maß hinaus begünstigen werde. Weiterhin seien Pumpspeicherkraftwerke ein elementarer Baustein einer erfolgreichen Energiewende, da sie in absehbarer Zeit die einzigen wirtschaftlichen Großspeicher seien. Kein anderes Medium könne starke Schwankungen im Stromnetz auffangen und so für die nötige Systemstabilität sorgen. Pumpspeicherkraftwerke seien daher als der natürliche Partner der volatilen regenerativen Erzeuger zu verstehen. Die Rolle von Pumpspeicherkraftwerken werde durch die vorstellbare Einführung eines Kapazitätsmarktes an Relevanz für das Gesamtsystem gewinnen, sofern sie diskriminierungsfrei berücksichtigt würden. Hierdurch werde ihre Attraktivität auf Grund einer erheblich gesteigerten Wirtschaftlichkeit weiter zunehmen.

Wegen der oben angeführten Gründe sei die Kapazität von Pumpspeicherkraftwerken in höherem Umfang in den Szenarien zu berücksichtigen als von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen. In den Szenarien müssten zumindest alle existierenden und beantragten Anlagen als realisiert angesehen werden. Besonders in Szenario C, das durch einen hohen EE-Anteil charakterisiert sei, sollten zusätzliche Speicherkapazitäten angenommen werden.

Anderen Konsultationsteilnehmern erschien es auf Grund von Widerständen aus Politik und Gesellschaft sowie einer wirtschaftlichen Unrentabilität als unwahrscheinlich, von einer problemlosen Umsetzung der geplanten Pumpspeichervorhaben auszugehen. Sie sahen die von den Übertragungsnetzbetreibern angesetzten Zahlen daher als überdimensioniert an.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer sahen auch einen technologischen Fortschritt im Speicherbereich in den Zahlen der Übertragungsnetzbetreiber nicht zur Genüge dargestellt. Neben den Pumpspeichern gäbe es in jüngster Zeit innovative Entwicklungen auf dem Speichermarkt, die in Zukunft ein erhebliches Anwachsen der Speicherkapazität versprechen (Fortschritt in der Batterietechnologie, Power to Gas, Druckluftspeicher, Wärmespeicher).

Besonders die zu erwartende Wirtschaftlichkeit von Kleinspeichern ermögliche eine Dezentralisierung der Speicherstruktur, weg von den bisher eingesetzten Großspeichern. Ein massiver Einsatz von lokaler Kleinspeichernutzung würde die heute bekannten Nachfragespitzen auf Zeiten geringer Nachfrage verteilen und so den maximalen Stromtransportbedarf in Spitzenlastzeiten reduzieren. Weiterhin werde weniger Strom über das Übertragungsnetz transportiert, da eine

Dezentralisierung von Erzeugungs- und Speicherstruktur schon im Mittel- und Niederspannungsnetz einen Ausgleich von Bedarf und Angebot begünstige. Hierbei werde besonders der Trend zu kleinen, dezentralen Energiespeichern in Wohnhäusern unterschätzt. Würden genügend Förderanreize geschaffen, könnten moderne Wohnhäuser Energieautark ausgelegt werden, wodurch ein Transport von Strom gänzlich überflüssig werde.

Großes Potenzial sahen einige Konsultationsteilnehmer im deutschen Gasnetz. Eine Hauptgasleitung könne das Vielfache an Energie einer Stromleitung transportieren. Das Gasnetz in Deutschland habe eine sehr hohe Speicherkapazität, die den Bedarf mehrere Monate decken könne. Der überschüssige Strom könne in Gas umgewandelt werden und im Gasnetz transportiert und gespeichert werden. Die notwendige Infrastruktur sei bereits vorhanden und könne kostengünstig nach Bedarf erweitert werden. Die auf Gas basierende Technologie sei fortgeschritten und ausreichend erprobt.

Weiterhin stellte ein Konsultationsteilnehmer die Frage, unter welchem unterstellten Marktdesign der zukünftige Speicherzubau ermittelt werde. Es sei nicht richtig, dass ein Übertragungsnetzausbau unter der Prämisse eines massiven grenzüberschreitenden Stromhandels stattfinde. Es sei daher besser, die Speicherstrukturen auszubauen, um den momentan überschüssigen Strom nicht weiterleiten und billig verkaufen zu müssen. Stattdessen könne die gespeicherte Energie dann bei Bedarf abgerufen werden, wodurch unnötiger Leitungsbau verhindert werde. In diesem Zusammenhang forderten einige Konsultationsteilnehmer darzustellen, welche benötigte Entwicklung der Speicherleistung einen substanziellen Beitrag zur Netzentwicklung leisten werde.

### **2.2.7 Marktmodell/Marktdesign**

Nach Ansicht zahlreicher Konsultationsteilnehmer sei der gegenwärtige Szenariorahmen zu statisch. Bezüglich der Annahmen an die gesetzlichen Rahmenbedingungen sprachen sich zahlreiche Konsultationsteilnehmer aufgrund von Prognoseunsicherheiten, mit denen die Szenarienbildung einhergeht, für eine Berücksichtigung alternativer Marktbedingungen aus. Die geltenden Marktbedingungen hingen unmittelbar mit rechtlichen Vorgaben an den Strommarkt zusammen, die dem Wandel unterlägen. Angesichts des breiten Widerstandes innerhalb der Bevölkerung sei die Politik zu einem Umdenken hinsichtlich der Regelungen zum Stromsektor angehalten, welches letztlich auch absehbar sei. Aktuelle politische Entwicklungen sowie Fortschritte bei der Energieeffizienz, der Steuerungstechnologie, der Speicherung von Strom und der Gleichstromtechnik müssten stärker berücksichtigt werden. Ebenso sei die Verknüpfung der verschiedenen Spannungsebenen in die Betrachtung mit aufzunehmen.

Die gegenwärtigen Entwicklungen im Strommarkt führten aufgrund der geringen CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten zu erhöhtem Einsatz der Kohleverstromung. Das gegenwärtige Marktdesign benachteilige somit klimafreundliche, flexible Gaskraftwerke. Nach derzeitigen Marktbedingun-

gen sei es für Kohlekraftwerke wirtschaftlicher, in Zeiten kurzer Lastsenken, anstelle des Herunterfahrens des Kraftwerks, Defizite in Kauf zu nehmen. Dies führe zu häufigen Situationen mit Überschussstrom, der die Netze zusätzlich belaste. Bestehende Kraftwerke würden verdrängt und falsche Investitionssignale gesetzt.

Es sei ein Referenzszenario zu entwickeln, das sämtliche netzminimierende Maßnahmen berücksichtigen solle. Politische, wirtschaftliche und technologische Variablen müssten dabei betrachtet werden. Die einzelnen Instrumente und Stellschrauben seien gegeneinander und miteinander in ihrer Wirksamkeit zu vergleichen und zu bewerten. Erst auf dieser Grundlage werde es möglich sein, im Vergleich mit den bestehenden Leitszenarien die volkswirtschaftlich sinnvollste und sozialverträglichste Lösung zu finden. Dies schaffe nicht nur Akzeptanz für etwaigen ermittelten Netzausbaubedarf, sondern es Sorge auch für eine grundsätzliche Qualifizierung der Netzentwicklungspläne.

Nach Ansicht mehrerer Konsultationsteilnehmer solle der Szenariorahmen dem Gesetzgeber Vorschläge unterbreiten. Die Vorschläge sollten geeignete Kraftwerksstandorte für dezentrale und verbrauchsnahe Erzeugung mit minimalem Leitungsbau thematisieren.

Von anderer Seite wurde vorgeschlagen, ein Referenzszenario zu entwickeln, das darstellt, unter welchen Marktbedingungen bei Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung der Netzausbau minimiert werden könne. Die Politik könne daraus Erkenntnisse gewinnen, inwieweit mit geeigneten, klimapolitisch sinnvollen und sozialverträglichen Instrumenten positiv auf die zukünftige Versorgungssicherheit Einfluss genommen werden kann.

Ein Kapazitätsmechanismus sei zur Erfüllung der Klimaziele der Bundesregierung ein nützliches Instrumentarium, das Eingang in die Szenarienbildung finden solle. Dieser stelle zum einen den Betrieb vorhandener Kraftwerke sicher, zum anderen werde auch der Neubau von Kraftwerken beeinflusst. Der Neubau finde zumindest teilweise an neuen Standorten statt, was wiederum Einfluss auf den Netzausbaubedarf habe.

Des Weiteren wurde die Betrachtung einer zweckmäßigen Allokation einer Abschalthierarchie des fossilen Kraftwerksparks in einem Referenzszenario gefordert. Nördliche Kohlekraftwerke seien gegenüber südlichen Kraftwerksstandorten wirtschaftlicher, da südliche Kohlekraftwerke aufgrund von Transportkosten für Brennstoffe höhere variable Kosten aufwiesen. Nach gegenwärtiger Marktlogik führe dies bei südlichen Kraftwerken früher zur Unwirtschaftlichkeit und damit einhergehend zur Abschaltung. Gleichzeitig vergrößere sich aufgrund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien das Nord-Süd-Gefälle. Dies erfordere zusätzlichen Netzausbau. Um der unterschiedlichen Lastenverteilung innerhalb Deutschlands entgegenzuwirken bedürfe es daher einer zweckmäßigen Allokation der Abschalthierarchie des fossilen Kraftwerksparks. Von anderer Seite wurde zur Beschränkung des Nord-Süd-Gefälles eine Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen gefordert, die eine netzdienliche Standortwahl von Großkraftwerken sicherstellen solle.

Der Szenariorahmen solle laut einem Konsultationsteilnehmer sämtliche den Netzausbau wirtschaftlich minimierenden Maßnahmen enthalten, selbst wenn die Maßnahmen noch nicht gesetzlich verankert seien. Nur dann könnten derartige Maßnahmen von Anfang an von den Übertragungsnetzbetreibern berücksichtigt werden. Als Maßnahmen zur Senkung des Netzausbaus wurden der Einsatz innovativer Betriebsmittel, wie z.B. die Umbeseilung bestehender Wechselstrom-Leitungen auf Gleichstromkabel, eine optimale Kappung von Einspeisespitzen aus Erneuerbaren Energien sowie ein optimales Niveau an Redispatch-Maßnahmen auch im dynamischen Kontext, die sich an Netzengpässen orientierende Lokalisierung von neuen fossilen Kraftwerken und EE-Anlagen aufgeführt.

### **2.2.8 Sonstige Einwände**

Im Rahmen der Konsultation wurde zur Thematik Transparenz begrüßt, dass die Bundesnetzagentur im Gegenteil zu den vergangenen Jahren erstmals den vorgelegten Szenariorahmen um ein Begleitdokument erweitert und zur Konsultation gestellt habe. Hierdurch werde die Diskussion für eine Neuausrichtung bzw. Neuausgestaltung der Szenarien belebt.

Des Weiteren wurde in Bezug auf die Konsultation vorgetragen, dass die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Szenariorahmen 2025, wie bereits bei der Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan 2024, dadurch erschwert worden sein, dass die Bundesnetzagentur die Konsultation und den Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber lediglich auf ihrer Internetseite zur Verfügung gestellt habe, jedoch weder in regionalen noch überregionalen Tageszeitungen Hinweise auf das laufende Anhörungsverfahren veröffentliche. Des Weiteren erfolge keine direkte Information an die betroffenen Gemeinden, Landkreise und Bürger. Nur durch eine konsequente Beteiligung der Öffentlichkeit sei aber eine gesellschaftliche Akzeptanz möglich. Erschwert werde dies darüber hinaus durch die technische Komplexität (u.a. Voraussetzung Internet) sowie den Umfang der Unterlagen.

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisierten die Ausgestaltung des Szenariorahmens dahingehend, dass dieser in der vorliegenden Form nicht konsultiert werden dürfe, da die Übertragungsnetzbetreiber wirtschaftlich orientierte Unternehmen seien und somit das wirtschaftliche Interesse (garantierte Eigenkapitalrendite unabhängig von der Auslastung einer Leitung) im Vordergrund stehe. Mit der Planung ihrer eigenen Wunschvorhaben dürften diese nicht beauftragt sein. Vielmehr müssten der Bundestag und die ausführenden Organe, wie beispielsweise die Bundesnetzagentur, in Zusammenarbeit mit der Wissenschaft und Unternehmen, die kein finanzielles Interesse an der Ausgestaltung des Szenariorahmens hätten, eine demokratische, unabhängige und volkswirtschaftlich optimale Grundlage für den Netzausbau schaffen. Einige Konsultationsteilnehmer fügten hinzu, dass die Übertragungsnetzbetreiber das Datenmaterial des Szenariorahmens und das Modell, auf dem das Netz dimensioniert werde, als ihr Eigentum an-

sähen und es deshalb nicht veröffentlichen müssten. Dies sei so nicht hinnehmbar, da niemand die Grundlagen genau überprüfen und bewerten könne.

Gleichwohl werde der Aufwand für eine gleichzeitige Betrachtung und Berechnung mehrerer Variablen bei der derzeitigen jährlichen Erstellung des Szenariorahmens aber kaum umsetzbar sein, da parallel zur Konsultation des Szenariorahmens zum NEP 2015 noch die Entwürfe der Übertragungsnetzbetreiber zum NEP und O-NEP 2014 konsultiert und überarbeitet würden. Zudem führten die Überschneidungen der Prozesse zu einer erheblichen Verwirrung und einem enormen Zeitdruck bei allen Beteiligten und dienten außerdem nicht dem Ziel der Planungssicherheit. Die Lösung dieses Problems sei die wiederholt von den Stakeholdern aufgestellte Forderung nach einer Anpassung des Erstellungsrhythmus für Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan auf zwei Jahre. Die zweijährige Iteration ließe sich darüber hinaus gut mit dem ebenfalls zweijährlich zu erstellenden europäischen Netzentwicklungsplan (TYNDP) des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) kombinieren und die Berücksichtigung europäischer Infrastrukturmaßnahmen im Netzplanungsmodell ohne weiteres als zusätzliche Prämisse oder Deskriptor implementieren. Die Komplexität der Weiterentwicklung des Netzplanungsprozesses solle anschließend plausibel aus den Dokumenten hervorgehen.

Für einen Konsultationsteilnehmer war fraglich, in welchem Umfang die Leistung des gesamten Kraftwerksparks sowie der einzelnen Kraftwerkstypen in Deutschland gegenwärtig und zukünftig gesichert sei, gerade im Hinblick auf den zusätzlichen Zubau von Erneuerbaren Energien. Dem Thema gesicherte Leistung bei aufwachsenden Erneuerbaren Energien sei große energiewirtschaftliche Bedeutung beizumessen, deshalb wurde darum gebeten eine offizielle Berechnungsgrundlage für die gesicherte Leistung in den Szenariorahmen zu integrieren.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer sah die Versorgungssicherheit durch den Ausbau der dezentralen regenerativen Energien und der tatsächlichen Schaffung von Speichermöglichkeiten sowie den Ausbau bzw. der Modernisierung der nach der Abschaltung der Atomkraftwerke frei werdenden bestehenden Leitungsnetze in Deutschland als gewährleistet an. Eine zusätzliche Reduktion des Leitungsbedarfs würde darüber hinaus durch den Ausbau von Biomassekraftwerken, der konsequenten Förderung und Nutzung von dezentral erzeugten Energien wie Sonnen- und Windenergie sowie der Zuschaltung von schnell regulierbaren Gaskraftwerken erreicht werden.

Nach der Meinung eines weiteren Konsultationsteilnehmers seien die im Szenariorahmen dargestellten Eingangsüberlegungen sowie die Darstellung der Kraftwerkskapazitäten, der Regionalisierung konventioneller Kraftwerke und Speicher, der Annahmen zu Erneuerbaren Energien und zum europäischen Rahmen grundsätzlich zu befürworten.

Eine Reihe von Konsultationsteilnehmern sprach auch Themen an, die nicht primär dem Szenariorahmen zuzuordnen sind, sondern dem nachgelagerten Netzentwicklungsplan 2025. Schwerpunkt waren hierbei die Maßnahmen C06 von Kreis Segeberg nach Goldshöfe und D09 von

Lauchstädt noch Meitingen. Diese Maßnahmen wurden vor allem mit Hinweis auf gesundheitliche Bedenken gegenüber der HGÜ-Technik, dem großen Eingriff in Landschaft und Natur sowie dem Nutzen für die Braunkohle abgelehnt. Daneben wurde auch von einigen Konsultationsteilnehmern das EnLAG-Vorhaben Nr. 24 aus dem Startnetz abgelehnt.

Einige Konsultationsteilnehmer sprachen sich dafür aus, dass die Bundesnetzagentur Empfehlungen an den Gesetzgeber aussprechen solle, sofern Einsprüche berechtigt scheinen, aber mit der aktuellen Gesetzeslage in Widerspruch stehen. Darüber hinaus wurde mehr Gestaltungsfreiheit für die Bundesnetzagentur als kontrollierende Behörde gefordert.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer befürworteten die größere Transparenz des diesjährigen Szenariorahmens. Hervorzuheben sei, dass eine Teilnahme am Konsultationsverfahren durch das Begleitdokument erleichtert worden sei. Die darin erfolgte Erläuterung grundlegender Annahmen sowie die Stellung konkreter Fragen seien zu begrüßen. Gleichzeitig werde der Stakeholderkreis erweitert und eine größere Akzeptanz für den Netzausbau geschaffen. Auch die Veranstaltung von Workshops biete ein zusätzliches, aufschlussreiches Element zur gemeinsamen Ausgestaltung des Szenariorahmens. Diese neuen Maßnahmen erleichterten zum einen das Verständnis von Grundüberlegungen für die Stromnetzplanung im frühen Planungsstadium für ein breiteres Publikum, zum anderen würden Konfliktpunkte frühzeitig herausgearbeitet und explizit öffentlich zur Diskussion gestellt.

## **C Anhörung der Übertragungsnetzbetreiber**

Mit E-Mail vom 08.12.2014 gab die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern zur beabsichtigten Genehmigung des Szenariorahmens mit Frist bis zum 12.12.2014 Gelegenheit zur Stellungnahme. Die Übertragungsnetzbetreiber nahmen die Gelegenheit in einer gemeinsamen Stellungnahme vom 12.12.2014 wahr.

Die Übertragungsnetzbetreiber begrüßen die Vorlage des Genehmigungsentwurfs des Szenariorahmens 2025 durch die Bundesnetzagentur als wichtigen Schritt im Prozess der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2025 (NEP und O-NEP). Positiv sei hervorzuheben, dass die Bundesnetzagentur die Regionalisierungsmethode der Übertragungsnetzbetreiber als angemessene Eingangsprämisse für die Marktmodellierung ansehe.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind der Auffassung, dass Vorschläge für energie- bzw. klimapolitische Werkzeuge, wie in der Genehmigung des Szenariorahmens implizit aufgeführt, nicht von ihnen selbst geliefert werden können. Die Umsetzung der Vorgaben des Szenariorahmens im Rahmen des Netzentwicklungsplans erfolge folglich rein modelltechnisch bzw. mithilfe mathematischer Nebenbedingungen.

Im Szenario C 2025 werde – wie auch schon im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber - von einer geringeren installierten konventionellen Leistung ausgegangen. In Bezug auf die Erneuerbaren Energien seien die installierten Leistungen gegenüber dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vermindert worden. Somit sei der Rand des Szenarientrichters grundsätzlich neu definiert worden. Die Übertragungsnetzbetreiber wiesen darauf hin, dass das nunmehrige Szenario C nicht mehr mit den bisherigen Szenarien C vergleichbar sei.

Auf Grund von aktuellen Erkenntnissen sehen die Übertragungsnetzbetreiber eine Anpassung des NTC-Wertes zwischen DE-CH im Szenario B 2035 als sachgerecht an. Da der bisherige im Entwurf des Szenariorahmens ausgewiesene Wert von 6.000 MW (in beide Richtungen) aktuell nicht durch konkrete Projekte bestätigt werden könne, schlagen die Übertragungsnetzbetreiber folgende mit dem schweizerischen Übertragungsnetzbetreiber abgestimmten Werte für das Jahr 2035 vor: DE -> CH: 4400 MW, CH -> DE: 5000 MW

Die in Szenario C 2025 angenommene Reduzierung des Nettostrombedarfs sei aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber nicht zu erwarten. Die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Höchstlast wurden im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber zum Szenariorahmen auf den Seiten 58 und 59 dargelegt und ergaben eine andere Jahreshöchstlast als von der Bundesnetzagentur vorgegeben.

---

Zusätzlich übermittelten die Übertragungsnetzbetreiber Anmerkungen zu der dem Szenariorahmen als Anlage beiliegenden Kraftwerkliste. Die Bundesnetzagentur ist den Hinweisen der Übertragungsnetzbetreiber nachgegangen und hat die angehängte Kraftwerkliste daraufhin aktualisiert.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass eine Erstellung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2025 bis zum 3. März 2015 nicht möglich sei. Hauptgründe dafür seien die im Genehmigungsentwurf enthaltenen sechs Szenarien, einschließlich der Berücksichtigung von Einspeisemanagement in allen Szenarien, sowie der expliziten CO<sub>2</sub>-Vorgaben in drei Szenarien. Dieses Arbeitspensum sei nur unter erheblichen Anstrengungen bis zum 15. Juli 2015 leistbar.

Die Bundesnetzagentur teilt diese Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber (siehe Kapitel II G).

## II Entscheidungsgründe

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

### A Formelle Voraussetzungen der Genehmigung

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

### B Materielle Voraussetzungen der Genehmigung

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

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

#### 1 Gemeinsamer Szenariorahmen

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

#### 2 Entwicklungspfade (Szenarien)

Ein Entwicklungspfad erfasst, bezogen auf einen Zielzeitpunkt, die Annahmen zu Erzeugung, Versorgung und Verbrauch von Strom im Vergleich zu einem Referenzzeitpunkt. Da der Entwurf des Netzentwicklungsplans 2025 und des Offshore-Netzentwicklungsplans 2025

gem. § 12b Abs. 1 Satz 1 EnWG der Bundesnetzagentur vorzulegen ist, stellen vier Entwicklungspfade das Zieljahr 2025 – Szenarien A 2025, B1 2025, B2 2025, C 2025 – und zwei weitere Entwicklungspfade das Zieljahr 2035 – Szenarien B1 2035, B2 2035 – dar. Die Bundesnetzagentur überschreitet damit in diesem Jahr erstmalig die im Gesetz vorgeschriebene Mindestanzahl von vier Szenarien. Die Gründe hierfür werden in Kapitel II B 3.1 detailliert erörtert.

Das Szenario A 2025 orientiert sich an dem Szenario A des Szenariorahmens 2024 und an dem Vorschlag im Entwurf des Szenariorahmens 2025 der Übertragungsnetzbetreiber. Der Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien befindet sich an der unteren Grenze des vorgegebenen Korridors des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG. Die Prognose zur konventionellen installierten Erzeugerleistung basiert auf denselben Annahmen zur technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer der Kraftwerke wie im Vorjahr. Das Szenario A 2025 zeigt daher einen konventionellen Kraftwerkspark, der im Vergleich zum Vorjahr um ein Jahr fortgeschrieben wurde. Der Nettostromverbrauch liegt auf dem gleichen Niveau des Referenzjahres 2013. Die Jahreshöchstlast liegt auf einem höheren Niveau als 2013. Das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, wird in Szenario A 2025 voraussichtlich nicht vollständig erreicht.

Szenario B1 2025 geht von einem Ausbau der Erneuerbaren Energien am oberen Rand des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG aus. Die technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer der konventionellen Kraftwerke wird im Vergleich zur bisher angenommenen Lebensdauer in den Vorjahren und in Szenario A 2025 um fünf Jahre reduziert. Der Nettostromverbrauch sowie die Jahreshöchstlast entsprechen den Werten aus Szenario A 2025. Das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, wird in Szenario B1 2025 voraussichtlich nicht vollständig erreicht.

In Szenario B2 2025 wird hinsichtlich der installierten Leistung der Erzeugungsanlagen von den gleichen Leistungswerten wie im Szenario B1 2025 ausgegangen. Allerdings müssen die Übertragungsnetzbetreiber den Einsatz der Erzeugungsanlagen in B2 2025 so modellieren, dass die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele der Bundesregierung erreicht werden. Die Zahlenangaben hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele beruhen auf einer linearen Interpolation zwischen den Minderungszielen von 40 % für das Jahr 2020 und 55 % für das Jahr 2030 bezogen auf das Ausgangsjahr 1990 für die Zieljahre 2025 bzw. 2035. Damit wird sichergestellt, dass der Analyse des Transportbedarfs und des dafür nötigen Netzes diejenigen Werte zu Grunde gelegt werden, die eine Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen gewährleisten, ohne dass die Bundesnetzagentur dafür direkte Eingriffe in den bestehenden Kraftwerkspark vornehmen müsste. Die Annahmen und prognostizierten Werte zur Jahreshöchstlast und zum Nettostromverbrauch sind identisch mit denen des Szenario B1 2025.

Im Szenario B1 2035 werden die Annahmen für das Szenario B1 2025 im Wesentlichen um zehn Jahre fortgeschrieben. Der im § 1 Abs. 2 Nr. 2 EEG angestrebte obere Rand des Ausbaukorridors der Erneuerbaren Energien für das Jahr 2035 wird erreicht und der konventionelle Zu-

baupfad mit einer zum Vorjahr um fünf Jahre verkürzten Lebensdauer des Kraftwerkspark um zehn Jahre fortgeschrieben. Das Verbrauchsniveau und die Jahreshöchstlast basieren auf den in Szenario B1 2025 getroffenen Annahmen. Die von der Bundesregierung angestrebte Reduktion der Treibhausgasemissionen wird im Szenario B1 2035 voraussichtlich nicht vollständig umgesetzt.

Das Szenario B2 2035 unterscheidet sich zum „Spiegelszenario“ B1 2035 nur darin, dass die Ziele der Bundesregierung zur Treibhausgasreduktion vollständig erfüllt werden. Dies wird in 2035 wie bei den im Szenario B1 2025 getroffenen Annahmen zur installierten Leistung der erneuerbaren und konventionellen Erzeuger, zum Verbrauchsniveau und zur Jahreshöchstlast durch eine entsprechende Vorgabe zur Marktmodellierung erreicht.

Im Szenario C 2025 wird ebenfalls ein Erreichen der Ziele der Bundesregierung zur Reduktion der Treibhausgasemissionen vorgegeben. Auch der Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien orientiert sich an der oberen Grenze des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG-Korridors. Die technisch-wirtschaftliche Lebensdauer der konventionellen Kraftwerke wird im Vergleich zum Vorjahr um zehn Jahre reduziert. Der Nettostromverbrauch sowie die Jahreshöchstlast werden im Vergleich zu den anderen Szenarien um fünf Prozent gesenkt.

In allen Szenarien des Szenariorahmens 2025 wird erstmalig eine Spitzenkappung bei Wind Onshore- und Photovoltaik-Anlagen berücksichtigt.

Aller Voraussicht nach wird die gesicherte Leistung des Kraftwerksparks in sämtlichen Szenarien die jeweilige prognostizierte Jahreshöchstlast unterschreiten.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Regionalisierung des Zubaus der Erneuerbaren Energien wird 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 bzw. 2035 ebenso wenig vorhersehbar ist wie die Entwicklung der Marktpreise oder die Verbreitung neuer Technologien. Über die aktuell geltenden rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen hinaus können nur dann Entwicklungen oder Veränderungen berücksichtigt werden, wenn diese sich hinreichend konkret abzeichnen und bspw. der Konsens in Politik,

Fachwelt und Gesellschaft so groß ist, dass mit einer baldigen rechtlichen Verankerung gerechnet werden muss.

Ergänzend dazu soll der Szenariorahmen 2025 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 40 % bis 2020 gegenüber 1990, zu erreichen.

Die Klimaschutzziele wurden jüngst durch das am 31.10.2014 veröffentlichte Grünbuch des BMWi: „Ein Strommarkt für die Energiewende“ und zuletzt durch das am 03.12.2014 vom Bundeskabinett beschlossene „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ nochmals bekräftigt. Es ist deshalb davon auszugehen, dass die Bundesregierung auch zukünftig den Klimaschutzzielen eine hohe Bedeutung beimessen und zum Erreichen dieser Ziele entsprechende Anstrengungen unternehmen wird.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur gebietet dieses bekräftigte Bekenntnis zum Klimaschutz erstmalig Szenarien im Szenariorahmen 2025 vorzugeben, die die Klimaschutzziele der Bundesregierung erfüllen. Dieser politische Wille zum Klimaschutz spiegelt sich auch in der Konsultation wider, in der es zahlreiche Forderungen danach gab, eine erfolgreiche Umsetzung der Klimaschutzziele zumindest für eine Teilmenge der Szenarien anzunehmen. Das Erreichen der Klimaschutzziele wird daher für die Hälfte der diesjährigen Szenarien, nämlich in den Szenarien B2 2025, B2 2035 und C 2025 angenommen.

Da trotz aller Bemühungen derzeit nicht ausgeschlossen werden kann, dass die Klimaschutzziele nicht in vollem Umfang erreicht werden, sind auch Szenarien vorzugeben, in denen ein nicht vollständiges Erreichen der Klimaschutzziele unterstellt wird. Die Steigerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromsektors in den letzten Jahren verdeutlicht, dass eine solche Entwicklung nicht ausgeschlossen werden kann. Das nicht vollständige Erreichen der Klimaschutzziele wird daher in den Szenarien A 2025, B1 2025 und B1 2035 abgebildet. Mit der grundlegenden Aufteilung der Szenarien in zwei mögliche Entwicklungspfade deckt der Szenariorahmen ein hohes Maß an Prognoseunsicherheit ab, da er sowohl das Erreichen, als auch das nicht vollständige Erreichen der Klimaschutzziele berücksichtigt.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien orientiert sich im Szenariorahmen 2025 eng am Willen des Bundesgesetzgebers.

Die Szenarien berücksichtigen zum einen die konkreten Ausbaupfade des § 3 EEG und orientieren sich zum anderen an den prozentualen Ausbauzielen des § 1 EEG. Aufgrund der gesetzlichen Verankerung der Erneuerbaren Energien-Ausbauziele sowie der Steuerung des Zubaus durch Anpassung der Vergütungshöhe gemäß § 37 ff. EEG ist von einer hinreichenden Wahrscheinlichkeit der Einhaltung des Zubaupfades auszugehen. Die Einbettung der Szenarien in den gesetzlich vorgeschriebenen EEG-Rahmen wurde auch in vielen Konsultationsbeiträgen mit einem Verweis auf das Überschreiten des Ausbaukorridors im Szenario C 2024 des Netzentwicklungsplans 2024 gefordert.

Im Hinblick auf die Klimaschutzziele der Bundesregierung wurde in Szenario C 2025 ergänzend eine Effizienzsteigerung angenommen, die sich in einer Reduktion um 5 % im Vergleich zum Verbrauchsniveau des Jahres 2013 niederschlägt. Dass Effizienzmaßnahmen in Zukunft eine größere Rolle spielen werden, geht deutlich aus der im Aktionsprogramm Klimaschutz vorgestellten Förderung für energetische Gebäudesanierung hervor.

### **3.2 Methodik zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Reduktion**

In den Szenarien B2 2025, B2 2035 und C 2035 wird ein Erreichen der Klimaschutzziele unterstellt. Dies bezieht sich konkret auf die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele der Bundesregierung. Für die genannten Szenarien wird ein Maximalwert für den jährlichen CO<sub>2</sub>-Ausstoß vorgegeben. Die konkreten Werte für die Zieljahre (187 Mio.t für 2025 und 134 Mio. t für 2035) werden ausgehend vom Energiekonzept der Bundesregierung ermittelt, in dem ein Reduktionspfad der Treibhausgasemissionen angenommen wird.

Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht einen sektorübergreifenden Entwicklungspfad bei der Minderung der Treibhausgasemission um 40 % bis 2020, um 55 % bis 2030, um 70 % bis 2040 und um 80 % bis 95 % bis 2050 vor. Es wird davon ausgegangen, dass der emissionsintensive Stromsektor die oben genannten Ziele anteilig zu erfüllen hat. Für den Stromsektor ermittelte das Umweltbundesamt für das Referenzjahr 1990 CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von 357 Mio. t. Unter Annahme eines linearen Verlaufes der CO<sub>2</sub>-Reduktion zwischen den einzelnen Stützjahren (minus 40 % bis 2020, minus 55 % bis 2030, minus 70% bis 2040) kann für das Jahr 2025 ein Reduktionsziel von 47,5 % und für das Jahr 2035 ein Reduktionsziel von 62,5 % hergeleitet werden. Der angestrebte maximale CO<sub>2</sub>-Ausstoß beträgt damit für das Jahr 2025 187 Mio. t und für das Jahr 2035 134 Mio. t.

Die Übertragungsnetzbetreiber müssen durch die Implementierung einer Nebenbedingung in der Marktmodellierung gewährleisten, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks in den Szenarien B2 2025 und C 2025 nicht die Obergrenze von 187 Mio. t und in Szenario B2 2035 nicht die Obergrenze von 134 Mio. t überschreiten.

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass sich die CO<sub>2</sub>-Obergrenzen als Nebenbedingung in der Marktsimulation nicht auf die installierten Erzeugerleistungen im Szenariorahmen 2025 auswirken. Aus diesem Grund unterstellen die Szenarien B1 2025 und B2 2025 auch denselben konventionellen Kraftwerkspark. Die Nebenbedingung wird aber aller Voraussicht nach eine erhebliche Wirkung auf den Betrieb des konventionellen Kraftwerksparks haben. In Szenario B2 ist die Nutzung des konventionellen Kraftwerkspark zur Stromerzeugung durch die CO<sub>2</sub>-Obergrenze gedeckelt, während in Szenario B1 die installierte Erzeugerleistung genutzt werden kann, ohne Emissionsobergrenzen zu berücksichtigen. Der Betrieb der konventionellen Kraftwerke unterliegt somit in Szenario B2 2025 schärferen Restriktionen als in Szenario B1 2025. Der Einfluss der CO<sub>2</sub>-Obergrenze auf die konventionellen Kraftwerke kann nach der Marktsimulation im direkten Vergleich aus den Volllaststunden des konventionellen Kraftwerksparks aus Szenario B1 2025 und B2 2025 sowie B1 2035 und B2 2035 abgelesen werden.

Der Szenariorahmen 2025 berücksichtigt damit auch die Ergebnisse des Aktionsprogramms Klimaschutz vom 03.12.2014. Das dort formulierte Ziel, bei den konventionellen Kraftwerken zwischen 2016 und 2020 zusätzliche 22 Mio. t CO<sub>2</sub> einzusparen, ist in den Szenarien B2 2025, B2 2035 und C 2025 abgebildet. Da die Emissionen des Stromsektors 2016 nach Prognose der Bundesregierung über dem gewünschten Zielpfad liegen, ist die geforderte CO<sub>2</sub>-Einsparung von 22 Mio. t als Korrektur zur Rückkehr auf den Zielpfad zu verstehen. Im in der Genehmigung des Szenariorahmens betrachteten Jahr 2025 wird unterstellt, dass die Zusatzreduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes die Rückkehr auf den interpolierten Zielpfad bewirkt hat.

### **3.3 Methodik zur Spitzenkappung**

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

#### **3.3.1 Rechtslage**

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

#### **3.3.2 Gründe für ein Hinausgehen über die noch gegebene Rechtslage**

Seit geraumer Zeit hat sich jedoch die Auffassung durchgesetzt, dass der Ausbau des Stromnetzes für die Aufnahme der „letzten Kilowattstunde“ wirtschaftlich nicht sinnvoll bzw. vertretbar ist. Hierüber besteht aus Sicht der Bundesnetzagentur mittlerweile ein breiter öffentlicher Kon-

sens. Zahlreiche Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer und das von der Bundesnetzagentur wahrgenommene Meinungsbild in Fachöffentlichkeit und Wissenschaft teilen übereinstimmend die Auffassung, den Ausbau der Stromnetze künftig nicht mehr zwingend für „die letzte – aus Erneuerbaren Energien erzeugte – Kilowattstunde“ zu forcieren. Auch die von der Bundesnetzagentur zum Wissenschaftsdialog vom 25/26.09.2014 eingeladenen Experten äußerten zum Thema Spitzenkappung diese Meinung. Diese Auffassung wird durch die Ergebnisse der BMWi Verteilernetzstudie gestützt, in der es heißt:

*„Bereits ein geringes Maß an abgeregelter Energie von Windkraft- und PV-Anlagen reicht zur signifikanten Reduktion des Netzausbaus aus.“*

Im Übrigen enthält auch der Koalitionsvertrag der Bundesregierung vom 14.12.2013 eine entsprechende Aussage:

*„Spitzenlast kann bei neuen Anlagen im begrenzten Umfang (weniger als fünf Prozent der Jahresarbeit) unentgeltlich abgeregelt werden, soweit dies die Kosten für den Netzausbau senkt und dazu beiträgt, negative Börsenstrompreise zu vermeiden.“*

Auch das jüngst veröffentlichte Grünbuch der Bundesregierung vom 31.10.2014 schließt sich dieser Meinung an:

*„Es ist wirtschaftlich sinnvoll, die Netze nicht für die „letzte erzeugte Kilowattstunde“ auszubauen.“*

Zentrale neue Erkenntnisse hat dabei die kürzlich veröffentlichte BMWi Verteilernetzstudie hervorgebracht. Zur Ermittlung eines volkswirtschaftlich optimalen Werts für die Spitzenkappung auf Verteilnetzebene stellte die Studie den Einsparungen durch Netzausbau u. a. die Kosten für den Aufbau einer – für die Regelung der Anlagen notwendigen – Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) und die Kosten der Beschaffung von Ersatzenergie durch zusätzliche EE-Anlagen gegenüber. Im Ergebnis ermittelt die Studie einen Wert von maximal 3 % der Jahresenergie von Wind- und Photovoltaikanlagen als volkswirtschaftlich optimalen Wert für die Berücksichtigung einer Spitzenkappung in der Verteilnetzplanung. Weitere Erkenntnisse der Studie waren:

- *Eine Beschränkung der Spitzenkappung auf Windkraft- und PV-Anlagen in der Ausbauplanung ist sinnvoll. Eine Abregelung von Biomasseanlagen würde – sofern die abgeregelte Energie mit den Kosten von EE-Anlagen bewertet würde – zu erhöhten Kosten führen.*
- *Die Begrenzung der abzuregelnden Energie von Windkraft- und PV-Anlagen in der Ausbauplanung auf max. 3 % der Jahresenergie je Anlage gibt den Netzbetreibern ausreichend Spielraum, die Netze kostenoptimal auszubauen.*

- *Die durchschnittlichen, jährlich aufgrund des Netzausbaus in den Verteilnetzen anfallenden zusätzlichen Kosten bis 2032 können um bis zu 15 % gesenkt werden. Dabei kann der Bedarf an zusätzlicher Leitungslänge in den Verteilnetzen insgesamt knapp halbiert und in der Niederspannungsebene sogar um bis zu 58 % gesenkt werden.*
- *Durch die Spitzenkappung werden vor allem die zusätzlichen Netzausbaukosten in den besonders stark betroffenen Verteilnetzen im Norden und Osten reduziert. Sie trägt damit zu einer Vergleichmäßigung des Netzausbaus bei.*

Durch diese Studie liegen damit erstmals fundierte wissenschaftliche Erkenntnisse vor, die nicht nur die grundsätzlichen Auswirkungen einer Spitzenkappung in der Netzplanung feststellt, sondern auch den gesamtwirtschaftlichen Nutzen quantifiziert.

Die vorliegenden Erkenntnisse zur Spitzenkappung sind mittlerweile soweit gefestigt, dass laut Koalitionsvertrag der Bundesregierung vom 14.12.2013 bzw. Grünbuch der Bundesregierung vom 31.10.2014 noch in dieser Legislaturperiode ein Vorhaben zur Gesetzesänderung auf den Weg gebracht werden soll, wodurch es Netzbetreibern ermöglicht werden soll, die Spitzenkappung in ihren Netzausbauplanungen zu berücksichtigen.

Aus diesem breiten wissenschaftlichen, politischen wie öffentlichen Konsens ergibt sich aus Sicht der Bundesnetzagentur die notwendige Rechtfertigung, die Spitzenkappung bereits bei der Bestimmung des Ausbaubedarfs für den Netzentwicklungsplan 2025 zu Grunde zu legen.

Die Bundesnetzagentur hält die Forderungen einiger Konsultationsteilnehmer für unberechtigt, eine Berücksichtigung der Spitzenkappung in der Netzplanung bei dem derzeitigen Anteil an EE-Einspeisung noch zu ignorieren, da eine Berücksichtigung erst zu einem Zeitpunkt angemessen sei, zu dem der Ausbau der Erneuerbaren Energien und damit die Energiewende als nahezu abgeschlossen anzusehen ist. Die Bundesnetzagentur kam bei dem von ihr veranstalteten Wissenschaftsdialog am 25./26.09.2014 zu dem Ergebnis, dass bereits im heutigen Planungsprozess des Netzausbaus die Spitzenkappung berücksichtigt werden soll, da es bereits jetzt gilt, etwaige Fehlentwicklungen oder Überdimensionierungen bei der Netzausbauplanung durch unbeschränkte Einspeisung jeder erzeugten Kilowattstunde zu vermeiden. Insoweit dient eine Berücksichtigung der Spitzenkappung bereits zum gegenwärtigen Zeitpunkt dazu, die Robustheit der Planung gegenüber den denkbaren energiewirtschaftlichen Entwicklungen sicherzustellen. Als robust im Sinne der Netzentwicklungsplanung wird eine Maßnahme bezeichnet, die unempfindlich gegenüber Veränderungen der Planungsgrundlage ist, z. B. aufgrund von Prognoseänderungen oder des technischen Fortschritts. Eine fehlende Berücksichtigung der Spitzenkappung würde letztlich die Gefahr begründen, bereits heute ein überdimensioniertes Netz zu planen und möglicherweise sogar zu verwirklichen.

Aufgrund der weitgehenden Übereinstimmung in (Fach-)Öffentlichkeit, Wissenschaft und Politik ist davon auszugehen, dass die Spitzenkappung zukünftig ein integraler Bestandteil sämtlicher

Netzplanungen sein wird. Eine Anwendung nur auf einen Teil der Szenarien würde diesem Umstand nicht gerecht. Als Instrument zur Netzplanung ist eine inhaltliche Kopplung an einzelne, verschiedene energiewirtschaftliche Entwicklungen beschreibende Szenarien nicht zu begründen. Die Spitzenkappung ist daher auf alle Szenarien anzuwenden.

Die Spitzenkappung ist nur auf Onshore Windenergie- und Photovoltaikanlagen anzuwenden. Aufgrund der stark wetterabhängigen Einspeisecharakteristik wird die maximal mögliche Einspeisung dieser Erzeuger nur in wenigen Stunden eines Jahres erreicht. Eine Kappung der Einspeiseleistung in diesen Stunden würde die für die Ausbauplanung relevante Spitzenleistung signifikant reduzieren, die produzierte Jahresenergiemenge jedoch nur geringfügig absenken. Bei Biomasseanlagen oder anderen wetterunabhängigen Erzeugern ist das Einspeiseprofil wesentlich flacher. Hier müsste, um einen für die Netzausbauplanung gleichen Effekt zu erreichen, eine wesentlich größere Energiemenge abgeregelt werden. Dies liefe jedoch dem Ziel der Steigerung des EE-Anteils an der Bruttostromerzeugung zu wider.

Spitzenkappung ist sowohl auf Bestands- als auch auf Neuanlagen anzuwenden. Die netzausbaumindernde Wirkung der Spitzenkappung gilt gleichermaßen für Neu- und Bestandsanlagen. Nur so kann der Netzausbau senkende Effekt in vollem Umfang genutzt werden. Schon heute werden in einigen Verteilnetzen Windenergieanlagen aufgrund von Netzüberlastungen abgeregelt. Ein Grund für eine Unterscheidung zwischen Bestands- und Neuanlagen ist der Bundesnetzagentur nicht ersichtlich.

### **3.3.3 Spitzenkappung in den bisherigen Untersuchungen zum NEP 2023 und 2024**

Die Auswirkungen einer Kappung der Einspeisespitzen auf den Netzausbau wurden von den Übertragungsnetzbetreibern bereits in zwei Untersuchungen thematisiert. In der Genehmigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2023 wurde den Übertragungsnetzbetreibern aufgetragen, im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung die Auswirkungen einer Kappung der Erzeugungsspitzen bei Onshore Windenergieanlagen auf den Netzausbaubedarf zu untersuchen. Die Sensitivität sah eine pauschale Beschränkung der eingespeisten Leistung Wind Onshore auf 80 % aller je Bundesland installierten Wind Onshore Leistung in Szenario B 2023 vor. Die Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber ergaben eine Mindernutzung des aus Onshore Windkraftanlagen produzierten Stroms von 1.100 GWh. Dies brachte einen verringerten Transportbedarf mit sich, welcher maßnahmenscharf zu einem Wegfall von neun Maßnahmen führte. Hierbei war allerdings zu beachten, dass es sich bei der Sensitivitätsbetrachtung um einen stark verallgemeinerten, „pauschalen“ Ansatz handelte. Die Ergebnisse haben gleichwohl gezeigt, dass die Auswirkungen einer Kappung der eingespeisten Leistung aus Windenergie auf den Netzausbaubedarf grundsätzlich untersuchungswürdig und zu vertiefen waren.

In der Genehmigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2024 wurde den Übertragungsnetzbetreibern eine weitere Sensitivitätsbetrachtung zum Thema Spitzenkappung auferlegt. Die Übertragungsnetzbetreiber sollten ein Konzept für eine sich an konkreten Netzbelastungssituationen orientierende Spitzenkappung von Onshore Windenergieanlagen entwickeln, um gezielt das Übertragungsnetz zu entlasten. Die Spitzenkappung der hauptsächlich in den Verteilnetzen angeschlossenen Windenergieanlagen sollte somit gezielt zur Reduzierung des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz genutzt werden. Hierdurch sollte der im Vorjahr verwendete Ansatz einer pauschalen Kappung weiterentwickelt werden. Insgesamt sollten bis zu 2,5 % der Jahresenergiemenge aller ab 2015 neu installierten Onshore Windenergieanlagen abgeregelt werden dürfen. Diese Untersuchung führte zu einer Reduktion der Einspeisung aus Onshore Windenergieanlagen in 1.050 Stunden des Jahres. Hierbei wurden insgesamt 287 GWh an verfügbarer Energie nicht genutzt, was ca. 1,15 % der Jahresarbeit aller ab 2015 neu errichteten Anlagen entsprach. In der Spitze wurden 2,2 GW von insgesamt 13 GW der ab 2015 neu installierten Onshore Leistung abgeregelt. Durch die Berücksichtigung der Spitzenkappung hielten die ÜNB – bereinigt um eine bereits durchgeführte Absenkung der installierten Offshore-Leistung auf 8,4 GW – 11 Streckenmaßnahmen des Szenarios A 2024 nicht mehr für erforderlich.

Die maximal zu reduzierende Jahresenergiemenge von 2,5 % je Anlage beruhte mangels Existenz fundierter wissenschaftlicher Analysen auf der pauschalen Annahme, die im Koalitionsvertrag ausgewiesene, der Kappung zugängliche Jahresarbeitsmenge von 5 % jeweils hälftig dem Verteilnetz und dem Übertragungsnetz zuzuweisen. Bis heute gibt es laut Kenntnis der Bundesnetzagentur keine Studie, die eine gesamtwirtschaftlich optimale Kappungsmenge für das Übertragungsnetz berechnet hat. Daher empfiehlt die Bundesnetzagentur die Spitzenkappung gemäß Kapitel II B 3.3.4 anzuwenden.

### **3.3.4 Vorgabe für eine Spitzenkappung im NEP 2025**

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

Es ist davon auszugehen, dass Verteilnetzbetreiber dieses Werkzeug zukünftig nutzen werden, um das Netz aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll auszubauen. Für die Übertragungsnetzbetreiber bedeutet dies, dass sie eine reduzierte Einspeisung von EE-Anlagen aus den Verteilnetzen erwarten können, die aus den Verteilnetzen in die Übertragungsnetze zum Abtransport „gedrückt“ wird. Die Verteilernetzstudie des BMWi weist eine Energiemenge von 3 % der Jahresarbeit als maximal zu kappende Einspeisung aus. Ein pauschaler Wert von 3 % nicht eingespeis-

ter Energie ist aber nicht in jedem Fall als die optimale zu kappende Energiemenge an jedem einzelnen Netzknoten zu sehen. Nicht in allen Netzen des Verteilnetzes besteht Ausbaubedarf. Auch wird nicht in allen Netzen eine Berücksichtigung von bis zu 3 % abregelbarer Energie den Netzausbau verhindern, da in vielen Netzen das Kontingent von 3 % je Anlage nicht ausreichend sein wird, ein größerer Prozentwert aber nicht volkswirtschaftlich ist.

Für eine realistische Modellierung empfiehlt es sich somit, dass die Übertragungsnetzbetreiber zunächst modellhafte Annahmen zur Spitzenkappung treffen, die die geänderte Einspeisung aus dem Verteilnetz in das Übertragungsnetz antizipieren. Anzustreben ist dabei, das über alle Verteilnetze gebildete Optimum von maximal 3 % netzknotenscharf, d. h. entsprechend dem unterschiedlichen Nutzen der Spitzenkappung in den unterlagerten Verteilnetzen, anzupassen.

Zudem soll auch bei Windenergieanlagen, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, eine Spitzenkappung von maximal 3 % der Jahresenergie berücksichtigt werden. Anlagen, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, wirken unmittelbarer auf die Lastflüsse im Übertragungsnetz als die in den Verteilnetzen angeschlossenen Anlagen. Sie haben damit punktuell möglicherweise sogar einen größeren Einfluss als im unterlagerten Verteilnetz angeschlossene Anlagen. Daher sind auch die ans Übertragungsnetz angeschlossenen Anlagen trotz ihres geringen Anteils zu berücksichtigen.

### **3.4 Methodik zur Bestimmung der installierten Erzeugungleistung**

#### **3.4.1 Regenerative Erzeugung**

Das vorliegende Kapitel erläutert die Bestimmungsmethodik der installierten regenerativen Erzeugung, die für alle nachfolgenden Szenarien gilt.

Die Grundlage der gegenüber der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 modifizierten Annahmen stellt die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in 2014 dar, in dem erstmals konkrete Ausbaupfade für die Erneuerbaren Energien festgelegt wurden. Hierdurch verfolgt der Gesetzgeber ausdrücklich das Ziel, den Ausbau der Erneuerbaren Energien besser steuern zu können und planbarer werden zu lassen.

Die Ausbauziele beziffern sich gemäß § 1 EEG wie folgt:

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

*(2) Um den Zweck des Absatzes 1 zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz das Ziel, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch stetig und kosteneffi-*

zient auf mindestens 80 Prozent bis zum Jahr 2050 zu erhöhen. Hierzu soll dieser Anteil betragen:

1. 40 bis 45 Prozent bis zum Jahr 2025 und

2. 55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035.

(3) [...]“

Zudem wurden in § 3 EEG für die maßgeblichen Erneuerbaren Energien konkrete jährliche Ausbaupfade definiert:

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

1. eine Steigerung der installierten Leistung der Windenergieanlagen an Land um 2 500 Megawatt pro Jahr (netto),

2. eine Steigerung der installierten Leistung der Windenergieanlagen auf See auf insgesamt 6 500 Megawatt im Jahr 2020 und 15 000 Megawatt im Jahr 2030,

3. eine Steigerung der installierten Leistung der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie um 2 500 Megawatt pro Jahr (brutto) und

4. eine Steigerung der installierten Leistung der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse um bis zu 100 Megawatt pro Jahr (brutto).“

Die Vorgaben des Gesetzgebers hinsichtlich des angenommenen EE-Anteils am Bruttostromverbrauch i. H. v. 40 % bis 45 % hat letztlich zur Folge, dass sich im Endeffekt die Bandbreite der zu prognostizierenden installierten Leistung Erneuerbarer Energien im Zieljahr 2025 gegenüber den im letzten Jahr getätigten Annahmen verengt. Aus Sicht der Bundesnetzagentur kommt demnach nur noch ein angemessener Prognosekorridor in Frage, der einen Ausbau der installierten Leistung Erneuerbarer Energie vorsieht, der in 2025 zwischen 40 % EE-Anteil und 45 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch liegen wird. In 2035 ergibt sich ein EE-Anteil der leicht über 60 % des Bruttostromverbrauchs liegt.

Diese Annahme ist grundsätzlich gerechtfertigt, da künftige eine Steuerung der Zubaupfade Windenergie an Land und Biomasse auch über den Mechanismus des sog. „atmenden Deckels“ erfolgt, der bereits vor der EEG-Novellierung bei der Photovoltaik angewandt wurde. Dieses Instrument ermöglicht über die automatische Anpassung der Fördersätze eine Zubausteuerung. Demnach werden die Fördersätze bei Unterschreitung des Ausbaukorridors angehoben und bei Überschreitung des Ausbaukorridors abgesenkt. Bei der Windenergie auf See gibt es einen festen Mengendeckel, bei den Energieträgern Geothermie und Wasserkraft sollen aufgrund der Marktentwicklung gegenwärtig keine Maßnahmen zur Mengensteuerung ergriffen werden.

### 3.4.2 Konventionelle Erzeugung

Das vorliegende Kapitel erläutert die Bestimmungsmethodik der installierten konventionellen Erzeugung, die für alle nachfolgenden Szenarien gilt.

Die installierte Kraftwerksleistung basiert auf der aktuell veröffentlichten Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand 29.10.2014), sowie geplanten Kraftwerksprojekten, über deren Planung ein Übertragungsnetzbetreiber, beispielsweise auf Grund eines Netzanschlussbegehrens nach KraftNAV, Kenntnis hat oder für deren Zugang zu Gaskapazitäten Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV bei einem Fernleitungsnetzbetreiber gestellt wurden bzw. interne Bestellungen eines nachgelagerten Netzbetreibers vorliegen. Es wird zwischen den Kategorien „in Betrieb“, „in Bau“, „in Planung“ und „vorläufig“ bzw. „endgültig stillgelegt“ unterschieden. Die Annahme einzelner Kraftwerke in den verschiedenen Szenarien erfolgt bei „in Betrieb“ befindlichen Kraftwerken auf Basis der wirtschaftlich-technischen Lebensdauer und bei in Planung befindlichen Kraftwerken auf Basis unterschiedlicher Kriterien (siehe Kapitel II B 4.3.2.2, II B 4.3.3.2, II B 4.3.4.2 und II B 4.3.5.2). „In Bau“ befindliche Kraftwerke werden in allen Szenarien angenommen.

#### 3.4.2.1 Lebensdauer der Kraftwerke im Allgemeinen

Mit der Annahme einer zwischen den Szenarien unterschiedlichen technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer der Kraftwerke weicht die Methodik zur Modellierung des Kraftwerksrückbaus von der Vorgehensweise in der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 ab. Allerdings werden weiterhin energieträgerspezifisch pauschale technisch-wirtschaftliche Lebensdauern unterstellt. Die Bestimmung der Lebensdauer von Kraftwerken ist nicht trivial. Nicht in jedem Fall werden Kraftwerke nach Ende der ursprünglich geplanten technischen Lebensdauer stillgelegt. Die Lebensdauer 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. Die exakten Auswirkungen der sich ändernden Marktgegebenheiten auf die wirtschaftliche Situation einzelner Kraftwerke lassen sich nicht ausreichend abschätzen. Eine Variation der technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer in den verschiedenen Szenarien bildet die Unsicherheit über die Auswirkungen zukünftiger Marktgegebenheiten auf die konventionellen Kraftwerke näherungsweise ab. Zudem variieren die technisch-wirtschaftlichen Lebensdauern zwischen den Energieträgern. Die Investitionskosten eines Kohlekraftwerks sind z. B. im Vergleich zu den Investitionskosten eines Gaskraftwerks verhältnismäßig hoch. Retrofitmaßnahmen zur Verlängerung der Lebensdauer eines Kohlekraftwerks rechnen sich daher eher als bei Gaskraftwerken.

Die Bundesnetzagentur ist durch die Annahme einer pauschalen energieträgerspezifischen technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer bei der Bestimmung des Kraftwerksrückbaus der Forde-

zung zahlreicher Konsultationsteilnehmer nach einem hohen Maß an Transparenz nachgekommen. Darüber hinaus setzt die Bundesnetzagentur die Forderung zahlreicher Konsultationsteilnehmer um, keine gezielte Herausnahme unwirtschaftlicher Kraftwerke vorzunehmen (insbesondere flexibler Gaskraftwerke), wie sie seitens der Übertragungsnetzbetreiber im Szenario C im Entwurf des Szenariorahmens 2025 vorgeschlagen wurde. Eine individualisierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einzelner Kraftwerksblöcke erscheint der Bundesnetzagentur als nicht sachgerecht. Der tatsächliche zukünftige Kraftwerksbetrieb ist von zahlreichen Faktoren, wie z. B. strategischen Unternehmensentscheidungen abhängig. Derartige 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.

### **3.4.2.2 Lebensdauer von Braunkohlekraftwerken**

Im Entwurf des Szenariorahmens schlagen die Übertragungsnetzbetreiber eine Kopplung der Lebensdauer von Braunkohlekraftwerken an die zugehörigen Tagebaue vor (vgl. Entwurf des Szenariorahmens 2015 der Übertragungsnetzbetreiber, S. 22). Nach Ansicht der Bundesnetzagentur kann allein aus der genehmigten Betriebsdauer eines Tagebaus nicht auf die Restlaufzeit eines Braunkohlekraftwerks geschlossen werden. So weist nicht jeder Tagebau zwingend eine Betriebsgenehmigung für den gesamten Tagebau auf, sondern auch Teilgenehmigungen sind durchaus üblich. In diesem Fall ist eine eindeutige Zuordnung eines Braunkohlekraftwerks zu einem Tagebau nicht möglich. Zudem ist die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken im gegenwärtigen Marktdesign zumindest zu hinterfragen. Zwar befinden sich Braunkohlekraftwerke aufgrund verhältnismäßig geringer Grenzkosten in der Merit-Order innerhalb der konventionellen Kraftwerke (ausgenommen der Kernkraftwerke) „links“ und weisen somit derzeit hohe Volllaststunden auf. Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit ist allerdings vielmehr der Deckungsbeitrag eines Kraftwerks, d. h. die Differenz zwischen Grenzkosten und Marktpreis, von Bedeutung. Aufgrund zunehmender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ist der Marktpreis und somit der Deckungsbeitrag in den letzten Jahren gesunken. Gerade Braunkohlekraftwerke müssen verhältnismäßig hohe Deckungsbeiträge erzielen, um die hohen Fixkosten zu kompensieren. Dies erscheint im gegenwärtigen Marktdesign und insbesondere bei fortschreitendem Ausbau der Erneuerbaren Energien zunehmend erschwert. Darüber hinaus deuten gegenwärtige politische Entwicklungen daraufhin, dass sich die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken in der Zukunft nicht verbessern wird. Mit dem Festhalten an den Klimazielen hat die Bundesregierung ein klares Zeichen zur Absenkung der Einspeisung aus CO<sub>2</sub>-intensiven Technologien gegeben. So sieht das Klimapaket der Bundesregierung vom 3.12.2014 eine zusätzliche Absenkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 22 Mio. t CO<sub>2</sub> bis 2020 vor. Angesichts des verhältnismä-

ßig großen Beitrags der Braunkohlekraftwerke am CO<sub>2</sub>-Ausstoß des gesamten Kraftwerksparks ist zu erwarten, dass Braunkohlekraftwerke einen erheblichen Beitrag zur Erreichung der zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Einsparung leisten werden. Die genannten Gründe sprechen gegen eine Verlängerung der Lebensdauern von Braunkohlekraftwerken gegenüber den letzten Jahren. Vielmehr erscheint ein Festhalten an den bisherigen Annahmen bzw. sogar eine Verkürzung der Lebensdauer von Braunkohlekraftwerken zumindest in einzelnen Szenarien geboten. Mit der Aufhebung der Kopplung der Genehmigungen der Tagebau an die Lebensdauer der dazugehörigen Braunkohlekraftwerke kommt die Bundesnetzagentur einigen Konsultationsbeiträgen nach, die eine derartige Kopplung ablehnen.

### **3.4.2.3 Kraftwerke in Planung**

Die Annahme einzelner in Planung befindlicher Kraftwerke basiert auf konkreten Kraftwerksmeldungen und erfolgt auf Basis unterschiedlicher Kriterien, die in den Kapiteln II B 4.3.2.2, II B 4.3.3.2, II B 4.3.4.2 und II B 4.3.5.2 ausführlich erläutert werden.

Der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer, die Lebensdauer in Planung befindlicher Kraftwerke aufgrund hoher Wirkungsgrade moderner Anlagen nicht zu verkürzen, ist die Bundesnetzagentur hingegen nicht nachgekommen, da die Forderung keine Auswirkungen auf die installierten Leistungswerte in den Szenarien hat. Die Verkürzung der Lebensdauer in Planung befindlicher Kraftwerke hat de facto keine Auswirkungen auf die Leistungswerte in den Szenarien, da die Langfristszenarien im Szenariorahmen lediglich die nächsten 20 Jahre fortschreiben und in Planung befindliche Kraftwerke somit von der Verkürzung der Lebensdauer ohnehin unberührt bleiben.

### **3.4.2.4 Stilllegung von Kraftwerken**

Wie in der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 werden Gaskraftwerke nach Ablauf ihrer technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer nur dann mit gleicher Leistung ersetzt, sofern sie KWK-fähig sind (siehe Kapitel II B 3.4.4).

Einige Konsultationsteilnehmer fordern gezielt die Stilllegung flexibler Gaskraftwerke solange zu unterbinden, bis die unflexibleren Atom- und Braunkohlekraftwerke vom Netz gingen. Die Bundesnetzagentur hat gegenwärtig jedoch keine Handhabe zur gezielten energieträgerspezifischen Vermeidung der Stilllegung von Kraftwerken. Einziges vorübergehendes Instrument zur Vermeidung der Stilllegung von Kraftwerken sind die Bestimmungen des § 13a EnWG. Allerdings dienen diese dem Zweck, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufrecht zu erhalten. Bei der beschriebenen Forderung der Konsultationsteilnehmer ist allerdings nicht zu erkennen, dass die Stilllegung der Kraftwerke vermieden werden soll, um die Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems zu verhindern. Aus diesem Grund kann die Bundesnetzagentur der Forderung nicht nachkommen.

Die Bundesnetzagentur ist zudem aktuellen Stilllegungsanzeigen von Kraftwerken nach § 13a EnWG nachgegangen. Werden die zur Stilllegung beantragten Kraftwerke sowohl seitens der Übertragungsnetzbetreiber als auch seitens der Bundesnetzagentur als nicht systemrelevant eingestuft, ist eine endgültige Stilllegung zulässig. 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.

Der Forderung nach der gezielten Annahme eines erhöhten Anteils flexibler Kraftwerksleistung in Gebieten mit wegfallender Kernkraftwerksleistung (z. B. Bayern), kommt die Bundesnetzagentur nicht nach. Nach gegenwärtiger Rechtslage obliegt die Standortwahl von Kraftwerken alleine dem Kraftwerksbetreiber und fällt nicht in den Aufgabenbereich staatlicher Organe. Die Bundesnetzagentur hat demnach keine Handhabe, ohne weiteres Planungen von Kraftwerken anzunehmen, sondern ist auf Meldungen der Kraftwerksbetreiber angewiesen. Diese erhält die Bundesnetzagentur im Rahmen des regelmäßigen Monitorings bzw. durch die Anfragen der Kraftwerksprojektierer bei den Übertragungsnetzbetreibern und/oder Fernleitungsnetzbetreibern. Auf Basis der Meldungen wird nach der gegenwärtigen Methodik der Kraftwerkszubau blockscharf beschrieben. Somit ist die angewandte Methodik mit dem gegenwärtigen Rechtsrahmen vereinbar und bildet gleichzeitig die wahrscheinliche Entwicklung des Kraftwerkszubaues ab.

#### **3.4.2.5 Produktionskosten**

Die Annahmen zu Brennstoffpreisen und CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten sind wichtige Informationen, die für eine transparent, nachvollziehbar und gut begründete Marktmodellierung unerlässlich sind. Die auf Basis des Szenariorahmens erfolgende Marktmodellierung ist ihrerseits Basis des Transportbedarfs, den das Netz bewältigen können muss und auf den hin es geplant wird.

Die Annahmen zu den Brennstoffpreisen und CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten beruhen auf Angaben der IEA. Für die Marktmodellierung sind, teilweise abweichend vom Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, folgende Brennstoffpreise und CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten zu verwenden (Die Preise in Tabelle 2 basieren auf einem Euro-Dollar-Kurs von 1,2848 USD).

	2025		2035	
	Entwurf	Genehmigung	Entwurf	Genehmigung
Ölpreis real	116 \$/bbl	116 \$/bbl	128 \$/bbl	128 \$/bbl
CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreise	21 €/t	21 €/t	31 €/t	31 €/t
Rohöl	668 €/t	668 €/t	737 €/t	737 €/t
Erdgas	2,74 Cent/kWh	3,19 Cent/kWh	2,90 Cent/kWh	3,37 Cent/kWh
Steinkohle	86,20 €/t SKE	83,50 €/t SKE	86,99 €/t SKE	84,27 €/t SKE
Braunkohle	1,5 €/MWh <sub>th</sub>	1,5 €/MWh <sub>th</sub>	1,5 €/MWh <sub>th</sub>	1,5 €/MWh <sub>th</sub>

**Tabelle 2: Brennstoffpreise und Zertifikatskosten**

### 3.4.3 Speicher

Nach dem Willen mehrerer Konsultationsteilnehmer soll dem steigenden Bedarf an Flexibilität im Stromsystem, hervorgerufen durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien, durch den Einsatz von Stromspeichern entgegengetreten werden. Im Szenariorahmen 2025 werden in diesem Zusammenhang Pumpspeicherkraftwerke in Betrieb sowie in Bau und in Planung unterstellt (siehe Kapitel II B 4.3.2.2, II B 4.3.3.2, II B 4.3.4.2 und II B 4.3.5.2).

Probleme der Energiespeicherung sind nicht fehlende Technologien oder verfügbarer Platz, sondern die Wirtschaftlichkeit. Im Stromhandel benötigen Speicher für den wirtschaftlichen Betrieb insbesondere ausreichend hohe Preis-Spreads, z. B. zwischen Nachtstrom und Spitzenpreis am Tag. Allerdings zeigen gegenwärtige Entwicklungen, dass insbesondere die stark zunehmende Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen in den Mittagsstunden zu einem Absinken der Preisspitzen am Tag führt. Dies verringert die für die Stromspeicherung aus betriebswirtschaftlicher Sicht relevanten Preis-Spreads und erschwert somit die Wirtschaftlichkeit.

Nach gegenwärtigem Kenntnisstand ist eine Marktreife von Stromspeichern, die die Annahme eines Zubaus der Technologie in relevantem Umfang im Rahmen der Netzentwicklungsplanung begründet, auch in den nächsten zehn bzw. zwanzig Jahren nicht wahrscheinlich. Diese Einschätzung war zentrales Ergebnis der im Jahr 2012 von der Bundesnetzagentur durchgeführten Veranstaltung „Technik-Dialog“ mit dem Schwerpunkt „Speichertechnologien“. Demnach hätten zwar innovative Speichertechnologien grundsätzlich ein Potenzial, den erforderlichen Netzentwicklungsbedarf zu reduzieren. Viele Speichertechnologien seien jedoch im gegenwärtigen Marktdesign in den nächsten zehn Jahren noch nicht marktfähig. Nach dem Kenntnisstand der Bundesnetzagentur hat diese Einschätzung noch heute Gültigkeit. Zumal in den letzten zwei Jahren kein signifikanter Technologiesprung festzustellen ist. Zudem ist zu beachten, dass Speicher in einem System mit ca. 45 % Erneuerbaren Energien u. a. aus den oben genannten Gründen der Beeinflussung der Marktpreise hauptsächlich unflexiblen Kraftwerken dienen und weniger den Erneuerbaren Energien. Daher erscheint die Notwendigkeit, Speicher umfangreich ins System zu integrieren, eher langfristig geboten.

Aus den genannten Gründen geht die Bundesnetzagentur in den nächsten zehn bzw. zwanzig Jahren abgesehen von den angenommenen Pumpspeicherkraftwerken nicht von einer relevanten Entwicklung im Bereich der Stromspeicher aus.

#### **3.4.4 Kraft-Wärme-Kopplung**

Die Kraft-Wärme-Kopplung beschreibt die Nutzung der Wärme, die prozessbedingt bei der Stromproduktion anfällt. Durch die zusätzliche Nutzung der Abwärme und der damit gesteigerten Ausnutzung des eingesetzten Energieträgers kann die KWK-Technologie, besonders in Verbindung mit der CO<sub>2</sub>-armen Erdgastechnologie, einen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele der Bundesregierung leisten, weil sie helfen kann, die CO<sub>2</sub>-Ziele im parallelen Wärmesektor zu erreichen. Daher findet die Technologie entsprechend Eingang in die Szenarien des Szenariorahmens, obwohl sie für die Erreichung der proportional abgeleiteten CO<sub>2</sub>-Minderungsziele im Stromsektor eher hinderlich ist.

Darüber hinaus wird KWK-Technologie auf Grund entsprechender Förderung auch als zusätzliche Stromauskopplung aus einem primär benötigten Wärmeerzeugungsprozess betrieben. In diesem Falle sind die Effizienzsteigerung des Gesamtprozesses und damit der Beitrag zur Erreichung der Klimaziele äußerst zweifelhaft.

Die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (vgl. Anlage A-1) wurde im Vergleich zur Kraftwerksliste des genehmigten Szenariorahmens 2024 durch ein von der Bundesnetzagentur durchgeführtes Monitoring aktualisiert und erweitert. In der angehängten Kraftwerksliste sind blockscharfe Angaben zur grundsätzlichen Fähigkeit der Kraft-Wärme-Auskopplung der Kraftwerke enthalten. Auch KWK-Anlagen mit geringer Leistung (< 10 MW) finden, wie in der Genehmigung des Szenariorahmens 2024, Berücksichtigung und sind in der Kraftwerksliste summarisch enthalten.

Insgesamt sind entsprechend der angehängten Kraftwerksliste im Jahr 2013 in Deutschland 52,6 GW KWK-fähige Kraftwerke installiert. Davon handelt es sich bei 49,2 GW um KWK-fähige Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung größer als 10 MW. Damit sind rund 64 % aller im Jahr 2013 installierten Kraftwerksblöcke größer 10 MW grundsätzlich KWK-fähig. Zudem sind 3,5 GW KWK-fähiger Kleinkraftwerke mit einer Leistung kleiner 10 MW installiert.

Wie in der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 werden KWK-fähige Gaskraftwerke in allen Szenarien nach Ablauf ihrer technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer mit gleicher Leistung an denselben Standorten ersetzt. Dies lässt sich damit begründen, dass solche Kraftwerke gleichzeitig Nutzwärme erzeugen. Folglich ist davon auszugehen, dass die Deckung des Wärmebedarfs auch nach Ablauf der technischen-wirtschaftlichen Lebensdauer einzelner Kraftwerke gewährleistet sein muss und der Kraftwerksstandort somit zukünftig als wirtschaftlich attraktiv eingeschätzt werden kann.

Darüber hinaus wird, wie in den Genehmigungen der Szenariorahmen der letzten Jahre, in allen Szenarien ein Zubau von KWK-fähigen Kleinkraftwerken mit einer installierten Leistung geringer als 10 MW unterstellt. Gegenüber dem Szenariorahmen-Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 (Gesamtleistung von 500 MW in den nächsten zehn Jahren und 1300 MW in den nächsten 20 Jahren) wird in der diesjährigen Genehmigung des Szenariorahmens 2025 ein deutlich erhöhter Zubau angenommen, der den in den letzten Jahren höheren Zubau sowie die Potentiale im Bereich der KWK-fähigen Kleinkraftwerke besser abbildet. So wurden nach Informationen des Bundesamts für Wirtschaft und Ausführungskontrolle (BAFA) in dem Zeitraum 2010 bis 2013 pro Jahr im Mittel knapp 300 MW KWK-Anlagen im Leistungssegment bis 10 MW errichtet. Angesichts dieser Zubauraten wird zukünftig folgender Zubau für KWK-fähige Kleinkraftwerke mit einer Leistung geringer als 10 MW unterstellt: In den Szenarien A 2025, B1 2025, B2 2025 und C 2025 wird die Realisierung KWK-fähiger Kleinkraftwerke in Höhe von 3000 MW bis zum Jahr 2025 angenommen. In den Szenarien B1 2035 und B2 2035 wird eine Realisierung KWK-fähiger Kleinkraftwerke in Höhe von 5000 MW angenommen.

Aufgrund des hohen Anteils bereits gegenwärtig installierter KWK-fähiger Kraftwerke sowie der oben erläuterten Annahmen zur Aufnahme von in Planung befindlicher KWK-fähiger Kraftwerke in die Szenarien kommt der KWK-Erzeugung in den Szenarien eine große Bedeutung zu. In Abbildung 1 sind die installierten Leistungen KWK-fähiger Kraftwerke je Energieträger in den einzelnen Szenarien abgebildet.

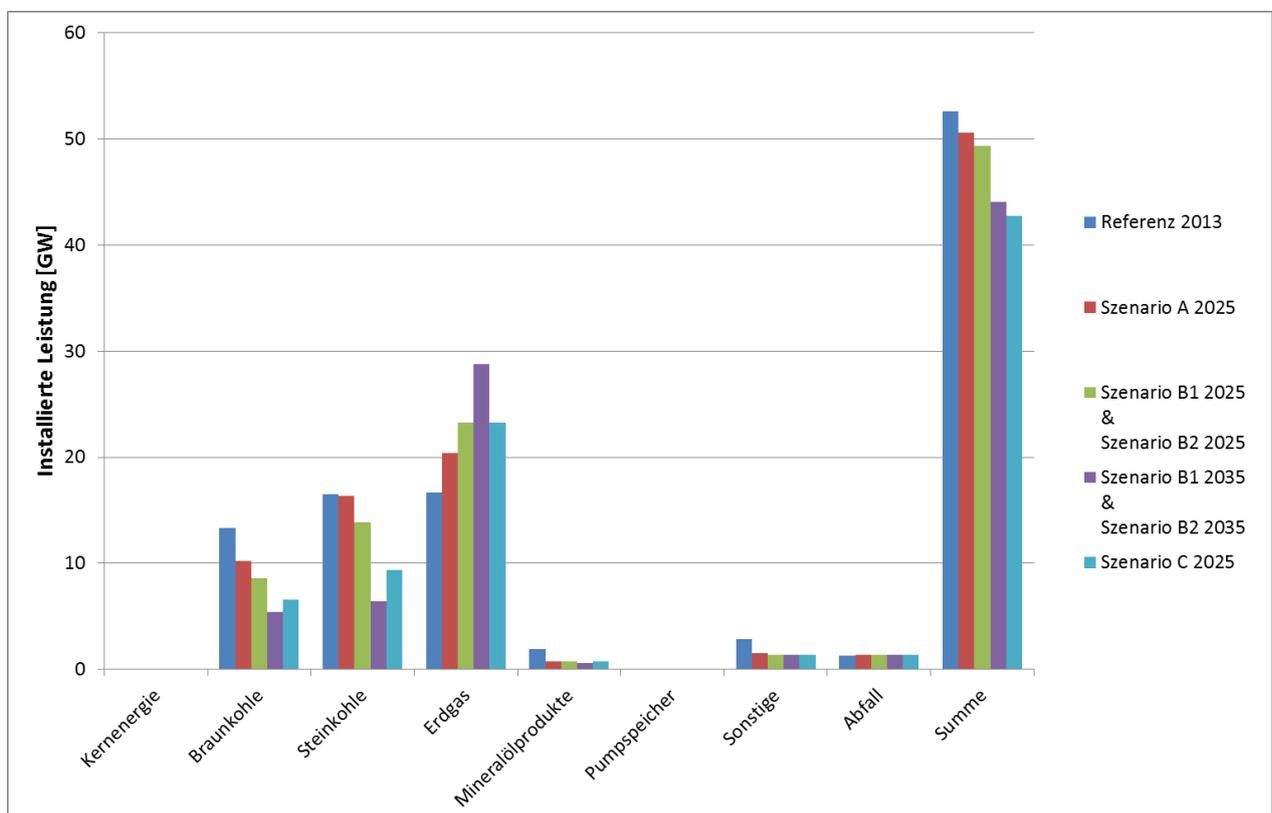
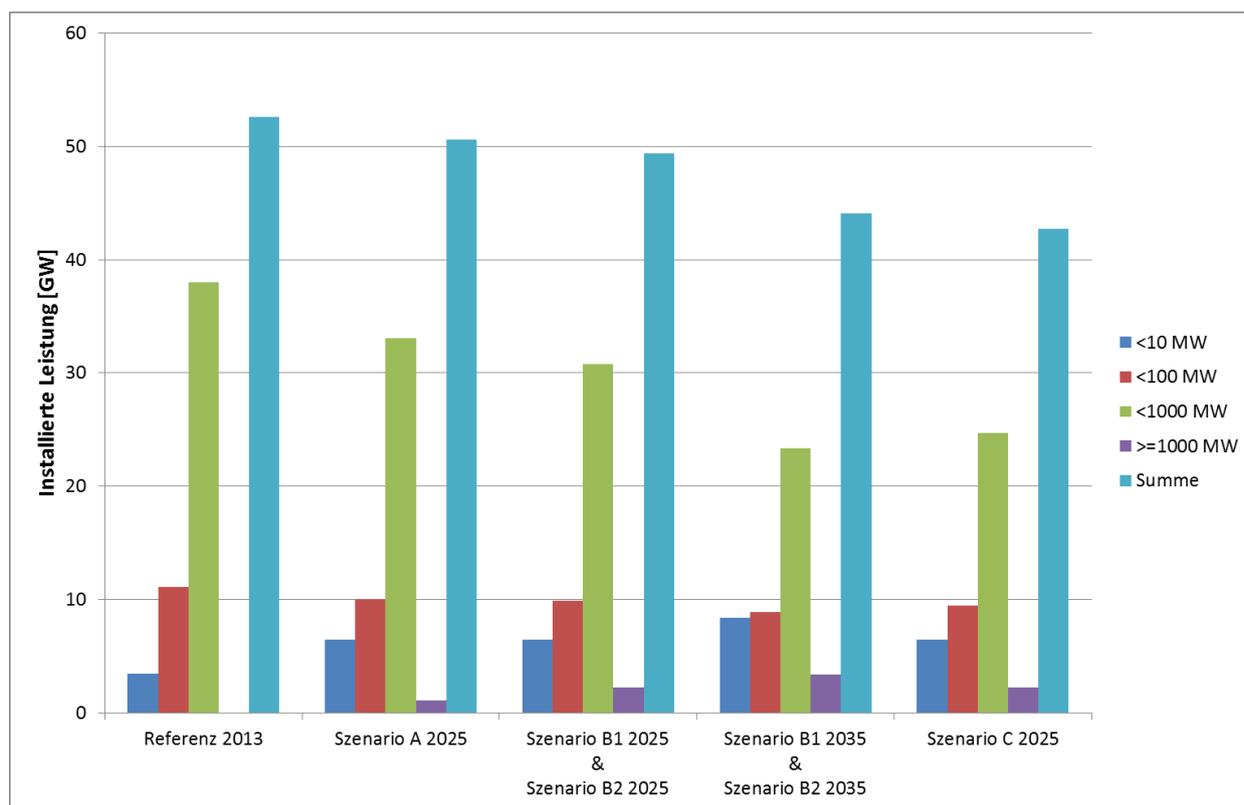


Abbildung 1: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Energieträgern

Insgesamt sind im Szenario A 2025 50,6 GW KWK-fähige Kraftwerke angenommen. In den Szenarien B1 2025 und B2 2025 beträgt die installierte Leistung 49,4 GW. In den Langfristszenarien B1 2035 und B2 2035 werden 44,1 GW KWK-fähige Kraftwerke unterstellt. Szenario C 2025 weist eine installierte Leistung von 42,8 GW der KWK-fähigen Kraftwerke auf.

Die angenommene KWK-Leistung verteilt sich in den Szenarien unterschiedlich auf die Leistungsklassen der Kraftwerke. Abbildung 2 veranschaulicht die Beiträge der verschiedenen Leistungsklassen zur KWK-Erzeugung in den einzelnen Szenarien.



**Abbildung 2: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Leistungsklassen**

Den größten Anteil der KWK-fähigen Kraftwerke machen Kraftwerke mit einer Leistung zwischen 100 MW und 1000 MW aus. Kleinkraftwerke mit einer Leistung kleiner als 10 MW werden in Szenario A 2025 mit 6,5 GW Leistung angenommen. In den Szenarien B1 2025 und B2 2025 beträgt die installierte Leistung dafür 6,4 GW. Die Szenarien B1 2035 und B2 2035 umfassen 8,4 GW installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke kleiner als 10 MW. Im Szenario C 2025 werden 6,4 GW KWK-fähiger Kraftwerke mit einer Leistung kleiner als 10 MW angenommen.

### 3.4.5 Verbrauchsnahe Erzeugung

Um den Netzausbau zu reduzieren, schlagen mehrere Konsultationsteilnehmer vor, den Strom dezentral aus regenerativen Energien zu erzeugen. Gleichzeitig argumentieren sie, dass der aktuell angenommene Netzausbau eine dezentrale Erzeugung erschwere.

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

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

Dem widerspricht auch nicht die Studie „Impacts of restricted transmission grid expansion in a 2030 perspective in Germany“ von ECOFYS, die lediglich eine Regionalisierung des Ausbaus von EE-Anlagen, vor dem Hintergrund eines verzögerte Netzausbaus bzw. keines Netzausbaus, untersuchte. Die Ergebnisse der Studie „Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland“ von den Gutachtern consentec sowie Fraunhofer IWES lassen im Ergebnis auch keine anderen Schlussfolgerungen zu. Zentraler Untersuchungsgegenstand der Studie ist die Frage, an welchen Standorten in Zukunft Erneuerbare Energien ausgebaut werden sollten, um die Gesamtkosten der Stromversorgung zu minimieren. Betrachtet wird in diesem Zusammenhang ein Szenario „verbrauchsnahe Erzeugung“, in dem die Erneuerbaren Energien tendenziell eher an den Verbrauchsstandorten liegen, sowie ein Szenario „beste Standorte“, bei dem die Erneuerbaren Energien eher an den ertragreichen Standorten liegen.

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

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

Bedeutsam ist die Erkenntnis, dass verbrauchsnahe Erzeugung einhergeht mit enormem Flächenverbrauch und zwar in den meisten Fällen in unmittelbarer Nähe zu städtischen Gebieten, da hier die Verbrauchszentren verortet sind. Hier ist erst einmal zu bewerten, ob eine derartige Inanspruchnahme großer Flächen für den Ausbau Erneuerbarer Energien oder auch konventio-

neller Kraftwerke als vermeintlicher Ersatz zum Bau einzelner Leitungen in Frage kommt. In einem zweiten Schritt müsste zudem die Frage nach der politischen Steuerung des Zubaus der Erzeugungseinheiten geklärt werden.

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

Aus diesen Gründen wird die Bundesnetzagentur der Forderung nicht nachkommen, eine verbrauchsnahe Erzeugung in den Szenarien stärker zu berücksichtigen. Des Weiteren sieht die Bundesnetzagentur keinen Zielkonflikt zwischen einem Netzausbau und einer dezentralen Versorgung.

## **4 Versorgung, Stromverbrauch, Erzeugung**

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

### **4.1 Nettostromverbrauch**

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

Nicht hinzugerechnet werden der Kraftwerkseigenverbrauch und die Arbeit für den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken. Denn Kraftwerke zählen nicht zu den eigentlichen Nachfragern von Energie. Vielmehr wird in den Kraftwerken Energie eingesetzt, um elektrische Anlagen und Turbinen zu betreiben, was es erst ermöglicht, die eigentliche Nachfrage an Energie zu bedienen. Weiterhin ist die Höhe des Kraftwerkseigenverbrauchs und der Pumpspeicherverluste abhängig

von der Höhe der Volllaststunden der Kraftwerke. Diese ergeben sich jedoch erst im Rahmen der Marktsimulation.

Die durch den Transport bedingten Netzverluste im Übertragungsnetz werden bei der Berechnung des Nettostromverbrauchs ebenfalls nicht berücksichtigt, da sie – anders als die Verluste im Verteilnetz – eine Folge des Energietransports über das Übertragungsnetz sind. Anders ausgedrückt ergeben sich die Verluste im Übertragungsnetz erst aus den im Anschluss an die Marktmodellierung folgenden Netzberechnungen auf 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.

Im letzten Jahr wurde, ausgehend von einer Studie von Prognos, der Nettostromverbrauch des Jahres 2010 in Höhe von 535,4 TWh unter Annahme eines konstanten Verlaufes des Verbrauchsniveaus für alle Szenarien des Szenariorahmens 2024 angenommen. Für den Szenariorahmen 2025 ermittelt die Bundesnetzagentur den Nettostromverbrauch auf Basis des Monitoringberichts der Bundesnetzagentur 2014 mit Stand vom 14.11.2014, in dem das Verbrauchsniveau des Jahres 2013 dargestellt wird. Die Nutzung einer neuen Datengrundlage begründet sich mit der höheren Aktualität der Monitoringdaten von 2013 gegenüber den Daten der Prognos-Studie von 2010.

In dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2014 wird für das Referenzjahr 2013 eine Arbeitsentnahmemenge von 510,6 TWh ausgewiesen. Diese Arbeitsentnahmemenge umfasst die Entnahmemenge aller privaten und industriellen Verbraucher, die aus Netzen der Allgemeinen Versorgung bedient werden. Auch enthalten ist die Energie von 11,6 TWh, die für den Betrieb der Pumpspeicherkraftwerke benötigt wurde und deshalb zu subtrahieren ist. Hinzuzurechnen ist die Energiemenge von 24,7 TWh, die in Netze eingespeist wird, die nicht der allgemeinen Versorgung dienen. Zusätzlich werden durch den Transport bedingte Verluste im Verteilnetz von 19,9 TWh addiert. Für das Referenzjahr 2013 ergibt sich somit eine Gesamtsumme für den Nettostromverbrauch in Höhe von 543,6 TWh ( $543,6 \text{ TWh} = 510,6 \text{ TWh} - 11,6 \text{ TWh} + 24,7 \text{ TWh} + 19,9 \text{ TWh}$ ).

Für den Szenariorahmen 2025 werden zwei Entwicklungspfade des Nettostromverbrauchs berücksichtigt. Wie in den Vorjahren wird in den meisten Szenarien eine konstante Entwicklung des Nettostromverbrauchs unterstellt. Für die Szenarien A 2025, B1 2025, B1 2035, B2 2025 und B2 2035 geht die Bundesnetzagentur von einem Nettostromverbrauch von 543,6 TWh inklusive der durch den Transport im Verteilnetz bedingten Verluste aus. Für das Szenario C 2025 wird eine Reduktion des Nettostromverbrauchs um 5 % gegenüber dem Referenzjahr 2013 auf 516,4 TWh angenommen.

Im Folgenden leitet die Bundesnetzagentur über die Betrachtung der Entwicklung des Bruttostromverbrauchs eine Entwicklung des Nettostromverbrauchs ab, da unterstellt werden kann, dass sich Brutto- und Nettostromverbrauch in etwa proportional zueinander verhalten.

Die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung sehen ausgehend vom Referenzjahr 2008 bis 2020 eine Reduktion des Bruttostromverbrauchs um 10 % und bis 2050 eine Reduktion des Bruttostromverbrauchs um 25 % vor. Das Umweltbundesamt ermittelte für den Bruttostromverbrauch des Jahres 2008 618 TWh. Demnach muss für die Einhaltung der klimapolitischen Ziele der angenommene Bruttostromverbrauch von 600 TWh in 2013 (vgl. Kapitel II B 5.2) bis 2025 um etwa 60 TWh und bis 2035 um etwa 90 TWh gesenkt werden.

Diese Minderung soll in erster Linie durch Fortschritte bei der Energieeinsparung und Energieeffizienz erzielt werden. Im Aktionsprogramm Klimaschutz hat die Bundesregierung jüngst 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. Jedoch zeigt die Entwicklung der letzten Jahre einen eher konstanten Bruttostromverbrauch, der etwas oberhalb von 600 TWh liegt. Ein deutlicher Abwärtstrend ist gegenwärtig nicht zu erkennen.

Das Erreichen der Energieeffizienz-Ziele wird darüber hinaus durch zukünftige Entwicklungen auf dem Energiesektor erschwert. Denn insbesondere in den Bereichen Mobilität und Wärmezeugung ist tendenziell mit einem Ersatz von fossilen Brennstoffen durch Strom und damit mit einer Erhöhung des Stromverbrauchs zu rechnen. Insbesondere die Elektromobilität hat für die Bundesregierung einen hohen Stellenwert. Deshalb hat die Bundesregierung am 19. August 2009 den Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität verabschiedet. Darin strebt die Bundesregierung das Ziel an, dass bis zum Jahr 2020 eine Million Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen fahren. Des Weiteren spielen elektrisch betriebene Wärmepumpen vor allem bei Neubauten eine immer größere Rolle bei der Wärmeversorgung. Weiterhin ist davon auszugehen, dass bei einem großen Dargebot Erneuerbarer Energie günstiger Strom zukünftig vermehrt mit Power-to-Heat-Verfahren zur Wärmeengewinnung sowohl im privaten als auch im industriellen Sektor genutzt werden wird.

Für den Entwicklungspfad der Szenarien A 2025, B1 2025, B1 2035, B2 2025 und B2 2035 wird eine Überlagerung von diesen steigernden und senkenden Verbrauchseffekten zu einer konstanten Entwicklung angenommen. Dabei wird unterstellt, dass die Energieeffizienzmaßnahmen zwar eine Wirkung entfalten, jedoch nicht in dem Maße, als dass sie die für die Zielerreichung in 2025 benötigte Reduktion um etwa 60 TWh bewirken. Wahrscheinlicher erscheint eine Reduktion in 2025 um 30 TWh.

Demgegenüber stehen in 2025 verbrauchstreibende Faktoren in Höhe von bis zu 30 TWh. Nach Auswertung und Analyse verschiedener Quellen entfallen auf den Bereich der E-Mobilität bis zu

2,5 TWh, auf den Energiebedarf von Wärmepumpen bis zu 14 TWh und den Energiebedarf von Power-to-Heat-Anwendungen bis zu 5 TWh. Weiterhin führt das Wirtschaftswachstum zu einem erhöhten elektrischen Energiebedarf in Industrie und Gewerbe. Zu berücksichtigen ist auch eine fortschreitende technologische Entwicklung, die zu einer Elektrifizierung in allen Bereichen der Gesellschaft führt. Auch wenn die Entwicklung in vielen der oben genannten Bereiche nicht exakt prognostiziert und quantifiziert werden kann, geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass die Summe der verbrauchsteigernden Faktoren die in den Szenarien A 2025, B1 2025 und B2 2025, angenommen Energieeffizienz- und Einspareffekte neutralisieren wird. Für die Szenarien B1 2035 und B2 2035 wird diese Entwicklung, sowohl für die verbrauchstreibenden als auch für die verbrauchssenkenden Faktoren, linear fortgeschrieben, so dass sich beide Effekte zu einer konstanten Entwicklung des Stromverbrauchs überlagern.

Auf Grund der weiter oben angeführten angenommenen Proportionalität von Brutto- und Nettostromverbrauch, wird der Referenzwert 2013 des Nettostromverbrauchs von 543,6 TWh für die Szenarien A 2025, B1 2025, B1 2035, B2 2025 und B2 2035 konstant in die entsprechenden Zieljahre fortgeschrieben.

Für das Szenario C 2025 geht die Bundesnetzagentur hingegen davon aus, dass die Effizienzmaßnahmen und Energieeinsparungen ihre volle Wirkung entfalten und somit 60 TWh eingespart werden. Auch hier werden verbrauchssteigernde Faktoren in einer Größenordnung von 30 TWh angenommen. Somit ergibt sich letztlich in Szenario C 2025 eine Reduktion des Bruttostrombedarfs um 30 TWh im Vergleich zum Referenzjahr 2013 von 600 TWh auf 570 TWh. Diese Reduktion um 5 % wird proportional auf den Nettostrombedarf übertragen, der damit vom Referenzwert 2013 von 543,6 TWh im Szenario C 2025 auf 516,4 TWh sinkt.

#### **Zusammenfassung der Änderungen zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Nettostromverbrauch**

- Senkung des beantragten Nettostromverbrauchs inklusive der Verteilnetzverluste in Höhe von 552 TWh auf 543,6 TWh in den Szenarien A 2025, B1 2025, B1 2035, B2 2025 und B2 2035 sowie im Szenario C 2025 auf 516,4 TWh.

## **4.2 Jahreshöchstlast**

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

ist sie eine maßgebliche Größe für die Dimensionierung des Energieversorgungsnetzes. Die Jahreshöchstlast ist die maximal in einem Jahr zu einem bestimmten Zeitpunkt auftretende Summe der Leistung aller angeschlossenen Verbraucher am Verteil- und Übertragungsnetz inklusive der Summe der durch den Transport entstehenden Verlustleistung im Verteil- und Übertragungsnetz.

#### 4.2.1 Referenzwerte für das Jahr 2013

Zur Ermittlung des Referenzwertes der Jahreshöchstlast des Jahres 2013 kann auf Daten der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen werden, die die Jahreshöchstlast in dem „Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014“ nach § 12 Abs. 4 und Abs. 5 EnWG am 30.09.2014 (nachfolgend: Leistungsbilanzbericht 2014) veröffentlicht haben.

Eine genaue Messung der Netzebenen übergreifenden Jahreshöchstlast ist technisch nicht möglich. Dies lässt sich damit begründen, dass bei einer Vielzahl von Verbrauchern keine Leistungsmessung der Stromentnahme erfolgt, die für eine Bestimmung der Jahreshöchstlast erforderlich wäre. Viele Verbraucher aber auch Erzeuger wie z.B. Photovoltaikanlagen verfügen nur über eine Messmöglichkeit der dem Netz entnommenen bzw. der in das Netz eingespeisten elektrischen Arbeit. Die Jahreshöchstlast kann daher nicht über die Verbrauchsseite ermittelt werden. Da jedoch im Stromnetz der Verbrauch und die Erzeugung zu jeder Zeit gleich groß sein müssen, wird die Jahreshöchstlast im Leistungsbilanzbericht 2014 indirekt über die Einspeisung auf der Erzeugerseite hergeleitet. Doch auch die Messung der auf Erzeugerseite eingespeisten Energie ist mit verschiedenen Unsicherheiten behaftet, weshalb der Leistungsbilanzbericht 2014 keine 100%ige Erhebungsabdeckung leisten kann.

Beispielsweise werden für die Einspeisungen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen Hochrechnungen verwendet, die von den tatsächlichen Einspeisungen abweichen können. Gleiches gilt für die Einspeisungen von Kraftwerken, für die teilweise nur Kraftwerksfahrpläne und keine tatsächlichen Einspeisungen bekannt sind. Darüber hinaus speisen eine Vielzahl kleinerer Erzeuger auf Verteilnetzebene ein. Die Daten der Verteilnetzbetreiber liegen jedoch nur unvollständig oder in nicht ausreichender Qualität vor. Besonders die Einspeisung von Erneuerbaren Energien auf Verteilnetzebene wird nicht direkt abgebildet, sondern nur saldiert mit der jeweiligen Last im Verteilnetz. Weiterhin wird in der Erhebung der Übertragungsnetzbetreiber nicht das Bahnstromnetz berücksichtigt, welches einen nicht unerheblichen Energiebedarf aufweist und daher als hohe Last einzustufen ist, gleichzeitig aber ebenfalls eigene Erzeugung aufweist.

Im Leistungsbilanzbericht 2014 erfassen die vier Übertragungsnetzbetreiber zwischen 97 % bis 99 % der bekannten installierten Kapazität, die zur Ermittlung der Jahreshöchstlast zu Grunde zu legen ist. Der Abdeckungsgrad bezogen auf die gesamte installierte Leistung inklusive nicht bekannter Erzeugungsanlagen liegt niedriger. Die vollständige Jahreshöchstlast kann im Leistungsbilanzbericht daher nicht abgebildet werden.

Darüber hinaus schließt im Leistungsbilanzbericht 2014 die ausgewiesene Jahreshöchstlast die Verlustleistung im Verteil- und im Übertragungsnetz als Resultat der Transportnachfrage mit ein. Da jedoch die Netzverluste im Übertragungsnetz (anders als die Netzverluste im Verteilnetz) nicht Teil der Transportnachfrage, sondern Folge der Transporte im Übertragungsnetz sind, kann die im Leistungsbilanzbericht 2014 (hingegen der allgemein gültigen Definition der Jahreshöchstlast, die die Übertragungsnetzverluste mit einschließt) ausgewiesene Jahreshöchstlast für die dem Szenariorahmen folgende Marktmodellierung und Netzberechnung in dieser Form nicht genutzt werden. (siehe Kapitel II B 4.1).

Aus den zuvor genannten Gründen müssen die von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten Daten für den Referenzwert 2013 der Jahreshöchstlast unter Berücksichtigung des Monitoringberichts der Bundesnetzagentur 2014 mit Stand vom 14.11.2014 zur weiteren Verwendung in der Netzentwicklungsplanung angepasst werden. Der Monitoringbericht 2014 der Bundesnetzagentur erreicht nahezu eine Vollabdeckung der Verteilnetzbetreiber und berücksichtigt auch das Bahnstromnetz. Jedoch erfasst der Monitoringbericht 2014 nur die über das Jahr aufsummierte Energiemenge. Daten zur auftretenden zeitgleichen Jahreshöchstlast enthält der Monitoringbericht 2014 nicht. Die Angaben zur Jahreshöchstlast aus dem Leistungsbilanzbericht der Übertragungsnetzbetreiber 2014 werden daher mit den Daten aus dem Monitoringbericht 2014 der Bundesnetzagentur 2014 um den fehlenden Anteil der Jahreshöchstlast korrigiert und um die Transportverluste im Übertragungsnetz reduziert (siehe dazu ÜNB-Entwurf S. 59, Abb. 23). Eine visualisierte Darstellung der Aufbereitung der Jahreshöchstlast aus der Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber findet sich in Anlage A-5.

Der Leistungsbilanzbericht 2014 weist für die Jahreshöchstlast einen Wert von 79,8 GW aus. Dieser Wert berücksichtigt die Verluste aller Netzebenen. Zur weiteren Verwendung müssen diese Verluste subtrahiert werden. Jedoch ist der Anteil der Jahreshöchstlast, die durch das Verteil- und Übertragungsnetz erzeugt werden, nicht bekannt. Der Anteil kann aber über die Energiemenge ermittelt werden.

Dazu wird der Nettostromverbrauch exklusive aller Transportverluste ins Verhältnis zum Nettostromverbrauch inklusive aller Transportverluste gestellt. Der Nettostrombedarf inklusive aller Transportverluste wird von den Übertragungsnetzbetreibern für den Leistungsbilanzbericht 2014 mit 514,9 TWh angegeben. Die Energieverluste in allen Netzebenen betragen nach dem Monitoringbericht 2014 26,2 TWh. Das Verhältnis berechnet sich folgendermaßen  $\frac{514,9 \text{ TWh} - 26,2 \text{ TWh}}{514,9 \text{ TWh}} =$

$\frac{488,7 \text{ TWh}}{514,9 \text{ TWh}} = 0,949$ . Wird unterstellt, dass sich die Energieverluste proportional zu den Leistungsverlusten verhalten, kann die Jahreshöchstlast wie folgt um die Leistungsverluste bereinigt werden  $79,8 \text{ GW} * \frac{488,7 \text{ TWh}}{514,9 \text{ TWh}} = 75,7 \text{ GW}$ .

Diese um die Transportverluste reduzierte Jahreshöchstlast ist um die fehlende Abdeckung im Leistungsbilanzbericht 2014 zu korrigieren. Dies geschieht nochmals indirekt über die Energie-

menge. Der um die Transportverluste reduzierte Nettostromverbrauch aus dem Leistungsbilanzbericht 2014 beträgt 488,7 TWh. Aus dem Monitoringbericht 2014 kann ein Nettostromverbrauch exklusive aller Netzverluste von 523,7 TWh berechnet werden. Wird unterstellt, dass der Monitoringbericht 2014 eine 100 % Abdeckung erfasst, kann für den Leistungsbilanzbericht 2014 eine nicht erfasste Leistung von  $523,7 \text{ TWh} - 488,7 \text{ TWh} = 35 \text{ TWh}$  angenommen werden. Da nicht bekannt ist, zu welchen Stunden des Jahres diese 35 TWh nicht beobachtete Energie bezogen wurden, wird diese Energie gleichmäßig über alle 8760 Stunden des Jahres verteilt. Daraus ergibt sich eine nicht beobachtete Leistung von  $\frac{35 \text{ TWh}}{8760 \text{ h}} = 4 \text{ GW}$ . Es ergibt sich eine um die fehlende Abdeckung korrigierte Jahreshöchstlast exklusive der Transportverluste aller Netzebenen von  $75,7 \text{ GW} + 4 \text{ GW} = 79,7 \text{ GW}$ .

Zuletzt sind zu diesem Wert noch die Leistungsverluste im Verteilnetz zu addieren. Diese werden über die Energieverluste im Verteilnetz hergeleitet. Im Monitoringbericht 2014 werden die Energieverluste im Verteilnetz mit 19,9 TWh angegeben. Der Nettostromverbrauch inklusive der Transportverluste aller Netzebenen wird dort mit 523,7 TWh ausgewiesen. Der Anteil der Verteilnetzverluste ergibt sich zu  $\frac{19,9 \text{ TWh}}{523,7 \text{ TWh}} = 0,038$ . Die Verluste im Verteilnetz betragen also 3,8 %. Wird wiederum unterstellt, dass sich die Energieverluste proportional zu den Leistungsverlusten verhalten, kann die um die fehlende Abdeckung korrigierte Jahreshöchstlast mit den Leistungsverlusten im Verteilnetz beaufschlagt werden. Der Referenzwert der Jahreshöchstlast für das Jahr 2013 beträgt dann  $79,7 \text{ GW} * 1,038 = 82,8 \text{ GW}$ .

Der unter Anwendung der soeben beschriebenen Methodik und unter Berücksichtigung der aktuellen Daten berechnete Referenzwert 2013 der Jahreshöchstlast von 82,8 GW liegt unterhalb des Referenzwertes 2012 von 86,9 GW. Die im Jahr 2013 vergleichsweise niedrige Jahreshöchstlast führen die Übertragungsnetzbetreiber auf den äußerst milden Winter 2013 zurück.

#### 4.2.2 Prognosewerte für das Jahr 2025/2035

Auf Basis des Referenzwerts für das Jahr 2013 in Höhe von 82,8 GW prognostiziert die Bundesnetzagentur für die Szenarien A 2025, B1 2025, B2 2025, B1 2035 und B2 2035 eine Jahreshöchstlast in Höhe von 84 GW und für das Szenario C 2025 eine Jahreshöchstlast in Höhe von 79,8 GW. Diese Werte schließen die Summe der Verlustleistung im Verteilnetz ein.

Zu beachten ist zunächst, dass die künftige Entwicklung der Jahreshöchstlast mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Im Szenariorahmen 2025 werden daher erstmalig unterschiedliche Jahreshöchstlasten angenommen, die einerseits unterhalb und andererseits oberhalb des Wertes der Jahreshöchstlast des Referenzjahres 2013 liegen.

In den Szenarien A 2025, B1 2025, B1 2035, B2 2025 und B2 2035 genehmigt die Bundesnetzagentur eine Jahreshöchstlast von 84 GW. Damit wird der genehmigte Wert des Vorjahres beibehalten und ein nahezu konstanter Verlauf der Jahreshöchstlast von 2013 an bis 2025 bzw.

2035 unterstellt. Im Vergleich zum Referenzwert 2013 wird die Jahreshöchstlast nur leicht angehoben. Dies ist auf den im Referenzjahr 2013 milden Winter zurückzuführen, der tendenziell zu einer Reduktion der Jahreshöchstlast führt. Da die Netzplanung jedoch nicht auf eine vergleichsweise niedrige Belastung auszulegen ist, wird nicht der Referenzwert 2013, sondern eine Mittelung der Referenzwerte der letzten Jahre für die weitere konstante Fortschreibung zu Grund gelegt. Der Referenzwert für 2010 lag bei 84 GW bis 87,5 GW, 2011 waren es 86,4 GW und 2012 wurden 86,9 GW ermittelt. Durch einen Vergleich mit dem Referenzwert für 2013 von 82,8 GW wird deutlich, dass die Jahreshöchstlast mit etwa plus/minus 2 GW um die 84 GW pendelt, weshalb dieser Wert konstant fortgeschrieben wird.

Darüber hinaus ist zu erläutern, warum in den Szenarien A 2025, B1 2025, B2 2025, B1 2035 und B2 2035 davon abgesehen wird, die Jahreshöchstlast nach oben oder nach unten zu setzen. Theoretisch ist es denkbar, dass die Jahreshöchstlast durch eine Synchronisation von Dargebot und Nachfrage gewünscht gesteigert wird. Diese Annahme basiert auf der Idee, dass die Nachfrage gebündelt zur Zeit einer hohen Produktion aus Erneuerbaren Energien stattfindet. Zur Abnahme dieser hohen Menge Erneuerbarer Energie würden so sehr hohe Lastspitzen erzeugt, die die Jahreshöchstlast mit fortschreitendem Ausbau der Erneuerbaren Energien nach oben treiben würden. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass die extremen Spitzen in der Nachfrage und im Dargebot der Erneuerbaren Energien nur in wenigen Stunden des Jahres auftreten und diese nicht zusammenfallen. Die Spitzen des Dargebots fallen in aller Regel auf sonnige, windige Wintertage, da hier sowohl hohe Erträge aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen erzielt werden können. Hingegen finden sich die typischen Lastspitzen zu späten Wintertagen, an denen vielleicht Wind weht, jedoch keine Sonne scheint. Es besteht daher eine nur extrem geringe Wahrscheinlichkeit, dass Spitzenlast und hohes Dargebot aus erneuerbarer Erzeugung zur gleichen Zeit auftreten. Eine absehbare Steigerung der Jahreshöchstlast ist daher kaum zu vermuten.

Auch eine Reduktion der Jahreshöchstlast durch eine Verlagerung von Lastspitzen in nachfragearme Zeiten wird in den Szenarien A 2025, B1 2025, B2 2025, B1 2035 und B2 2035 nicht angenommen. Ob sich in naher Zukunft umfassende Maßnahmen des Demand Side Managements (DSM) etablieren, kann dahingestellt bleiben. Tendenziell wird DSM nicht zur Netzentlastung eingesetzt, sondern zur Anpassung an volatile Erzeugung, insbesondere bei Preisspitzen auf Grund von mangelndem Dargebot. Ebenso wenig wie es wahrscheinlich ist, dass die Nachfrageverlagerung die Jahreshöchstlast hoch treibt, ist es wahrscheinlich, dass ein DSM zur Lastsenkung ausgerechnet in die Zeiten der Jahreshöchstlast fällt.

Letztlich gibt es zahlreiche Faktoren, die einen Einfluss auf die Jahreshöchstlast haben. Weiterhin finden sich in der Forschung weit weniger Ausführungen zum Thema, als beispielsweise zum Nettostrombedarf. Mangels eindeutig identifizierbarer treibender oder mindernder Faktoren,

wird für die Szenarien A 2025, B1 2025, B2 2025, B1 2035 und B2 2035 eine konstante Entwicklung der Jahreshöchstlast angenommen.

Im Gegensatz dazu wird die Jahreshöchstlast in Szenario C 2025 um 5 % gegenüber den weiter oben hergeleiteten 84 GW auf 79,8 GW gesenkt. Dies wird mit der 5 % Senkung des Netto- und Bruttostrombedarfs im Szenario C 2025 begründet, die auf die Jahreshöchstlast übertragen wird. Der Bundesnetzagentur ist bekannt, dass es keine generelle Proportionalität von Stromverbrauch und Jahreshöchstlast gibt, denn eine Einflussgröße kann sich durchaus unterschiedlich auf die beiden Größen auswirken. Prinzipiell kann aber zwischen einem Strombedarfsrückgang in Industrie und privaten Haushalten unterschieden werden. Während die Industrie eher eine konstante Nachfrage aufweist, sind die privaten Haushalte für den Großteil der Nachfragespitzen verantwortlich. Eine Senkung der Industrie würde also tendenziell die gesamte Lastkurve nach unten verschieben, während eine Reduktion der privaten Nachfrage eher die Spitzenlast senken würde. Da jedoch keine abschließende Abschätzung der Verteilung des zukünftigen Nachfragerückgangs vorliegt, wird vereinfacht von einem pauschalen Absinken der Jahreshöchstlast um 5 % proportional zum Stromverbrauch unterstellt.

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

- Senkung der angenommenen Jahreshöchstlast inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilnetz von 86,0 auf 84,0 GW in den Szenarien A 2025, B1 2025, B1 2035, B2 2025 und B2 2035 und auf 79,8 GW in Szenario C 2025.

### **4.3 Erzeugung**

Die Erzeugung wird in den Szenarien durch die Annahmen zur installierten Erzeugungsleistung in GW abgebildet. Die Erzeugung wird nicht durch die erzeugte Strommenge definiert, da es zur Bestimmung der erzeugten Strommenge einer Marktsimulation bedarf, die der Genehmigung des Szenariorahmens folgt.

Die Begründung der Szenarien ist im Folgenden dargestellt.

#### **4.3.1 Referenzwerte für das Jahr 2013**

Die Referenzwerte für das Jahr 2013 sind nicht Bestandteil dieser Genehmigung. Sie dienen als Basis zur Bestimmung der installierten konventionellen und regenerativen Erzeugungsleistung in den Zieljahren 2025 und 2035.

### 4.3.1.1 Regenerative Erzeugung

Erzeugungstyp	Entwurf des Szenariorahmens	Genehmigung
Wind Onshore	33,2 GW	33,8 GW
Wind Offshore	0,5 GW	0,5 GW
Photovoltaik	35,1 GW	36,3 GW
Biomasse	6,4 GW	6,2 GW
Wasserkraft	4,6 GW	3,9 GW
sonstige regenerative Erzeugung	0,4 GW	0,4 GW

**Tabelle 3: Referenzwerte regenerativer Kapazitäten im Jahr 2013**

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

Für die installierte Leistung Wind Onshore beträgt der Referenzwert 33,8 GW. Dieser Wert entspricht dem vom Deutschen Windenergie Institut (DEWI) im Februar 2014 veröffentlichten Gesamtwert für Wind Onshore. In der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass der vom DEWI veröffentlichte Wert gut mit den Werten aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur und mit den um die üblichen Nachmeldungen ergänzten Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber übereinstimmt. Zudem sieht die EEG-Novellierung gemäß § 3 Nr. 1 EEG einen Nettoausbau von 2.500 Megawatt pro Jahr vor, um das Ziel von 40 bis 45 % EE-Anteil (55 bis 60 %) am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2025 (bis zum Jahr 2035) zu erreichen. Um den Nettozubau sachgerecht modellieren zu können, reicht die Kenntnis über den Referenzwert allein nicht aus, sondern es ist auch eine Modellierung des Rückbaus notwendig. Zur notwendigen Modellierung des Rückbaus von Windkraftanlagen (auf Basis der technischen Lebensdauer von 20 Jahren) ist wiederum das konkrete Inbetriebnahmejahr jeder einzelnen Windkraftanlage erforderlich. Die Daten des DEWI ermöglichen diese für den Nettozubau erforderliche jahresscharfe Betrachtung des Zubaus von Windkraftanlagen.

Der Referenzwert für die installierte Leistung Wind Offshore beträgt 0,5 GW und stammt aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Kraftwerksdaten Erneuerbare Energien, Stand: 29.10.2014).

Für die installierte Leistung Photovoltaik beträgt der Referenzwert 36,3 GW. Der Wert stammt ebenfalls aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Kraftwerksdaten Erneuerbare Energien, Stand: 29.10.2014).

Der Referenzwert für die installierte Leistung Biomasse beträgt 6,2 GW. Auch dieser Wert stammt aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Kraftwerksdaten Erneuerbare Energien, Stand: 29.10.2014).

Der Referenzwert für die installierte Leistung Wasserkraft in Höhe von 3,9 GW stammt auch aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Kraftwerksdaten Erneuerbare Energien, Stand: 29.10.2014). Dieser Wert umfasst zunächst die Laufwasser- und Speicherwasserkraftanlagen in Höhe von 5,3 GW. Davon sind aber ausdrücklich diejenigen Anlagen der Kraftwerksliste in Höhe von 1,4 GW ausgenommen, die aus dem Ausland in das deutsche Netz einspeisen. Pumpspeicher mit oder ohne natürlichen Zufluss werden in der Rubrik „Pumpspeicher“ unter den konventionellen Energieträgern zusammengefasst.

Für die installierte sonstige regenerative Erzeugungsleistung beträgt der Referenzwert 0,4 GW. Umfasst sind Deponiegas-, Klärgas-, und Geothermieanlagen. Als Quelle liegt auch hier die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Kraftwerksdaten Erneuerbare Energien, Stand: 29.10.2014) zugrunde.

#### 4.3.1.2 Konventionelle Erzeugung

Die installierte Kraftwerksleistung im Jahr 2013 ist der Tabelle 4 zu entnehmen.

Erzeugungstyp	Entwurf des Szenariorahmens	Genehmigung
Kernenergie	12,1 GW	12,1 GW
Braunkohle	21,2 GW	21,2 GW
Steinkohle	26,2 GW	25,9 GW
Erdgas	26,5 GW	26,7 GW
Öl	4,1 GW	4,1 GW
Pumpspeicher	6,4 GW	6,4 GW
sonstige konventionelle Erzeugung	4,7 GW	4,7 GW

**Tabelle 4: Referenzwerte konventioneller Erzeugungsleistung im Jahr 2013**

Die in der Tabelle 4 abgebildete konventionelle Erzeugungsleistung 2013 ergibt sich aus der aktuell veröffentlichten Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Die Tabelle beinhaltet die Kraftwerksleistung der in Deutschland „in Betrieb“ und „vorläufig stillgelegten“ sowie „in Reserve“ befindlichen Kraftwerke zum Stichtag 31.12.2013. Kraftwerke, die im Jahr 2014 in Betrieb genommen wurden bzw. noch werden, werden der Kategorie „in Bau“ zugeordnet und sind nicht in Tabelle 4 enthalten. Mit Hilfe eines kürzlich durchgeführten Monitorings der Bundesnetzagentur konnte die Datenqualität hinsichtlich der Bestandskraftwerke gegenüber der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 weiter verbessert werden.

Die Referenzwerte für die installierte konventionelle Erzeugungsleistung wurden im Vergleich zum Entwurf des Szenariorahmens bei einzelnen Energieträgern geändert. Zu kleineren Abweichungen bei den Energieträgern Steinkohle, Erdgas und sonstige konventionelle Erzeugung kommt es aufgrund aktueller Meldungen aus dem Monitoring, das zum Zeitpunkt der Erstellung des Szenariorahmens durch die Übertragungsnetzbetreiber noch nicht abgeschlossen war.

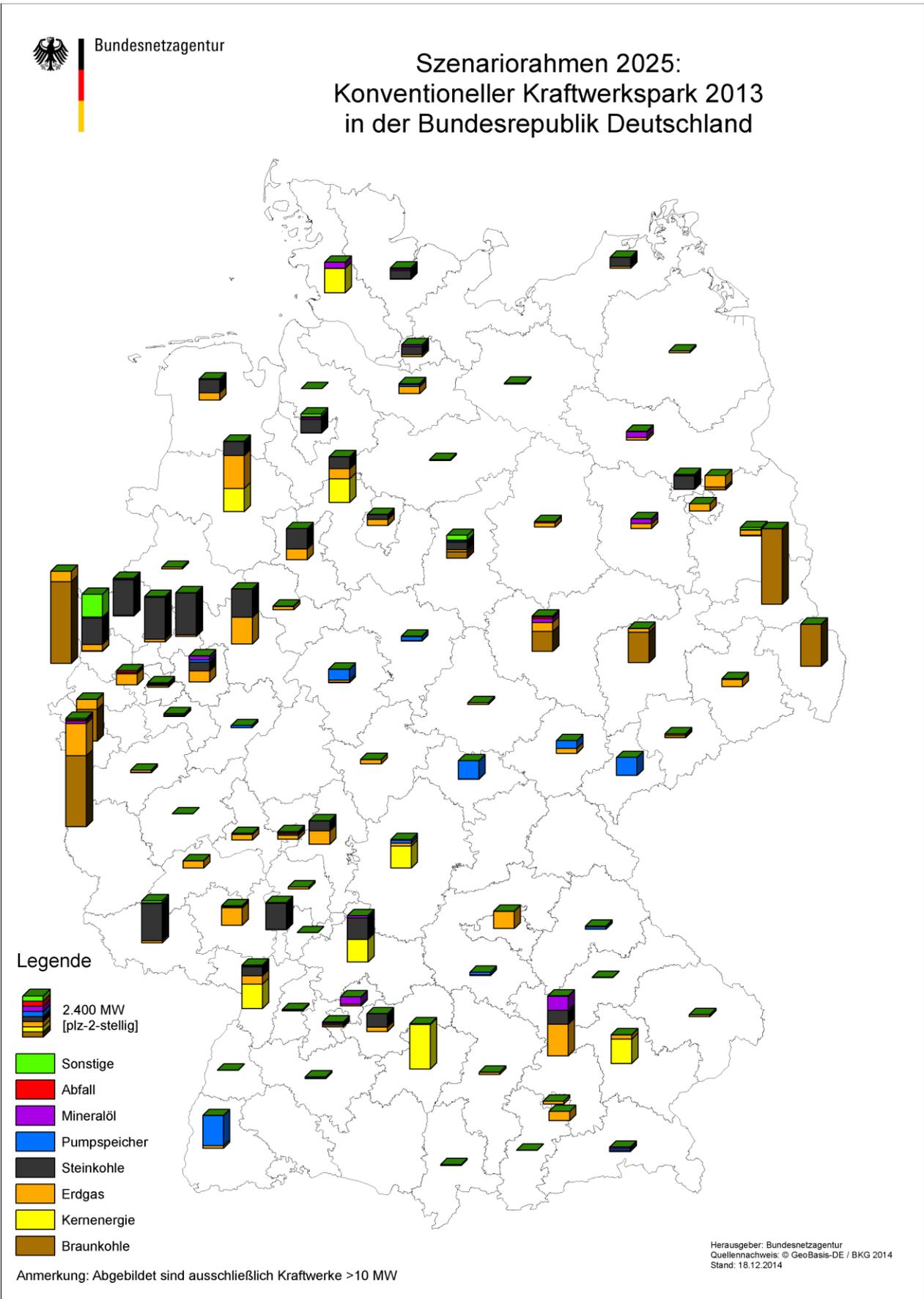


Abbildung 3: Konventioneller Kraftwerkspark 2013

### 4.3.2 Szenario A 2025

#### 4.3.2.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Im Hinblick auf das Szenario A 2025 werden die von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten jährlichen Zubauraten von der Bundesnetzagentur genehmigt.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung bewegen sich in ihrer Gesamtsumme in Szenario A 2025 im Vergleich zu den anderen Szenarien am unteren Rand des Korridors des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG, der den Anteil des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch vorgibt.

Für Wind Onshore ist eine installierte Leistung in Höhe von 53,0 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 33,8 GW zuzüglich einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate in Höhe von 1,6 GW. Diese Ausbauraten sind als unterer Rand der wahrscheinlichen Entwicklung zu verstehen und erfüllen nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien den Zielkorridor des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG. Die Ausbauraten liegen oberhalb des letztjährig in A 2024 prognostizierten Wertes aber unterhalb des jährlichen Ausbaupfades nach § 3 Nr. 1 EEG, den die Bundesnetzagentur aber auch als Maximalwert und damit als nicht vereinbar mit einer zurückhaltenden Einschätzung der Entwicklung in Szenario A 2025 betrachtet.

Für Wind Offshore ist entsprechend dem Antrag der Übertragungsnetzbetreiber eine installierte Leistung in Höhe von 8,9 GW anzunehmen. Diese ergibt sich vor dem Hintergrund der Begrenzung des Ausbaus der Offshore Windenergie nach § 17d Abs. 3 Satz 2 und 3 EnWG, der am 01.08.2014 in Kraft getreten ist und einen Zubau der Offshore-Windenergie bis zum Jahre 2020 von bis zu 6,5 GW und danach von jährlich 800 MW vorsieht. Die Flexibilisierung gem. § 118 Abs. 14 EnWG, wonach bis einschließlich 2017 bei Bedarf auch bis zu 7,7 GW installierte Leistung durch die Bundesnetzagentur vergeben werden können, spielt mit Blick auf das maßgebliche Jahr 2025 keine Rolle, da bei einer Vergabe von bis zu 7,7 GW der Zubau der Folgejahre entsprechend zu kürzen wäre. Das Szenario A 2025 unterstellt dabei, dass die Zubaugrenze nicht erreicht bzw. um 1,6 GW unterschritten wird. Dieser Wert entspricht bei einem Zubau von 800 MW jährlich einer Verzögerung bei der Realisierung der Offshore-Windparks, welchen eine Kapazität zugewiesen wurde, um etwa zwei Jahre.

Die installierte Leistung in Höhe von 54,1 GW für Photovoltaik ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 36,3 GW zuzüglich einer Zuwachsrate, die in zwei Ausbauphasen unterteilt wird. Die erste Phase beschreibt die Zubauentwicklung von jährlich 2,0 GW bis zum Erreichen der Förderhöchstgrenze i. H. v. 52 GW. In der darauf folgenden Phase beträgt der jährliche Zubau 0,5 GW. Dieser verminderte Zubau aufgrund der erreichten Fördergrenze in Verbindung mit weiteren Marktsättigungseffekten basiert auf den im letzten Jahr getroffenen

Annahmen in Szenario A 2024. Für den Zubau in den einzelnen Jahren wird eine lineare zeitliche Verteilung über das Jahr unterstellt. Im Jahr 2020 beträgt die installierte Leistung 50,3 GW, somit wird im Jahr 2021 die Förderhöchstgrenze nach ca. 10 Monaten erreicht. Ab diesem Zeitpunkt wird der Zubau reduziert, so dass am Jahresende 52,1 GW installiert sind. Dieser Zubau ist als unterer Rand der wahrscheinlichen Entwicklung zu verstehen und erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien den unteren Zielkorridor des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG. Die Ausbaurrate liegt unterhalb des letztjährig in A 2024 prognostizierten Wertes und unterhalb des jährlichen Ausbaupfades nach § 3 Nr. 3 EEG, den die Bundesnetzagentur aber auch als Maximalwert und damit als nicht vereinbar mit einer zurückhaltenden Einschätzung der Entwicklung in Szenario A 2025 betrachtet.

Die installierte Leistung in Höhe von 6,4 GW für Biomasse ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 6,2 GW zuzüglich eines linear verteilten Zubaus in Höhe von 0,2 GW bis zum Jahr 2025. Dieser Zubau kann als unterer Rand der wahrscheinlichen Entwicklungen verstanden werden und erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien den unteren Zielkorridor des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 3,9 GW anzunehmen. Diese ergibt sich lediglich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013. Wie in den vergangenen Szenariorahmen wird in Szenario A kein Zubau von Wasserkraftanlagen angenommen. Die stagnierende Entwicklung der Wasserkraftleistung kann als unterer Rand wahrscheinlicher Entwicklungen verstanden werden.

Die installierte Leistung in Höhe von 0,5 GW für sonstige regenerative Erzeugung ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 0,4 GW zuzüglich eines Zubaus i. H. v. 0,1 GW bis zum Jahr 2025. Die Leistung von Abfallverbrennungsanlagen wird komplett den konventionellen Kraftwerken zugeordnet. Die elektrische Arbeit wiederum ist hälftig zwischen konventioneller und regenerativer Erzeugung aufgeteilt, da der biogene Anteil des Abfalls 50 % beträgt.

	<b>Wind Onshore</b>	<b>Wind Offshore</b>	<b>Photovoltaik</b>	<b>Biomasse</b>	<b>Wasserkraft</b>	<b>Sonstige</b>
Referenzwert	33,8 GW	0,5 GW	36,3 GW	6,2 GW	3,9 GW	0,4 GW
Zubau bis 2025	19,2 GW	8,3 GW	17,8 GW	0,2 GW	0,0 GW	0,1 GW
Genehmigung	53,0 GW	8,9 GW	54,1 GW	6,4 GW	3,9 GW	0,5 GW

**Tabelle 5: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario A 2025**

### Zusammenfassung der Änderungen in Szenario A 2025 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger

- Senkung der installierten Kapazität Wind Onshore von 53,6 GW auf 53,0 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung Wind Offshore
- Senkung der installierten Kapazität Photovoltaik von 54,7 GW auf 54,1 GW
- Erhöhung der installierten Kapazität Biomasse von 6,3 GW auf 6,4 GW
- Senkung der installierten Kapazität Wasserkraft von 4,6 GW auf 3,9 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung sonstige regenerative Erzeugung

#### 4.3.2.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Die technisch-wirtschaftliche Lebensdauer der einzelnen Energieträger wird in Szenario A 2025 entsprechend folgender Tabelle angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario A 2025
Braunkohle	50 Jahre
Steinkohle	50 Jahre
Erdgas	45 Jahre
Mineralöl	45 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt
Sonstige	45 Jahre

**Tabelle 6: Technisch-wirtschaftliche Lebensdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario A 2025**

Für Braun- und Steinkohlekraftwerke wird wie schon im Szenario A 2024 eine technisch-wirtschaftliche Lebensdauer von 50 Jahren und für Gaskraftwerke eine Lebensdauer von 45 Jahren angenommen. Für Kraftwerke, die mit Mineralölprodukten betrieben werden, wird ebenfalls eine Lebensdauer von 45 Jahren und für Pumpspeicherkraftwerke eine unbefristete Lebensdauer angenommen. In Szenario A 2025 wird im Verhältnis zu den übrigen Szenarien der geringste Ausbau der Erneuerbaren Energien unterstellt. In der Konsequenz weist Szenario A 2025 eine verhältnismäßig große Residuallast auf, die durch den konventionellen Kraftwerks-park zu decken ist. Daher scheint eine technisch-wirtschaftliche Lebensdauer, die sich eher am oberen Rand der denkbaren Lebensdauern bewegt, in Szenario A 2025 sachgerecht.

Anders als in den vergangenen Jahren wird angesichts der gegenwärtigen politischen Entwicklungen in Szenario A 2025 kein Zubau von in Planung befindlichen Braunkohlekraftwerken angenommen. Ebenso werden weiterhin vom Grundsatz her keine Gaskraftwerke über die aktuellen Zubauten hinaus errichtet. Ein Zubau in Planung befindlicher Steinkohlekraftwerke wird hingegen weiterhin angenommen. Dabei Steinkohlekraftwerke berücksichtigt, für die ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) vorliegt.

Pumpspeicherkraftwerke werden anders als in der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 nur dann in Szenario A 2025 aufgenommen, sofern ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) vorliegt. Das Kriterium stellt eine Verschärfung gegenüber der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 dar, in der jegliche der Bundesnetzagentur bekannten, in Planung befindlichen Pumpspeicherkraftwerke Eingang in die Szenarien gefunden haben. Diese Verschärfung bildet den zu beobachtenden rückläufigen Trend der Umsetzung geplanter Pumpspeicherkraftwerke ab. An dieser Stelle greift die Bundesnetzagentur den Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Entwurf des Szenariorahmens 2025 auf (vgl. Entwurf des Szenariorahmens 2025, S. 25).

Unter Anwendung der in den Kapiteln II B 3.4.2 – II B 3.4.4 und oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der Kraftwerksliste (vgl. Anlage A-1) die angenommene Kraftwerksleistung in Szenario A 2025. Diese setzt sich entsprechend der Tabelle 7 zusammen.

	<b>Entwicklung</b>	<b>Braun- kohle</b>	<b>Stein- kohle</b>	<b>Erdgas</b>	<b>Öl</b>	<b>Pump- speicher</b>	<b>Sonstige</b>
	In Bestand 2013	21,2 GW	25,9 GW	26,7 GW	4,1 GW	6,4 GW	4,7 GW
-	Rechnerische oder geplante Außerbetrieb- nahme bis 2025	7,0 GW	8,3 GW	5,3 GW	2,8 GW	0,0 GW	1,6 GW
+	In Bau 2014	0,0 GW	6,7 GW	5,1 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW
+	In Planung	0,0 GW	1,5 GW	0,0 GW	0,0 GW	2,3 GW	0,0 GW
=	In Bestand 2025	14,2 GW	25,8 GW	26,5 GW	1,3 GW	8,6 GW	3,2 GW

**Tabelle 7: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario A 2025**

Die im Folgenden abgebildeten Änderungen gegenüber dem Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber begründen sich mit den beschriebenen Kriterien und der Aktualisierung der Kraftwerksliste.

#### **Zusammenfassung der Änderungen in Szenario A 2025 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – konventionelle Energieträger**

- Senkung der installierten Leistung Braunkohle von 20,3 GW auf 14,2 GW
- Senkung der installierten Leistung Steinkohle von 26,1 GW auf 25,8 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 23,0 GW auf 26,5 GW
- Senkung der installierten Leistung Öl von 1,7 GW auf 1,3 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Pumpspeicher von 8,5 GW auf 8,6 GW
- Senkung der installierten Kapazität sonstige konv. Erzeugung von 3,4 GW auf 3,2 GW

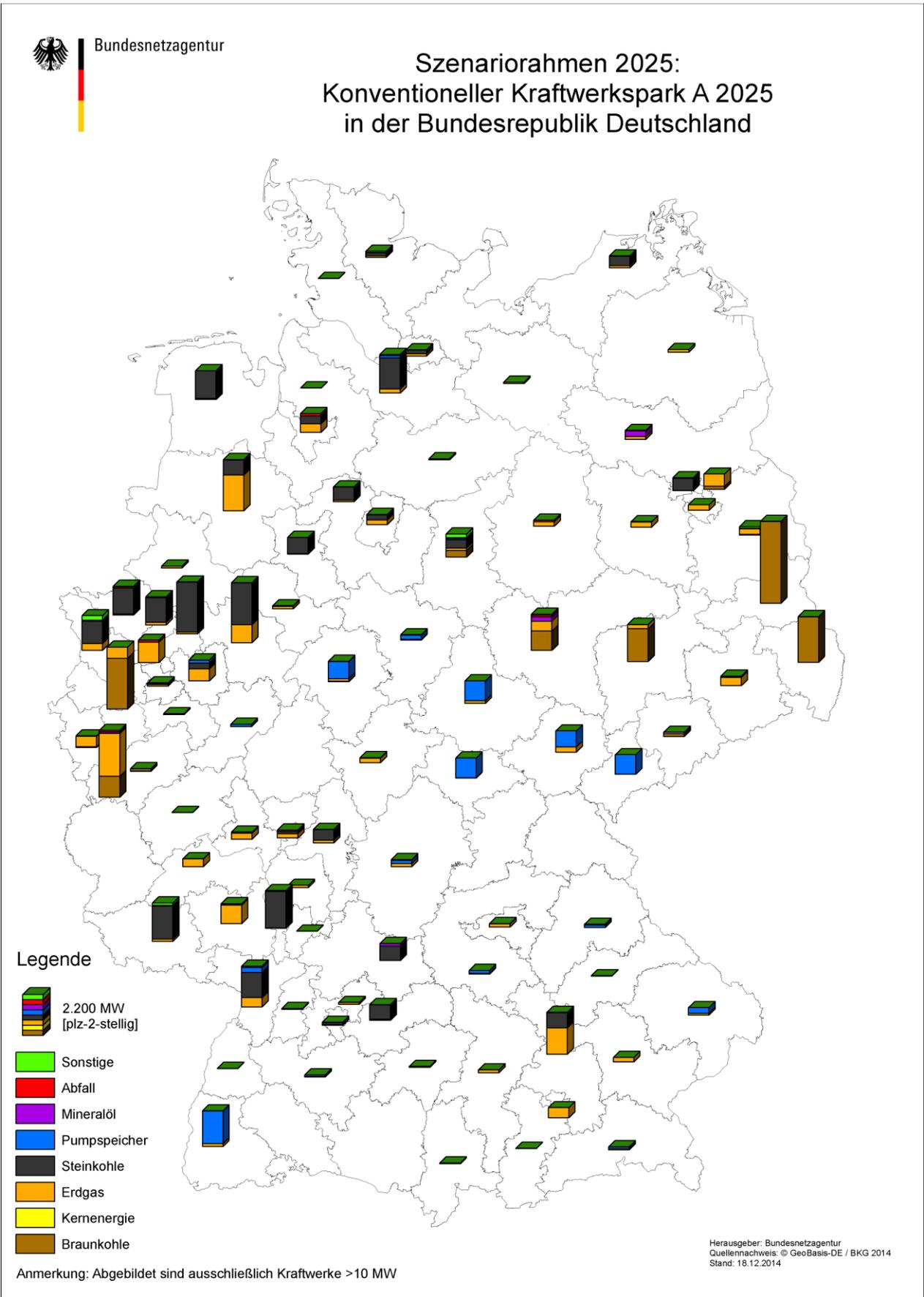


Abbildung 4: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario A 2025

### 4.3.3 Szenario B1 2025 & B2 2025

#### 4.3.3.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Im Hinblick auf das Szenario B1 2025 und B2 2025 werden die von den Übertragungsnetzbetreibern in Szenario B 2025 beantragten jährlichen Zubauraten von der Bundesnetzagentur modifiziert bestätigt.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung sind in Szenario B1 2025 und B2 2025 im Vergleich zu Szenario A 2025, das eine zurückhaltende Einschätzung der Entwicklung der Erneuerbaren Energien beinhaltet, ambitionierter.

Für Wind Onshore ist eine installierte Leistung in Höhe von 63,8 GW anzunehmen. Diese Annahme ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 33,8 GW zuzüglich eines jährlichen Nettozubaues von 2,5 GW. Diese Ausbaurrate ist als oberer Rand der wahrscheinlichen Entwicklung zu verstehen und erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien den Zielkorridor des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG. Die Ausbaurrate liegt oberhalb des letztjährig in A 2024 prognostizierten Wertes und entspricht dem jährlichen Ausbaupfad nach § 3 Nr. 1 EEG, den die Bundesnetzagentur als Maximalwert betrachtet.

Für Wind Offshore ist entsprechend dem Antrag der Übertragungsnetzbetreiber eine installierte Leistung in Höhe von 10,5 GW anzunehmen. Diese ergibt sich vor dem Hintergrund der Begrenzung des Ausbaus der Offshore Windenergie aus § 17d Abs. 3 Satz 2 und 3 EnWG, wonach ein Zubau der Offshore-Windenergie bis zum Jahre 2020 von bis zu 6,5 GW und danach von jährlich 800 MW vorgesehen ist. Die Szenarien B1 2025 und B2 2025 unterstellen dabei, dass die Zubaugrenze exakt erreicht wird.

In Rahmen der Konsultation wurde der angenommene Ausbaupfad einerseits als zu hoch kritisiert. Als Gründe wurden angeführt, dass Offshore Windenergie zu teuer sei, politische Rahmenbedingungen nicht optimal ausgestaltet seien oder die Akzeptanz fehle. Außerdem erfordere der Ausbau von Offshore-Windenergie große Netzausbaumaßnahmen und sei deshalb grundsätzlich abzulehnen und eine dezentrale Energieerzeugung vorzuziehen. Andererseits wurde der angenommene Ausbaupfad seitens einiger Konsultationsteilnehmer auch als zu niedrig kritisiert bzw. die Orientierung des Szenariorahmens an der gesetzlichen Zubaubegrenzung abgelehnt. Durch die enge Ausrichtung an den neuen gesetzlichen Ausbaupfaden fehle die nötige Flexibilität, um einen gleichmäßigen Ausbau der Offshore Windenergie zu ermöglichen. Dies sei aber erforderlich, um Kostensenkungen zu realisieren. Gegen einen zu starren Ausbaupfad spreche auch schon der im Gesetz vorgesehene Puffer von 1,2 GW bis 2017. Weiterhin wurde angeführt, dass ein Zubau von 800 MW nicht dem technischen Standard von 900 MW pro Anbindungsleitung im Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone

der Nordsee entspricht. Dieser sollte auf 1000 MW erhöht werden, sobald es technisch möglich sei. Zusätzlich wurde vorgeschlagen, den jährlichen Zubaupfad auf 2,1 GW zu erhöhen. Gegen eine zu enge Ausrichtung an den gesetzlichen Ausbaupfaden spreche auch, dass aufgrund der zu erwartenden Kostensenkungen und der energiewirtschaftlichen Bedeutung eine politische Neubewertung der Offshore Windenergie zu erwarten sei. Daher müsse der Szenariorahmen mit einem breiten Trichter flexibel genug ausgestaltet sein.

Entgegen dieser Bedenken kann die Zubaubegrenzung der Offshore-Windenergie durch die klaren Vorgaben hinsichtlich der maximal zu vergebenden Kapazität bis 2020 und der danach maximal zu vergebenden jährlichen Kapazität im Rahmen des Szenariorahmens nicht ausgeblendet werden. Denn eine Vergabe von mehr Offshore-Kapazitäten und damit auch zwingend verbunden eine höhere Leistung durch Offshore-Windparks kann im Jahr 2025 bei der gegenwärtigen Rechtslage nicht unterstellt werden. Ob die vorgebrachten Erwägungen in der Sache gegen die derzeitige gesetzliche Regelung sprechen, kann nicht im Rahmen des Szenariorahmens geklärt werden, da dieser grundsätzlich die bestehende Rechtslage berücksichtigen muss. Die Flexibilisierung gem. § 118 Abs. 14 EnWG, wonach bis einschließlich 2017 bei Bedarf auch bis zu 7,7 GW installierte Leistung durch die Bundesnetzagentur vergeben werden können, spielt mit Blick auf das maßgebliche Jahr 2025 keine Rolle, da bei einer Vergabe von bis zu 7,7 GW der Zubau der Folgejahre entsprechend zu kürzen wäre. Im Übrigen spricht die Standardisierung der Übertragungskapazität der Anbindungsleitungen in der Nordsee auf 900 MW und der Ostsee auf 250 MW nicht gegen die Berücksichtigung eines Zubaus von 800 MW für Nordsee und Ostsee insgesamt (auf Nord- und Ostsee verteilt verringert sich der Wert jeweils sogar noch entsprechend der Regionalisierung). Denn selbst wenn im Jahr 2025 die Übertragungskapazität einer Leitung lediglich zum Teil genutzt werden kann, so ist aufgrund der jährlichen Kapazitätsvergabe nicht für zukünftige Jahre eine vollständige Auslastung der jeweiligen Leitung ausgeschlossen. Ob, in welchem Umfang und in welcher Reihenfolge auf der Grundlage des Szenariorahmens Anbindungsleitungen realisiert werden, ist jedoch Gegenstand des Offshore-Netzentwicklungsplans. Ob, in welchem Umfang und in welcher Reihenfolge dann wiederum die Kapazitäten der auf der Grundlage des Offshore-Netzentwicklungsplans realisierten Anbindungsleitungen genutzt werden, ist Gegenstand des jeweiligen Kapazitätsvergabeverfahrens.

Die Gründe, die gegen eine Loslösung der Szenarien vom gesetzlichen Ausbaupfad mit dem Ziel eines höheren Offshore-Windenergieausbaus sprechen, stehen letztlich auch einer Loslösung vom gesetzlichen Ausbaupfad mit dem Ziel eines niedrigeren Offshore-Windenergieausbaus entgegen. Eine derartige Betrachtung widerspräche dem gegenwärtigen Rechtsrahmen. Dem Umstand, dass der gesetzliche Ausbaupfad aufgrund etwaiger Verzögerungen bei der Realisierung der Offshore-Windparks, welchen eine Kapazität entsprechend dem

gesetzlichen Ausbaupfad zugewiesen wurde, gegebenenfalls nicht erreicht wird, wird ausreichend durch das Szenario A 2025 Rechnung getragen.

Für Photovoltaik ist eine installierte Leistung in Höhe von 54,9 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 36,3 GW zuzüglich einer Zuwachsrates, die in zwei Ausbauphasen unterteilt wird. Die erste Phase beschreibt die Zubauentwicklung von jährlich 2,5 GW bis zum Erreichen der Förderhöchstgrenze i. H. v. 52 GW. In der darauf folgenden Phase beträgt der jährliche Zubau 0,5 GW. Dieser verminderte Zubau aufgrund der erreichten Fördergrenze in Verbindung mit weiteren Marktsättigungseffekten basiert auf den im letzten Jahr getroffenen Annahmen in Szenario B 2024. Für den Zubau in den einzelnen Jahren wird eine lineare zeitliche Verteilung über das Jahr unterstellt. Im Jahr 2019 beträgt die installierte Leistung 51,3 GW, somit wird im Jahr 2020 die Förderhöchstgrenze nach ca. 3 Monaten erreicht. Ab diesem Zeitpunkt wird der Zubau reduziert, sodass am Jahresende 2020 52,4 GW installiert sind. Diese Ausbaurates ist als oberer Rand der wahrscheinlichen Entwicklung zu verstehen und erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien den Zielkorridor des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG. Die Ausbaurates liegt unterhalb des letztjährig in B 2024 prognostizierten Wertes aber entspricht dem jährlichen Ausbaupfad nach § 3 Nr. 3 EEG, den die Bundesnetzagentur als Maximalwert betrachtet.

Für Biomasse ist eine installierte Leistung in Höhe von 7,4 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus dem Referenzwert 2013 in Höhe von 6,2 GW zuzüglich einer durchschnittlichen Zuwachsrates in Höhe von 0,1 GW pro Jahr. Diese Ausbaurates ist als oberer Rand der wahrscheinlichen Entwicklung zu verstehen und erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien den Zielkorridor des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG. Die Ausbaurates liegt unterhalb des letztjährig in B 2024 prognostizierten Wertes aber entspricht dem jährlichen Ausbaupfad nach § 3 Nr. 4 EEG, den die Bundesnetzagentur als Maximalwert betrachtet.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 4,0 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 und einem Zubau i. H. v. 0,1 GW bis 2025. Die Erhöhung der installierten Leistung in Höhe von 0,1 GW wird in erster Linie durch den Ausbau von bestehenden Anlagen erreicht, da das Potenzial von Laufwasser- und Speicherwasserkraftanlagen in der Bundesrepublik Deutschland bereits größtenteils ausgeschöpft ist.

Die installierte Leistung in Höhe von 0,8 GW für sonstige regenerative Erzeugung ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 0,4 GW zuzüglich eines Zubaus i. H. v. 0,4 GW bis zum Jahr 2025. Die Leistung von Abfallverbrennungsanlagen wird komplett den konventionellen Kraftwerken zugeordnet; die elektrische Arbeit ist hälftig zwischen konventioneller und regenerativer Erzeugung aufzuteilen, da der biogene Anteil des Abfalls 50 % beträgt.

Entwicklung	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovoltaik	Bio-masse	Wasser-kraft	Sonstige
Referenzwert	33,8 GW	0,5 GW	36,3 GW	6,2 GW	3,9 GW	0,4 GW
Zubau bis 2025	30,0 GW	10,0 GW	18,6 GW	1,2 GW	0,1 GW	0,4 GW
Genehmigung	63,8 GW	10,5 GW	54,9 GW	7,4 GW	4,0 GW	0,8 GW

**Tabelle 8: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B1 2025 & B2 2025**

**Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B1 2025 und B2 2025 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger**

- Erhöhung der installierten Leistung Wind Onshore von 60,2 GW auf 63,8 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung Wind Offshore
- Senkung der installierten Leistung Photovoltaik von 55,7 GW auf 54,9 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Biomasse von 7,2 GW auf 7,4 GW
- Senkung der installierten Leistung Wasserkraft von 4,7 GW auf 4,0 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung sonstige regenerative Erzeugung

**4.3.3.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung**

Die technisch-wirtschaftliche Lebensdauer der einzelnen Energieträger wird in Szenario B1 2025 und B2 2025 entsprechend folgender Tabelle angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario B1 2025 & Szenario B2 2025
Braunkohle	45 Jahre
Steinkohle	45 Jahre
Erdgas	40 Jahre
Mineralöl	40 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt
Sonstige	40 Jahre

**Tabelle 9: Technisch-wirtschaftliche Lebensdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B1 2025 & B2 2025**

In den Szenarien B1 2025 und B2 2025 wird die technisch-wirtschaftliche Lebensdauer gegenüber Szenario A 2025 um 5 Jahre verkürzt. Damit beträgt die technisch-wirtschaftliche Lebensdauer für Braun- und Steinkohlekraftwerke 45 Jahre und für Gaskraftwerke 40 Jahre. Für Kraftwerke, die mit Mineralölprodukten betrieben werden, werden ebenfalls 40 Jahre Lebensdauer und für Pumpspeicherkraftwerke eine unbefristete Lebensdauer angenommen. Die Verkürzung der Lebensdauer um 5 Jahre spiegelt die erschwerte wirtschaftliche Situation konventioneller Kraftwerke im gegenwärtigen Marktdesign wider, die im Wesentlichen auf die stark zunehmende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien zurückzuführen ist. Die erschwerte gegenwärtige wirtschaftliche Situation wird auch durch die berücksichtigten Stilllegungen von Kraftwerken belegt. Angesichts der gesteigerten politischen Anstrengungen, die gesetzten Klimaziele auch tatsäch-

lich zu erreichen, ist nicht davon auszugehen, dass sich die Situation für die betroffenen Kraftwerke entspannen wird. Im Gegenteil, es dürften typischerweise die älteren Kraftwerke mit einem in der Regel niedrigeren Wirkungsgrad und entsprechend höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen bei gleichzeitig vergleichsweise schlechter Kosteneffizienz sein, die unter zusätzlichen Druck geraten.

In den Szenarien B1 2025 und B2 2025 wird vor dem Hintergrund des Ausbaus Erneuerbarer Energien ein Zubau von flexiblen Gaskraftwerken angenommen, während keine Braun- und Steinkohlekraftwerke über die aktuellen Zubauten hinaus errichtet werden.

Diese Annahme begründet sich mit zunehmenden Flexibilitätsanforderungen an den zukünftigen Kraftwerkspark. Steigende fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien führt zu größeren innertäglichen Lastgradienten sowie größeren Auswirkungen von Prognosefehlern. Die daraus relativ kurzfristig resultierenden Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch können aus heutiger Sicht eher von flexiblen Gaskraftwerken aufgefangen werden. Zudem weisen Gaskraftwerke den geringsten CO<sub>2</sub>-Ausstoß aller konventionellen Kraftwerke auf. Zum Erreichen der CO<sub>2</sub>-Ziele der Bundesregierung kommt der Kraftwerkstechnologie daher eine große Bedeutung zu. Ferner wird diese Annahme durch die Studie EE–Langfristszenarien 2011 sowie auf europäischer Ebene im SO&AF gestützt. Auch darin wird angenommen, dass außer den derzeit in Bau befindlichen Kohlekraftwerken keine neuen Kohlekraftwerke mehr in Betrieb gehen.

Allerdings werden den Szenarien B1 2025 und B2 2025 nicht sämtliche geplanten Gaskraftwerke berücksichtigt, sondern nur solche Gaskraftwerke, deren Planung sich in einem fortgeschrittenen Stadium befindet. Insoweit werden geplante Gaskraftwerke berücksichtigt, die im Kraftwerks-Anschlussregister gem. § 9 KraftNAV aufgeführt sind und für die zusätzlich eine Kapazitätsreservierungsanfrage gem. § 38 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) positiv beschieden worden ist. Liegt die Zusage der Kapazitätsreservierungsanfrage gem. § 38 GasNZV länger als ein Jahr zurück, werden geplante Gaskraftwerke hingegen nicht berücksichtigt. Hierbei handelt es sich gegenüber der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 um eine Verschärfung der Kriterien für die Aufnahme von Gaskraftwerken in die Szenarien. Diese Verschärfung bildet den zu beobachtenden rückläufigen Trend der Umsetzung geplanter Gaskraftwerksprojekte ab. Zudem werden geplante Gaskraftwerke berücksichtigt, die im Kraftwerks-Anschlussregister gem. § 9 KraftNAV aufgeführt sind und für die ein Kapazitätsausbauanspruch gem. § 39 GasNZV geltend gemacht worden ist. Ferner finden geplante Gaskraftwerke Berücksichtigung, für die ein Netzanschlussbegehren nach KraftNAV vorliegt und für die zusätzlich vor dem Inkrafttreten der §§ 38, 39 GasNZV eine Kapazitätsanfrage positiv beschieden worden ist.

Wie in Szenario A 2025 werden Pumpspeicherkraftwerke nur dann in die Szenarien B1 2025 und B2 2025 aufgenommen, sofern ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) vorliegt. Damit wird die Bundesnetz-

agentur dem rückläufigen Trend der Umsetzung geplanter Pumpspeicherkraftwerke gerecht (siehe Kapitel II B 3.4.3).

Unter Anwendung der in den Kapiteln II B 3.4.2 – II B 3.4.4 und der oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der Kraftwerksliste (vgl. Anlage A-1) die angenommene Kraftwerksleistung in Szenario B1 2025 und B2 2025. Diese setzt sich entsprechend der Tabelle 10 zusammen.

	<b>Entwicklung</b>	<b>Braun- kohle</b>	<b>Stein- kohle</b>	<b>Erdgas</b>	<b>Öl</b>	<b>Pump- speicher</b>	<b>Sonstige</b>
	In Bestand 2013	21,2 GW	25,9 GW	26,7 GW	4,1 GW	6,4 GW	4,7 GW
-	Rechnerische oder geplante Außerbetrieb- nahme bis 2025	8,6 GW	10,8 GW	5,5 GW	3,0 GW	0,0 GW	1,7 GW
+	In Bau 2014	0,0 GW	6,7 GW	5,1 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW
+	In Planung	0,0 GW	0,0 GW	3,5 GW	0,0 GW	2,3 GW	0,0 GW
=	In Bestand 2025	12,6 GW	21,8 GW	29,9 GW	1,1 GW	8,6 GW	3,1 GW

**Tabelle 10: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B1 2025 & B2 2025**

Die im Folgenden abgebildeten Änderungen gegenüber dem Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber begründen sich mit den beschriebenen Kriterien und der Aktualisierung der Kraftwerksliste.

**Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B1 2025 und B2 2025 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – konventionelle Energieträger**

- Senkung der installierten Leistung Braunkohle von 19,6 GW auf 12,6 GW
- Senkung der installierten Leistung Steinkohle von 24,6 GW auf 21,8 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 26,3 GW auf 29,9 GW
- Senkung der installierten Leistung Öl von 1,7 GW auf 1,1 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Pumpspeicher von 8,5 GW auf 8,6 GW
- Senkung der installierten Leistung sonstige konv. Erzeugung von 3,4 GW auf 3,1 GW

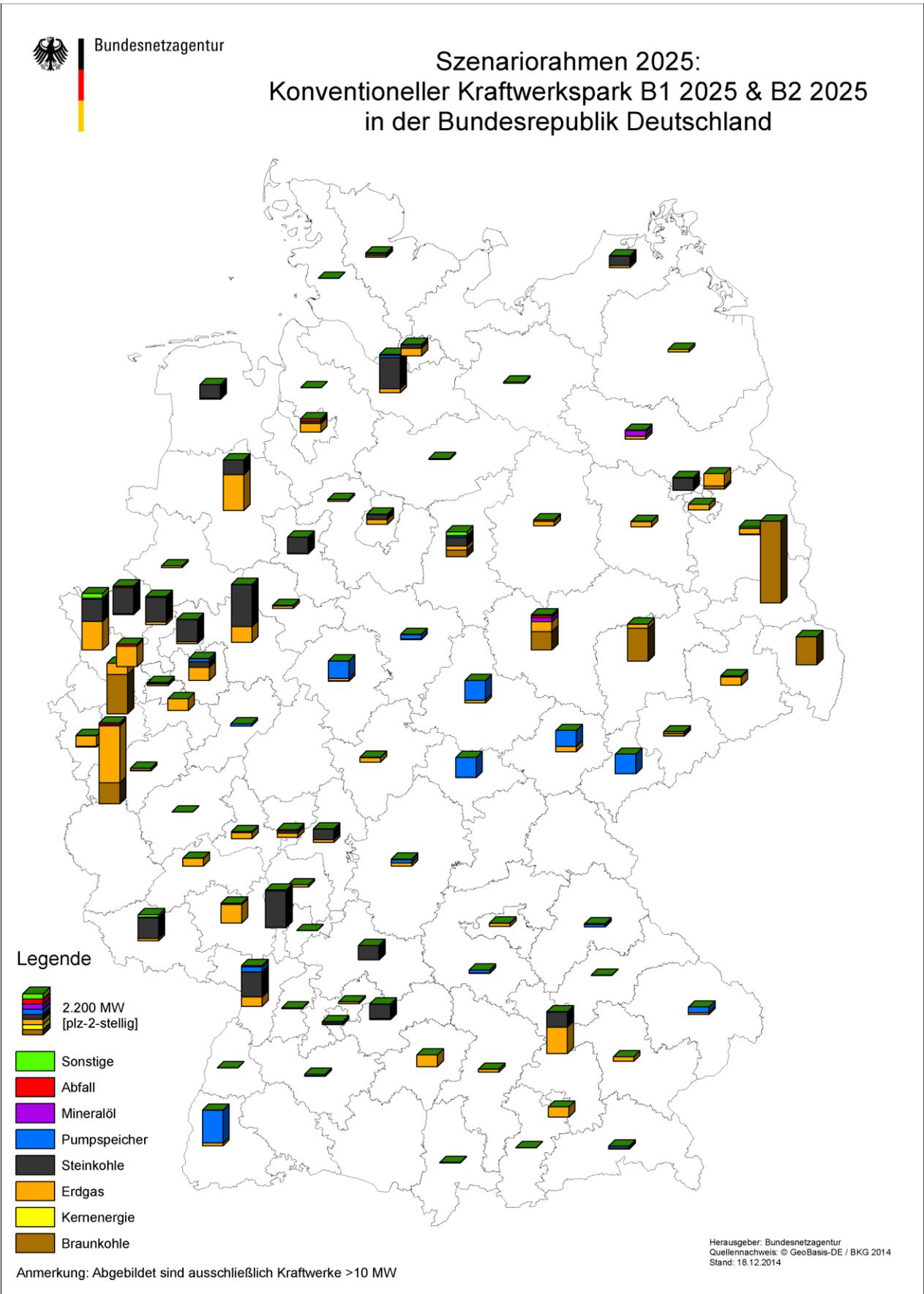


Abbildung 5: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario B1 2025 & B2 2025

#### **4.3.4 Szenario B1 2035 & B2 2035**

##### **4.3.4.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung**

Für Wind Onshore ist eine installierte Leistung in Höhe von 88,8 GW anzunehmen. Diese Annahme ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 33,8 GW zuzüglich eines jährlichen Nettozubaues von 2,5 GW bis in 2035. Dieser Wert wird letztlich um 10 Jahre fortgeschrieben und basiert auf den Annahmen der Bundesnetzagentur in Szenario B1 2025 und B2 2025.

Für Wind Offshore ist entsprechend dem Antrag der Übertragungsnetzbetreiber eine installierte Leistung in Höhe von 18,5 GW anzunehmen. Diese ergibt sich vor dem Hintergrund der Begrenzung des Ausbaus der Offshore Windenergie aus § 17d Abs. 3 Satz 2 und 3 EnWG, wonach ein Zubau an Offshore Windenergie bis zum Jahre 2020 von bis zu 6,5 GW und danach von jährlich 800 MW vorgesehen ist. Die Szenarien B1 2035 und B2 2035 unterstellen dabei ebenso wie die Szenarien B1 2025 und B2 2025, dass die Zubaugrenze von 6,5 GW im Jahr 2020 exakt erreicht wird. Insoweit sind auch für die Jahre nach 2030 bei gleichbleibender Rechtslage jährlich 800 MW Offshore-Kapazität zu vergeben, da die Zielgröße von 15 GW installierter Offshore-Leistung für das Jahr 2030 keine zeitliche Begrenzung für die Kapazitätsvergabe darstellt. Daher wurde in Szenario B1 2035 und B2 2035 für die Jahre 2031 bis 2035 ein weiterhin fortschreitender jährlicher Zubau von 800 MW Offshore-Leistung unterstellt.

Für Photovoltaik ist eine installierte Leistung in Höhe von 59,9 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 36,3 GW zuzüglich einer Zuwachsrate bis in 2035, die in zwei Ausbauphasen unterteilt wird. Die Zuwachsraten werden letztlich um 10 Jahre fortgeschrieben und basieren auf den Annahmen der Bundesnetzagentur in Szenario B1 2025 und B2 2025.

Für den Energieträger Biomasse ist eine installierte Leistung in Höhe von 8,4 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus dem Referenzwert 2013 in Höhe von 6,2 GW zuzüglich einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate in Höhe von 0,1 GW bis in 2035. Dieser Wert wird letztlich um 10 Jahre fortgeschrieben und basiert auf den Annahmen der Bundesnetzagentur in Szenario B1 2025 und B2 2025.

Für Wasserkraft ist eine installierte Leistung in Höhe von 4,2 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 und einem Zubau i. H. v. 0,3 GW bis 2035. Die Erhöhung der installierten Leistung in Höhe von 0,3 GW wird in erster Linie durch den Ausbau von bestehenden Anlagen erreicht, da das Potenzial von Laufwasser- und Speicherwasserkraftanlagen in der Bundesrepublik Deutschland bereits größtenteils ausgeschöpft ist.

Die installierte Leistung in Höhe von 1,2 GW für sonstige regenerative Erzeugung ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 0,4 GW zuzüglich eines Zubaus i. H. v.

0,8 GW bis zum Jahr 2035. Die Leistung von Abfallverbrennungsanlagen wird komplett den konventionellen Kraftwerken zugeordnet. Die elektrische Arbeit ist hälftig zwischen konventioneller und regenerativer Erzeugung aufzuteilen, da der biogene Anteil des Abfalls 50 % beträgt.

Entwicklung	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige
Referenzwert	33,8 GW	0,5 GW	36,3 GW	6,2 GW	3,9 GW	0,4 GW
Zubau bis 2035	50,0 GW	18,0 GW	23,6 GW	2,2 GW	0,3 GW	0,8 GW
Genehmigung	88,8 GW	18,5 GW	59,9 GW	8,4 GW	4,2 GW	1,2 GW

**Tabelle 11: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario B1 2035 & B2 2035**

**Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B1 2035 und B2 2035 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger**

- Erhöhung der installierten Leistung Wind Onshore von 82,2 GW auf 88,8 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung Wind Offshore
- Senkung der installierten Leistung Photovoltaik 60,7 GW auf 59,9 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Biomasse von 8,2 GW auf 8,4 GW
- Senkung der installierten Leistung Wasserkraft von 4,9 GW auf 4,2 GW
- Keine Änderung der installierten Leistung sonstige regenerative Erzeugung

#### 4.3.4.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Die Annahmen zur technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer in den Szenarien B1 2035 und B2 2035 entspricht den Annahmen in den Szenarien B1 2025 und B2 2025 (siehe Kapitel II B 4.3.4.2), da in den Langfristszenarien der Ausbau der Erneuerbaren Energien auf Basis dieser Szenarien fortgeschrieben wird.

Erzeugungstyp	Szenario B1 2035 & Szenario B2 2035
Braunkohle	45 Jahre
Steinkohle	45 Jahre
Erdgas	40 Jahre
Mineralöl	40 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt
Sonstige	40 Jahre

**Tabelle 12: Technisch-wirtschaftliche Lebensdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario B1 2035 & B2 2035**

Auch im Bereich der konventionellen Kraftwerke wird an der grundsätzlichen Herangehensweise der Szenarien B1 2025 und B2 2025 festgehalten. Der auf Basis dieser Szenarien fortgeschriebene Ausbau der Erneuerbaren Energien wird demnach durch einen konventionellen Kraft-

werkspark flankiert, der einen Zubau von flexiblen Gaskraftwerken vorsieht, während keine Braun- und Steinkohlekraftwerke über die aktuellen Zubauten hinaus errichtet werden.

Abweichend von den Kriterien für in Planung befindliche Kraftwerke in den Szenarien B1 2025 und B2 2025 werden in den Langfristszenarien B1 2035 und B2 2035 weitere in Planung befindliche Gaskraftwerke angenommen. Dies sind insbesondere solche Gaskraftwerke, für die ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach KraftNAV vorliegt oder für die eine Kapazitätsreservierungsanfrage gem. § 38 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) positiv beschieden oder für die ein Kapazitätsausbauanspruch gem. § 39 GasNZV geltend gemacht worden ist. Diese abweichende Annahme begründet sich in der Tatsache, dass sich Kraftwerksprojekte, die im Zeitraum von 2025 bis 2035 errichtet werden sollen, nicht zwangsläufig in ein einem fortgeschrittenen Planungsstadium befinden müssen. Dennoch müssen Ankündigungen über langfristige Kraftwerksprojekte im Rahmen der langfristigen Netzentwicklungsplanung Berücksichtigung finden.

Anders als in den Szenarien mit einem Zeithorizont von zehn Jahren werden in den langfristigen Szenarien B1 2035 und B2 2035 sämtliche der Bundesnetzagentur gemeldeten geplanten Pumpspeicherkraftwerke aufgenommen.

Unter Anwendung der in den Kapiteln II B 3.4.2 – II B 3.4.4 und der oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der Kraftwerksliste (vgl. Anlage A-1) die angenommene Kraftwerksleistung in Szenario B1 2035 und B2 2035. Diese setzt sich entsprechend der Tabelle 13 zusammen.

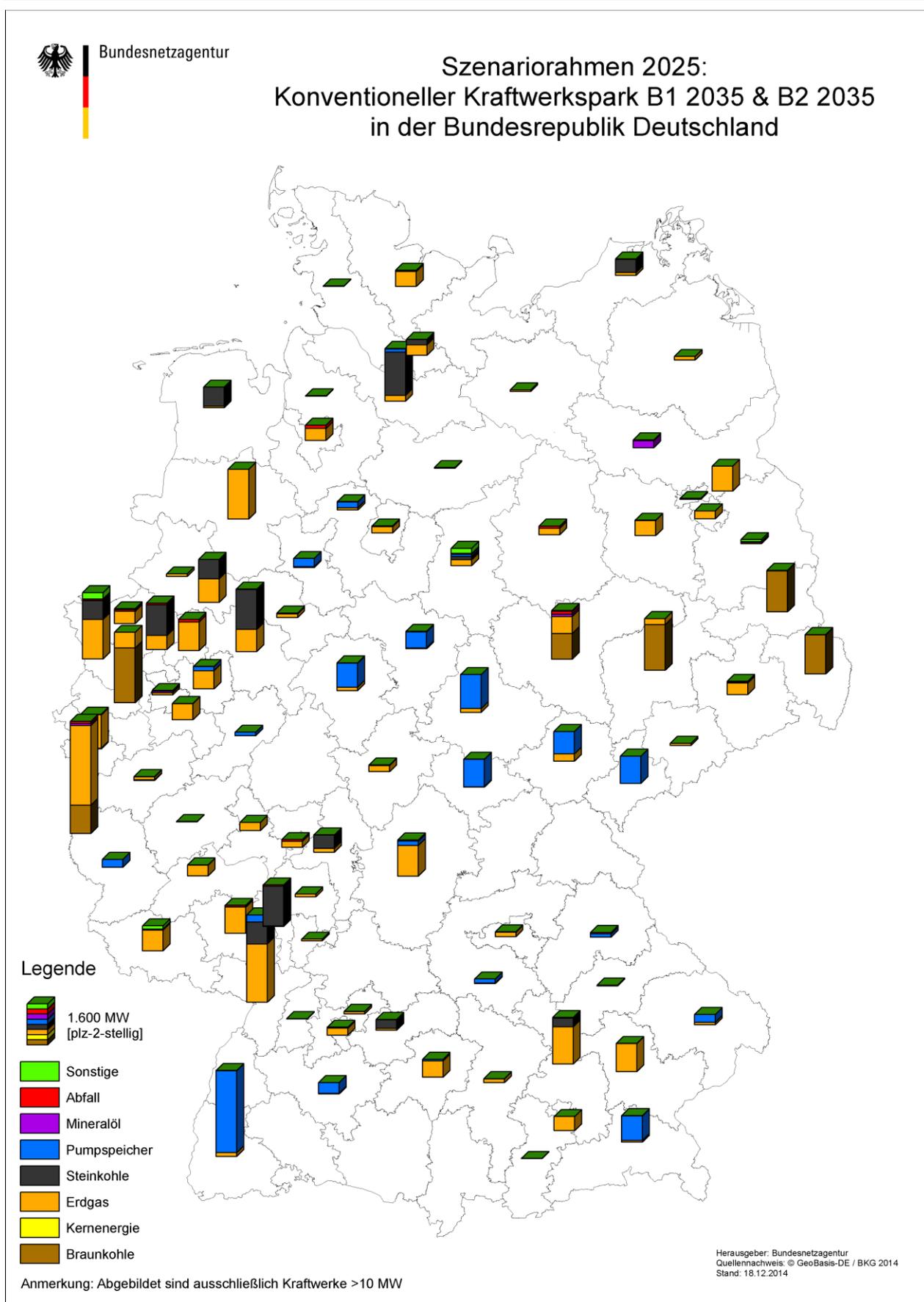
	<b>Entwicklung</b>	<b>Braun- kohle</b>	<b>Stein- kohle</b>	<b>Erdgas</b>	<b>Öl</b>	<b>Pump- speicher</b>	<b>Sonstige</b>
	In Bestand 2013	21,2 GW	25,9 GW	26,7 GW	4,1 GW	6,4 GW	4,7 GW
-	Rechnerische oder geplante Außerbetrieb- nahme bis 2035	12,1 GW	21,6 GW	6,1 GW	3,3 GW	0,0 GW	1,7 GW
+	In Bau 2014	0,0 GW	6,7 GW	7,1 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW
+	In Planung	0,0 GW	0,0 GW	12,9 GW	0,0 GW	6,4 GW	0,0 GW
=	In Bestand 2035	9,1 GW	11,0 GW	40,7 GW	0,8 GW	12,7 GW	3,1 GW

**Tabelle 13: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario B1 2035 & B2 2035**

Die im Folgenden abgebildeten Änderungen gegenüber dem Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber begründen sich mit den beschriebenen Kriterien und der Aktualisierung der Kraftwerksliste.

**Zusammenfassung der Änderungen in Szenario B1 2035 und B2 2035 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – konventionelle Energieträger**

- Senkung der installierten Leistung Braunkohle von 13,9 GW auf 9,1 GW
- Senkung der installierten Leistung Steinkohle von 14,9 GW auf 11,0 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 37,5 GW auf 40,7 GW
- Senkung der installierten Leistung von Öl von 1,1 GW auf 0,8 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Pumpspeicher von 12,6 GW auf 12,7 GW
- Senkung der installierten Leistung sonstige konv. Erzeugung von 3,3 GW auf 3,1 GW



**Abbildung 6: Konventioneller Kraftwerkspark in Szenario B1 2035 & B2 2035**

### 4.3.5 Szenario C 2025

#### 4.3.5.1 Annahmen zur regenerativen Erzeugung

Im Hinblick auf das Szenario C 2025 werden die von Übertragungsnetzbetreibern beantragten jährlichen Zubauraten von der Bundesnetzagentur modifiziert bestätigt.

Die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung orientieren sich in Szenario C 2025 – bis auf die Ausbaupfade der Windenergieanlagen – an Szenario A 2025. Wegen der Einzelheiten dieser installierten regenerativen Erzeugungsleistung wird auf die Begründung in Szenario A 2025 verwiesen.

Für Wind Onshore ist eine installierte Leistung in Höhe von 59,0 GW anzunehmen. Diese ergibt sich aus der installierten Kapazität im Jahr 2013 in Höhe von 33,8 GW zuzüglich einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate in Höhe von 2,1 GW. Diese Ausbaurrate ist als mittlerer Bereich der wahrscheinlichen Entwicklung zu verstehen und erfüllt nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit den anderen Erneuerbaren Energien – analog zu den Szenarien B1 2025, B2 2025, B1 2035, B2 2025 – den oberen Bereich Zielkorridor des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG. Dennoch liegt dieser Wert unterhalb des jährlichen Ausbaupfades nach § 3 Nr. 1 EEG, da in Szenario C 2025 von einer geringeren Bezugsgröße aufgrund des um 5 % reduzierten Bruttostromverbrauchs ausgegangen wird.

Die Annahme eines mittleren Pfades im Szenario C begründet sich daraus, in diesem Szenario möglichst viele der energiepolitischen Ziele einzuhalten, insbesondere eine Reduzierung des Stromverbrauchs vorzugeben. Die reduzierten Annahmen zum Stromverbrauch erfordern eine Senkung des unterstellten EE-Zubaus, weil sonst die Zielgrenzen des § 1 EEG überschritten würden. Das ist konsequent und stimmig, weil nicht anzunehmen ist, dass in einem Szenario, dass die sehr viel schwieriger zu erreichenden Effizienzziele unterstellt, die relativ einfacher zu gewährleistenden EE-Ausbauziele verfehlt würden. In Bezug auf die Zielgrößen des § 3 EEG liegt man im mittleren Bereich.

Für Wind Offshore ist entgegen dem Antrag der Übertragungsnetzbetreiber eine installierte Leistung in Höhe von 10,5 GW anzunehmen. Diese ergibt sich vor dem Hintergrund der Begrenzung des Ausbaus der Offshore Windenergie aus § 17d Abs. 3 Satz 2 und 3 EnWG, wonach ein Zubau der Offshore-Windenergie bis zum Jahre 2020 von bis zu 6,5 GW und danach von jährlich 800 MW vorgesehen ist. Die Flexibilisierung gem. § 118 Abs. 14 EnWG, wonach bis einschließlich 2017 bei Bedarf auch bis zu 7,7 GW installierte Leistung durch die Bundesnetzagentur vergeben werden kann, spielt mit Blick auf das maßgebliche Jahr 2025 keine Rolle, da bei einer Vergabe von bis zu 7,7 GW der Zubau der Folgejahre entsprechend zu kürzen wäre. Das Szenario C 2025 unterstellt dabei ebenso wie die Szenarien B1 2025 und B2 2025, dass die Zubaugrenze exakt erreicht wird. Die Übertragungsnetzbetreiber nahmen hingegen ein leichtes Über-

schreiten der gesetzlichen Zubaugrenzen um 0,3 GW für das Jahr 2025 an, welches sich an einem Zubau von 15 GW bis zum Jahre 2030 orientiert, wie er in der Gesetzesbegründung zum EEG 2012 sowie in der Beschreibung des Ausbaupfades in § 3 Nr. 2 EEG vorgesehen ist, mithin einen jährlichen Zubau von 850 MW ab 2021. Da diese Zielvorgabe jedoch keinen Eingang in die Vorschrift des § 17d EnWG gefunden hat, können nach derzeitiger Rechtslage nicht mehr Kapazitäten als 800 MW pro Jahr vergeben werden. Zudem sieht das EEG keine Folgen hinsichtlich des Erreichens bzw. Nichterreichens des Ausbaupfades nach § 3 Nr. 2 EEG vor, insbesondere auch keine Ausnahme von der Beschränkung der nach § 17d Abs. 3 Satz 2 und 3 EnWG zu vergebenden Offshore-Kapazität. Folglich kann bei gleichbleibender Rechtslage eine Überschreitung der Offshore-Leistung von 10,5 GW im Jahr 2025 nicht eintreten.

Entwicklung	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige
Referenzwert	33,8 GW	0,5 GW	36,3 GW	6,2 GW	3,9 GW	0,4 GW
Zubau bis 2025	25,2 GW	10,0 GW	17,8 GW	0,2 GW	0,0 GW	0,1 GW
Genehmigung	59,0 GW	10,5 GW	54,1 GW	6,4 GW	3,9 GW	0,5 GW

**Tabelle 14: Entwicklung regenerativer Kapazitäten in Szenario C 2025**

**Zusammenfassung der Änderungen in Szenario C 2025 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – Erneuerbare Energieträger**

- Senkung der installierten Leistung Wind Onshore von 63,5 GW auf 59,0 GW
- Senkung der installierten Leistung Wind Offshore von 10,8 GW auf 10,5 GW
- Senkung der installierten Leistung Photovoltaik von 55,7 GW auf 54,1 GW
- Senkung der installierten Leistung Biomasse von 7,2 GW auf 6,4 GW
- Senkung der installierten Leistung Wasserkraft von 4,7 GW auf 3,9 GW
- Senkung der installierten Leistung sonst. reg. Erzeugung von 0,8 GW auf 0,5 GW

#### 4.3.5.2 Annahmen zur konventionellen Erzeugung

Die technisch-wirtschaftliche Lebensdauer der einzelnen Energieträger wird in Szenario C 2025 entsprechend folgender Tabelle angenommen.

Erzeugungstyp	Szenario C 2025
Braunkohle	40 Jahre
Steinkohle	40 Jahre
Erdgas	35 Jahre
Mineralöl	35 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt
Sonstige	35 Jahre

**Tabelle 15: Technisch-wirtschaftliche Lebensdauer konventioneller Kraftwerke in Szenario C 2025**

Im Szenario C 2025 wird gegenüber Szenario A 2025 eine um 10 Jahre verkürzte technisch-wirtschaftliche Lebensdauer angenommen. Damit beträgt die technisch-wirtschaftliche Lebensdauer im Szenario C 2025 für Braun- und Steinkohlekraftwerke 40 Jahre und für Gaskraftwerke 35 Jahre. Für Kraftwerke, die mit Mineralölprodukten betrieben werden, wird ebenfalls eine Lebensdauer von 35 Jahren und für Pumpspeicherkraftwerke eine unbefristete Lebensdauer angenommen. Die (gegenüber den Szenarien B1 2025 und B2 2025) um weitere 5 Jahre reduzierte technisch-wirtschaftliche Lebensdauer begründet sich mit der in Szenario C 2025 angenommenen Senkung des Bruttostromverbrauchs von 600 auf 570 TWh. Die Verbrauchssenkung bewirkt eine Reduktion der Residuallast, die die ohnehin erschwerte wirtschaftliche Situation konventioneller Kraftwerke weiter verstärkt. Die Annahme einer technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer von 40 Jahren für Braun- und Steinkohlekraftwerke liegt noch oberhalb einzelner Forderungen von Marktteilnehmern, die eine noch stärkere Reduktion fordern, um eine Ausnahme von Kohlekraftwerken zu bewirken.

Analog zu den Szenarien B1 2025, B2 2025, B1 2035 und B2 2035 wird, wie im Entwurf des Szenariorahmens, im Szenario C 2025 ein Zubau von flexiblen Gaskraftwerken angenommen, während keine Braun- und Steinkohlekraftwerke über die aktuellen Zubauten hinaus errichtet werden.

Wie in den Szenarien B1 2025 und B2 2025 werden im Szenario C 2025 nicht sämtliche geplanten Gaskraftwerke berücksichtigt, sondern nur solche Gaskraftwerke, deren Planung sich in einem fortgeschrittenen Stadium befinden. Insoweit werden geplante Gaskraftwerke berücksichtigt, die im Kraftwerks-Anschlussregister gem. § 9 KraftNAV aufgeführt sind und für die zusätzlich eine Kapazitätsreservierungsanfrage gem. § 38 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) positiv beschieden worden ist. Liegt die Zusage der Kapazitätsreservierungsanfrage gem. § 38 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) länger als ein Jahr zurück, werden geplante Gaskraftwerke hingegen nicht berücksichtigt. Hierbei handelt es sich gegenüber der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 um eine Verschärfung der Kriterien für die Aufnahme von Gaskraftwerken in die Szenarien. Diese Verschärfung bildet den zu beobachtenden rückläufigen Trend der Umsetzung geplanter Gaskraftwerksprojekte ab. Zudem werden geplante Gaskraftwerke berücksichtigt, die im Kraftwerks-Anschlussregister gem. § 9 KraftNAV aufgeführt sind und für die ein Kapazitätsausbauanspruch gem. § 39 GasNZV geltend gemacht worden ist. Ferner finden geplante Gaskraftwerke Berücksichtigung, für die ein Netzanschlussbegehren nach KraftNAV vorliegt und für die zusätzlich vor dem Inkrafttreten der §§ 38, 39 GasNZV eine Kapazitätsanfrage positiv beschieden worden ist.

Wie in Szenario A 2025 werden Pumpspeicherkraftwerke nur dann in Szenario C 2025 aufgenommen, sofern ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) vorliegt. Damit wird die Bundesnetzagentur dem rückläufigen Trend der Umsetzung geplanter Pumpspeicherkraftwerke gerecht (siehe Kapitel II

B 3.4.3). Nicht aufgegriffen wird an dieser Stelle der Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber, in Szenario C zu unterstellen, dass kein Zubau geplanter Pumpspeicherkraftwerke über die in Bau befindlichen Projekte hinaus stattfindet.

Unter Anwendung der in den Kapiteln II B 3.4.2 – II B 3.4.4 und der oben beschriebenen Methodik ergibt sich aus der Kraftwerksliste (vgl. Anlage A-1) die angenommene Kraftwerksleistung in Szenario C 2025. Diese setzt sich entsprechend der Tabelle 16 zusammen.

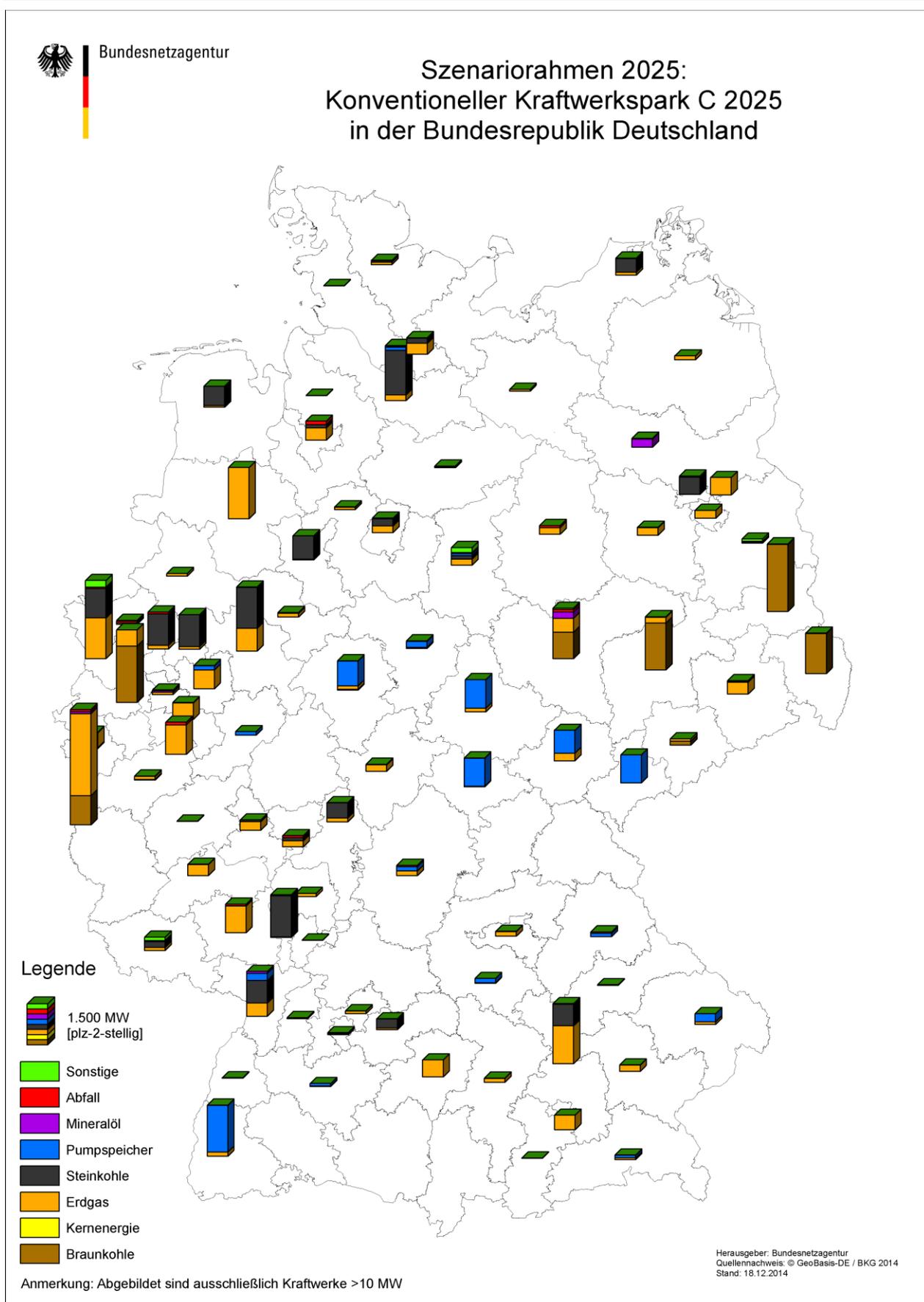
	<b>Entwicklung</b>	<b>Braun- kohle</b>	<b>Stein- kohle</b>	<b>Erdgas</b>	<b>Öl</b>	<b>Pump- speicher</b>	<b>Sonstige</b>
	In Bestand 2013	21,2 GW	25,9 GW	26,7 GW	4,1 GW	6,4 GW	4,7 GW
-	Rechnerische oder geplante Außerbetriebnahme bis 2025	11,0 GW	17,7 GW	5,9 GW	3,0 GW	0,0 GW	1,7 GW
+	In Bau 2014	0,0 GW	6,7 GW	5,1 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW
+	In Planung	0,0 GW	0,0 GW	3,5 GW	0,0 GW	2,3 GW	0,0 GW
=	In Bestand 2025	10,2 GW	14,9 GW	29,5 GW	1,1 GW	8,6 GW	3,1 GW

**Tabelle 16: Entwicklung konventioneller Kapazitäten in Szenario C 2025**

Die im Folgenden abgebildeten Änderungen gegenüber dem Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber begründen sich mit den beschriebenen Kriterien und der Aktualisierung der Kraftwerksliste.

**Zusammenfassung der Änderungen in Szenario C 2025 zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber – konventionelle Energieträger**

- Senkung der installierten Leistung Braunkohle von 17,4 GW auf 10,2 GW
- Senkung der installierten Leistung Steinkohle von 22,2 GW auf 14,9 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Erdgas von 21,5 GW auf 29,5 GW
- Erhöhung der installierten Leistung von Öl von 0,8 GW auf 1,1 GW
- Erhöhung der installierten Leistung Pumpspeicher von 6,4 GW auf 8,6 GW
- Senkung der installierten Leistung sonstige konv. Erzeugung von 3,4 GW auf 3,1 GW



**Abbildung 7: Konventioneller Kraftwerkspark Szenario C 2025**

## 5 Mittel- und langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung

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

Die mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung werden im Wesentlichen durch das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.09.2010 definiert. Ergänzt werden diese Ziele durch das sog. Energiepaket der Bundesregierung vom 06.06.2011 und gesetzlich verankerte Ziele. Darüber hinaus wurden diese Ziele im Aktionsprogramm Klimaschutz am 03.12.2014 Seitens der Bundesregierung nochmals bekräftigt.

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

- Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 bis 2020 um 40 %, bis 2030 um 55 %, bis 2040 um 70 % und bis 2050 um 80 bis 95 %
- Erhöhung des Anteils des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch bis 2025 auf 40 bis 45 %, bis 2035 auf 55 bis 60 % und bis 2050 auf mindestens 80 %
- Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 bis 2020 um 20 % und bis 2050 um 50 %
- Steigerung der Offshore-Windleistung auf 6,5 GW im Jahr 2020 und 15 GW im Jahr 2030
- Erhöhung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung bis 2020 auf 25 %
- 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, die auf der Genehmigung des Szenariorahmens 2025 beruhen, kann eine erste Einschätzung getroffen werden, welche der Szenarien die angeführten Klimaschutzziele erreichen.

### 5.1 Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Ziele

Auf Grund der CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenze, die in den Szenarien B2 2025, B2 2035 und C 2025 als Nebenbestimmungen eingeführt wird, ist sicher davon auszugehen, dass die genannten Szenarien die Emissionsgrenzen einhalten werden. Da das Szenario A 2025 sehr dem Szenario

A 2024 ähnelt, welches die CO<sub>2</sub>-Ziele im ersten und zweiten Entwurf des NEP 2024 nicht vollständig erreicht hat, kann erwartet werden, dass es die geforderte Reduktion der Treibhausgasemission nicht vollständig erfüllen wird. Auch für die Szenarien B1 2025 und B1 2035 ist in überschlägiger Anlehnung an B 2024 davon auszugehen, dass es die geforderte Reduktion der Treibhausgasemission nicht vollständig erfüllen wird.

## 5.2 Einhaltung der EE-Anteile am Bruttostromverbrauch

Der Anteil des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch liegt in allen Szenarien im Korridor des 2014 novellierten EEG, womit dieses Ziel in allen Szenarien erreicht wird. Da sich der Anteil der Erneuerbaren Energien in den Szenarien in Übereinstimmung mit § 1 Abs. 2 EEG nach dem Bruttostromverbrauch richtet, ist dieser für den Szenarioahmen 2025 zu prognostizieren. Die Prognose des Bruttostromverbrauchs ist dabei lediglich als Basis für die Ermittlung des Anteils der Erneuerbaren Energien ausschlaggebend und ist nicht mit dem Wert zu verwechseln, welcher sich nach Marktsimulation und Netzberechnung für den Bruttostromverbrauch ergibt. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass einzelne Komponenten des Bruttostromverbrauchs Ergebnis der Marktsimulation und der Netzberechnung sind und folglich zum Zeitpunkt der Genehmigung noch nicht bekannt sind. Wie in Kapitel II B 4.1 dargestellt, sind z. B. die Übertragungsnetzverluste als Folge des Energietransports das Ergebnis der Netzberechnung. Ähnlich verhält es sich mit Pumpspeicherverlusten und dem Kraftwerkseigenverbrauch, die sich erst nach der Simulation des Kraftwerkeinsatzes in der Marktsimulation ergeben. Die Verluste des Übertragungsnetzes, die Pumpspeicherverluste und der Kraftwerkseigenbedarf müssen zur Prognose des Bruttostromverbrauchs daher abgeschätzt werden.

Zur Abschätzung des Referenzwertes des Bruttostromverbrauchs in 2013 bezieht sich die Bundesnetzagentur auf die Daten des Monitoringberichts 2014 sowie für die Angaben zum Kraftwerkseigenverbrauch auf die Angaben der AGEB (AG Energiebilanzen EV). Tabelle 17 zeigt, wie sich der Bruttostromverbrauch näherungsweise bestimmen lässt.

Verbrauchstyp	Energieverbrauch [TWh]
<b>Nettostromverbrauch</b>	<b>543,6</b>
Übertragungsnetzverluste	6,3
Pumpspeicherverluste	11,6
Kraftwerkseigenverbrauch	37,2
<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>598,7</b>

**Tabelle 17: Prognose des Bruttostromverbrauchs zur Ermittlung der EE-Anteile**

Ausgangsgröße zur Ermittlung des Bruttostromverbrauchs in 2013 ist der in Kapitel II B 4.1 berechnete Nettostromverbrauch von 543,6 TWh in 2013. Hinzu kommen Energieverluste des Übertragungsnetzes von 6,3 TWh und die Energiemenge von 11,6 TWh zum Betrieb der Pumpspeicherkraftwerke. Ferner ist der Eigenverbrauch der Kraftwerke von 37,2 TWh zu berücksich-

tigen. Aufsummiert ergibt sich ein Bruttostromverbrauch von 598,7 TWh für das Jahr 2013. Zur Ermittlung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in 2025 wird dieser Wert auf 600 TWh aufgerundet.

Für die Prognose der EE-Anteile am Bruttostromverbrauch werden zusätzlich in allen Szenarien die nachfolgenden Volllastbetriebsstunden zu Grunde gelegt:

<b>Volllastbetriebsstunden [h/a]</b>	
Wind Onshore installiert vor dem 01.01.2015	1650
Wind Onshore installiert nach dem 01.01.2015	2000
Wind Offshore	4000
Photovoltaik installiert vor dem 01.01.2015	920
Photovoltaik installiert nach dem 01.01.2015	950
Biomasse vor dem 01.01.2015	6200
Biomasse nach dem 01.01.2015	4000
Wasserkraft	4500
sonstige reg. Erzeugung	3460

**Tabelle 18: Volllastbetriebsstunden der erneuerbaren Erzeugungsanlagen**

Die Volllastbetriebsstunden in Tabelle 18 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. 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 möglicherweise eher extremen Wetterjahres mit daraus folgenden höheren Volllaststunden sachgerechter.

Zudem ist in allen Szenarien die wegen der Spitzenkappung (vgl. Kapitel II B 3.3) nicht eingespeiste Energiemenge in Abzug zu bringen. Die Berücksichtigung der Spitzenkappung führt zu niedrigeren EE-Anteilen am Bruttostromverbrauch, da die nicht eingespeiste EE-Energiemenge in Abzug zu bringen. Auswirkungen für die Einhaltung des Zielkorridors nach § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG hat die Berücksichtigung der Spitzenkappung nach Berechnungen der Bundesnetzagentur in den Szenarien B1 2025, B2 2025 und C 2025, da ohne eine Kappung der EE-Einspeisespitzen der obere EE-Ausbaukorridor von 45 % EE-Anteil in diesen Szenarien nicht eingehalten werden würde.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem am 30.04.2014 vorgelegten Entwurf des Szenariorahmens 2025 alle bis Mitte April 2014 vorhandenen Informationen berücksichtigt. Dies betraf sowohl die Ausbaukorridore für Erneuerbare Energien aus dem Koalitionsvertrag und aus dem EEG-Kabinettsbeschluss vom 08.04.2014 als auch die beim Energiegipfel am 01.04.2014 von Bund und Ländern erzielte Einigung über Ausbaukorridore und -zieljahre für einzelne Erneuer-

bare Energien. Nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber enthielten die Szenarien einen Anteil der Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Höhe von 40, 45 und 47 %. Allerdings berücksichtigten die von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten Szenarien nicht die Auswirkungen der Spitzenkappung, so dass man letztlich auch im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich von der Einhaltung des unteren und oberen Rand des nach § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG festgelegten Zielkorridors in Höhe von 40 bis 45 % ausgehen konnte.

### **5.3 Weitere Ziele**

Für das Erreichen des Ziels der Senkung des Primärenergieverbrauchs können alle Szenarien einer optimistischen Einschätzung unterzogen werden, da im ersten und zweiten Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2024 dieses Ziel von keinem Szenario eindeutig verfehlt wurde.

Die Steigerung der Offshore-Windleistung auf 6,5 GW im Jahre 2020 wird in den Szenarien B1 2025, C 2025, und B2 2025 erreicht, die Steigerung auf 15 GW bis 2030 wird in den Szenarien B1 2035 und B2 2035 nahezu erreicht.

Der von der Bundesregierung angestrebte Anteil von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung bis 2020 auf 25 % wird im Szenario A 2025 mit hoher Wahrscheinlichkeit erreicht, da dieser Anteil auch im vergleichbaren Szenario A 2024 im ersten und zweiten Entwurf des NEP 2024 erreicht wurde. Für die anderen Szenarien kann auf Grund der teilweise erheblichen Reduktion der technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer des konventionellen Kraftwerksparks keine Aussage getroffen werden.

Das Ziel den Stromverbrauch um 10 % von 2008 bis 2020 und um 25 % bis 2050 zu senken, wird in Szenario C berücksichtigt. Allerdings tragen Verschiebungseffekte vom Verkehrs- und Wärmesektor auf den Stromsektor dazu bei, dass Einsparungen beim Stromverbrauch zum Teil konterkariert werden (siehe Kapitel 4.1). In Summe ergibt sich in Szenario C eine Reduktion des Bruttostromverbrauchs um 5 % gegenüber dem Referenzwert 2013.

Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis 2022 wird in allen Szenarien berücksichtigt.

## **6 Europäischer Rahmen**

Neben den oben beschriebenen Annahmen für die Entwicklung der Erzeugung und den Verbrauch auf nationaler Ebene sind solche Annahmen auch für die umliegenden europäischen Länder zwecks Marktmodellierung und Netzberechnungen zu treffen. Die Annahmen für die Erzeugung und den Verbrauch in den europäischen Ländern beeinflussen maßgeblich die Ergebnisse der dem Szenariorahmen folgenden Marktsimulation, insbesondere den Stromaustausch zwischen Deutschland und den angrenzenden Staaten. Der Stromaustausch mit den Nachbarstaaten ist wiederum auch maßgeblich für den innerdeutschen Lastfluss und hat somit Auswirkungen auf die dem Szenariorahmen folgenden nationalen Netzberechnungen.

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

Für die im Szenariorahmen zu treffenden Annahmen zum Stromaustausch mit anderen Ländern sind der Verbrauch und die installierte regenerative und konventionelle Erzeugungsleistung im europäischen Ausland, aber nicht die tatsächlich geflossene Energie entscheidend. Zur Bestimmung der Austauschstrommengen bedarf es nämlich einer (europäischen) Marktsimulation, die nicht Gegenstand der Genehmigung des Szenariorahmens ist. Die Annahmen betreffen auch Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Märkten unter Berücksichtigung geplanter Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastruktur (sog. „Net Transfer Capacity“).

Die Annahmen zum Verbrauch und zur installierten regenerativen und konventionellen Erzeugungsleistung im europäischen Ausland ergaben sich in der letzten Genehmigung des Szenariorahmens aus dem SO&AF 2013-2030 vom 3. April 2013. In der vorliegenden Genehmigung wird hingegen auf den aktuellen Entwurf des SO&AF 2014-2030 zurückgegriffen, der am 3. Juni 2014 von ENTSO-E veröffentlicht wurde.

Der SO&AF 2014-2030 enthält drei Szenarien zur künftigen Entwicklung des Verbrauchs und der installierten regenerativen und konventionellen Erzeugungsleistung in Europa. Zusätzlich zu diesen Szenarien enthält der SO&AF 2014-2030 vier sogenannte „Visions“ für 2030, die als Brücke zwischen den EU-Energiezielen für 2020 und 2050 fungieren sollen. Bei den „Visions“ handelt es sich im Vergleich zu den Szenarien aus dem SO&AF um Extremszenarien.

Dem Szenario A 2025 wird, wie im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen, das Szenario A des SO&AF 2014-2030 zugeordnet. Szenario A („Conservative Scenario“) des SO&AF 2014-2030 zeichnet sich durch einen geringen Verbrauchszuwachs und eine konservative Einschätzung des Zubaus von Kraftwerken aus, d. h. es werden nur die Kraftwerke betrachtet, die schon in Bau sind oder für die bereits eine finale Investitionsentscheidung getroffen worden ist. Die Zuordnung des Szenarios A 2025 zu Szenario A des SO&AF 2014-2030 lässt sich damit begründen, dass beide Szenarien von den geringsten Zubauraten der regenerativen Erzeugungskapazitäten ausgehen und sich die angenommenen deutschen Mantelzahlen des Szenario A 2025 und des europäischen Szenario A stark ähneln.

Den Szenarien B1 2025 und B2 2025 wird das Szenario B (Best Estimate Scenario) des SO&AF 2014-2030 zugeordnet. Szenario B („Best Estimate Scenario“) des SO&AF 2014-2030 zeichnet sich durch einen moderaten Verbrauchszuwachs und einen moderaten Zubau von Kraftwerken aus. Abgesehen von den Kraftwerken mit finalen Investitionsentscheidungen werden auch solche Kraftwerke berücksichtigt, deren Bau und Inbetriebnahme unter den gegebenen regionalen und wirtschaftlichen Voraussetzungen als plausibel erscheint. Die angenommenen deutschen Mantelzahlen in den Szenarien B1 2025 sowie B2 2025 und im Szenario B des SO&AF sind

nahezu identisch, sodass eine Zuordnung der Szenarien B1 2025 und B2 2025 zum Szenario B des SO&AF plausibel erscheint.

Die beiden Langfristszenarien B1 2035 und B2 2035 werden, wie im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen, der Vision 3 des SO&AF 2014-2030 zugeordnet. Die Vision 3 fungiert im SO&AF 2014-2030 als Brücke zwischen den EU-Energiezielen für 2020 und 2050 und erfüllt mittels Orientierung an den EU-Energiezielen am ehesten die Anforderungen der mit großen Unsicherheiten behafteten Langfristbetrachtung. Die Vision 3 ist zwar dem Grunde nach ein Extremszenario. Allerdings sieht die Vision 3 lediglich einen Zeithorizont bis 2030 vor. Durch den fünf Jahre kürzeren Zeithorizont wird der Charakter von der Vision 3 als Extremszenario abgeschwächt. Aus den genannten Gründen erscheint aus Sicht der Bundesnetzagentur die Vision 3 für die Langfristbetrachtung geeignet.

Dem Szenario C 2025 wird ebenfalls Szenario B des SO&AF 2014-2030 zugeordnet, da sich die angenommenen Ausbauzahlen der regenerativen Energien in den beiden Szenarien ähneln und die Abweichungen insgesamt am geringsten sind. Des Weiteren weist das Szenario B innerhalb der Szenarien des SO&AF ebenso wie das Szenario C den geringsten Stromverbrauch auf.

Die Annahmen zu den Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Märkten ergeben sich aus den bestehenden Grenzkuppelkapazitäten sowie dem TYNDP 2014, der die geplanten Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastruktur abbildet.

<b>2025</b>	<b>BE</b>	<b>CH</b>	<b>CZ</b>	<b>DK-O</b>	<b>DK-W</b>	<b>FR</b>	<b>LU</b>	<b>NL</b>	<b>NO</b>	<b>PL*</b>	<b>SE</b>
Von Deutschland nach ...	1.000	4.400	1.300	1.000	2.500	3.000	2.300	5.000	1.400	2.000	1200
Von ... nach Deutschland	1.000	4.200	2.600	1.000	2.500	3.000	2.300	5.000	1.400	3.000	1200
<b>2035</b>	<b>BE</b>	<b>CH</b>	<b>CZ</b>	<b>DK-O</b>	<b>DK-W</b>	<b>FR</b>	<b>LU</b>	<b>NL</b>	<b>NO</b>	<b>PL</b>	<b>SE</b>
Von Deutschland nach ...	2.000	4.400	2.000	1.600	2.500	4.100	2.700	5.000	1.400	2.000	1.200
Von ... nach Deutschland	2.000	5.000	2.600	1.600	2.500	4.100	2.700	5.000	1.400	3.000	1.200

**Tabelle 19: Übertragungskapazitäten [MW] zw. DE und den angrenzenden Marktgebieten**

\* gemeinsames Profil PL -> DE/CZ/SK und DE/CZ/SK -> PL

Auf Grund von aktuellen Erkenntnissen haben die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Anhörung eine Anpassung des NTC-Wertes zwischen Deutschland und der Schweiz im Szenario B 2035 als sachgerecht angesehen (DE -> CH: 4400 MW und CH -> DE: 5000 MW).

Wie im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber dargestellt, gibt es derzeit eine gemeinsame Preiszone mit Österreich, so dass hier kein NTC existiert. Sowohl für die Marktmodellierung, die aus mathematischen Gründen nicht mit einer beliebig hohen Transportkapazität rechnen kann

als auch zur Ermittlung eines realistischen Netzausbaus ist es notwendig, im Marktmodell eine Beschränkung der Übertragungskapazität von und nach Österreich einzuführen. Ansonsten könnten modellbedingte extreme Handelsflüsse nach Österreich zu einem stark überdimensionierten Netzausbaubedarf führen. Ein genauer Wert für diese Beschränkung ist allerdings schwierig abzuleiten, da dies nur unter intensiver Abstimmung zwischen den deutschen Übertragungsnetzbetreibern und dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG geschehen kann. Sofern der Wert einseitig aus deutscher Sicht erhöht würde, würde dies unter Umständen zu einem hohen Netzausbaubedarf auf deutscher Seite führen, ohne dass damit auch zwangsläufig auf österreichischer Seite die Netze für diese Kuppelkapazität ausgelegt würden. Andersherum würde ein zu niedriger Wert unter Umständen dazu führen, dass das deutsche Netz nicht ausreichend für den Stromhandel zwischen Deutschland und Österreich dimensioniert wäre. Ebenso würde ein zu niedriger Wert sowohl dem Grundgedanken einer gemeinsamen Preiszone widersprechen als auch den Zielen der EU, den internationalen Stromhandel in Zukunft stärker zu ermöglichen. Unter Berücksichtigung all dieser Schwierigkeiten erscheint der von den Übertragungsnetzbetreibern angenommene Wert von 5,5 GW für das Jahr 2025 und 7,5 GW für das Jahr 2035 angemessen. Einerseits wird damit die heutige Größe der Kuppelkapazitäten berücksichtigt und andererseits liegt der Wert auch über dem durchschnittlichen Handelsvolumen von Deutschland nach Österreich der letzten Jahre. Dieses lag in den Jahren 2012 bis 2014 zwischen 4,1 und 4,5 GW von Deutschland nach Österreich und zwischen 2,2 und 2,3 GW von Österreich nach Deutschland.

Damit ist sichergestellt, dass nicht aufgrund unrealistisch hoher Werte ein zu starker Stromexport nach Österreich netzdimensionierend ist, der Handel aber auch nicht zu stark im Vergleich zum heute tatsächlich stattfindenden Handel eingeschränkt und eine angemessene Entwicklung in der Zukunft ermöglicht wird.

Sollten die Übertragungsnetzbetreiber in Zukunft andere bzw. weitergehende Erkenntnisse bezüglich der Übertragungskapazität von und nach Österreich haben, sind sie aufgefordert, diese detailliert und transparent darzulegen.

## 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 2025	Szenario B1 & B2 2025	Szenario B1 & B2 2035	Szenario C 2025
Nordsee	7,7 GW	9,2 GW	16,6 GW	9,2 GW
Ostsee	1,2 GW	1,3 GW	1,9 GW	1,3 GW
Gesamt	8,9 GW	10,5 GW	18,5 GW	10,5 GW

**Tabelle 20: Regionale Zuordnung von Wind Offshore in Nord- und Ostsee**

Im Rahmen der von der Bundesnetzagentur vorgenommenen Regionalisierung wird in allen Szenarien die Genehmigungslage, d.h. die installierte Leistung aller Offshore Windparks in der AWZ und im Küstenmeer von Nord- und Ostsee, für die eine Anlagengenehmigung des BSH oder der Genehmigungsbehörden der Küstenländer vorliegt, als Maßstab für die Zuordnung der Offshore-Windleistung auf Nord- und Ostsee betrachtet. Denn der Umfang der Genehmigungen spiegelt grundsätzlich die Güte der Standorteigenschaften von Nord- und Ostsee zum gegenwärtigen Zeitpunkt wider, wodurch die Standortvorteile eines Seebereiches gegenüber dem anderen implizit berücksichtigt werden.

Dies entspricht auch der Regionalisierungsmethodik im Sensitivitätenbericht 2014 zur „Deckelung Offshore“ sowie im genehmigten Szenariorahmen 2014 in Szenario A 2024. Auch das Szenario B 2024 des Szenariorahmens 2014 berücksichtigte die Genehmigungslage bis zu der Höhe an Offshore-Leistung, die bereits durch Genehmigungen abgedeckt war. Für den darüber hinausgehenden Zubau wurde die Ostsee im Szenario B 2024 etwas stärker berücksichtigt. Grund hierfür war ein erwarteter Nachholeffekt in der Ostsee aufgrund der Küstennähe und des prognostizierten Fortschritts bei den Genehmigungsverfahren von Offshore Windparks in der Ostsee. Diese Erwartungen können nach der zwischenzeitlichen Genehmigung eines weiteren Windparks in der Ostsee jedoch nicht länger aufrechterhalten werden. Vielmehr beantragten Betreiber bereits genehmigter Offshore Windparks im Rahmen der Kapazitätsvergabe durch die Bundesnetzagentur eine geringere Leistung als aufgrund der im Rahmen der Anlagengenehmigung des BSH zulässigen Anzahl an Windenergieanlagen möglich war. Zudem erweist sich der Baugrund in einem Cluster in der AWZ der Ostsee als schwierig (vgl. Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Ostsee, S. 11 f.). Daher hat es sich bislang auch noch nicht erwiesen, dass die größere Küstennähe der Cluster in der Ostsee einen besonderen Vorteil gegenüber der Realisierung küstenfernerer OWP in der Nordsee bieten würde. Ein Nachholeffekt, wie im Szenariorahmen 2014 angenommen, ist im Szenariorahmen 2025 folglich nicht zu unterstellen. Zumal auch bei einer Regionalisierung anhand der Genehmigungslage aufgrund der gesetzlichen Begrenzung des Zubaus der Offshore Windenergie die Leistung aller

genehmigte Offshore Windparks in der Nordsee deutlich über der regionalisierten Erzeugungsleistung für die Nordsee liegt, d.h. nicht alle genehmigten Windparks in der Nordsee durch die regionalisierte Offshore-Erzeugungsleistung mit ihrer vollständigen installierten Leistung erfasst werden.

Bei Ermittlung der Genehmigungslage wurde die Leistung aller genehmigten Offshore Windparks in der AWZ und im Küstenmeer von Nord- und Ostsee berücksichtigt. Hierbei wurden grundsätzlich die Angaben der Bundesfachpläne Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee und der Ostsee (BFO-N; BFO-O) herangezogen. Im Rahmen des aktuellen Verfahrens der Bundesnetzagentur zur Vergabe von Kapazitäten auf bereits beauftragten Offshore-Anbindungsleitungen wurden durch die Betreiber der Offshore Windparks Anträge gestellt, die hinsichtlich der beantragten Leistung zum Teil von der Genehmigungslage des BFO-N und des BFO-O abweichen. Dies hat seine Ursache in zwischenzeitlichen Änderungen der Anlagenkonzepte der Windpark-Betreiber zwischen der Erstellung des BFO-N und des BFO-O durch das BSH und der Kapazitätsvergabe durch die Bundesnetzagentur. Da den Anträgen im Rahmen der Kapazitätsvergabe aktuellere Leistungsgrößen zugrunde liegen können, sind diese bei etwaigen Abweichungen von den Angaben des BFO-N und des BFO-O heranzuziehen.

Da die Offshore-Leistung für das Jahr 2025 kleiner ist als die Leistung der genehmigten Offshore Windparks, wurde die Regionalisierung für alle Szenarien in zwei Schritten vollzogen: Im ersten Schritt wurde die Leistung der genehmigten Offshore Windparks in Nord- und Ostsee, die durch das Startnetz erschlossen werden (in der Nordsee ca. 6,4 GW, in der Ostsee ca. 1,1 GW), in voller Höhe im Rahmen der jeweils zu regionalisierenden Leistung berücksichtigt. Die danach noch verbleibende Offshore-Gesamtleistung (im Szenario B1 2025 3,0 GW) wurde dann im zweiten Schritt ratierlich anhand der Leistung der genehmigten Offshore Windparks, die nicht durch das Startnetz erschlossen werden (in der Nordsee ca. 4,5 GW, in der Ostsee ca. 0,4 GW), auf Nord- und Ostsee verteilt (in Szenario B1 2025 2,8 GW für die Nordsee und 0,2 GW für die Ostsee). Die Leistung der Windparks, die durch das Startnetz erschlossen wird, wurde im zweiten Schritt nicht mehr berücksichtigt, da diese keine Anhaltspunkte für das weitere Ausbaupotenzial und die weitere Realisierungsgeschwindigkeit im Verhältnis zwischen Nord- und Ostsee gibt. Die Summe der durch das Startnetz bereits erschlossenen Windparkleistung je Seegebiet und des anhand der Genehmigungslage ratierlich ermittelten Zubaupotenzials je Seegebiet ergibt die regionalisierte Offshore-Leistung.

## **2 Regionale Zuordnung der übrigen regenerativen Erzeugungsleistungen**

Die regionale Verteilung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien hat wesentlichen Einfluss auf das Ergebnis der Netzausbauplanung. Vor diesem Hintergrund ist eine belastbare Methodik bei der Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien von besonderer Bedeutung.

Die Bundesnetzagentur stellt fest, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern 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.

Die Bundesnetzagentur hat bei dieser Entscheidung auch die in den Stellungnahmen mehrheitlich vertretene Ansicht berücksichtigt, dass in Bezug auf Wind Onshore die Existenz von nutzbaren Flächen für die Windenergie vorrangig maßgeblich sei und nicht – wie in der letztjährigen Genehmigung des Szenariorahmens – die Windhöffigkeit und der Bestand der Windenergieanlagen. Denn gemäß den meisten Experten aus Bundesländern, Umweltverbänden, Windparkprojektierern würden Windenergieanlagen in ganz Deutschland überall dort errichtet werden, in denen entsprechende Flächen ausgewiesen seien.

Eine solche Verteilung der Windenergieanlagen lässt sich nach Ansicht der Bundesnetzagentur auch von dem gegenwärtigen Bestand der Windenergieanlagen ableiten, die gerade nicht ausschließlich in den windhöffigsten Regionen Deutschlands errichtet wurden. Begünstigt wird nach Ansicht der Bundesnetzagentur eine solche Entwicklung insbesondere durch das Referenzertragsmodell, das als Förderungsinstrument auch die Errichtung von Windenergieanlagen in windschwächeren Regionen unterstützt.

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen kamen mehrere unterschiedliche Methoden zur Regionalisierung des Zubaus der Erneuerbaren Energien zur Anwendung.

So basierten die Netzentwicklungspläne 2022 und 2023 auf einer Regionalisierung, die sich unmittelbar aus den von den Bundesländern in den Szenarien C 2022 und C 2023 gemeldeten Bundesländerausbauzielen ableitete. Diese Regionalisierungsmethodik wurde aufgrund der deutlichen Kritik bereits in der vorjährigen Genehmigung des Szenariorahmens verworfen.

Der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte erste Entwurf des Netzentwicklungsplans 2024 basierte auf einer Regionalisierung, in der zu 50 % der Bestand der entsprechenden Anlagen (Wind Onshore, Photovoltaik) und zu 50 % das Ertragspotenzial (Windhöffigkeit, PV-Flächenverfügbarkeit) berücksichtigt wurde. Kritisiert wurde an diesem Ansatz in Bezug auf Wind Onshore u. a., dass eine Unterscheidung nach Windhöffigkeit nicht maßgeblich sei, sondern dass es vielmehr auf die Existenz von für die Windenergie nutzbaren Flächen ankomme. Daher wurde dieser Regionalisierungsansatz im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2024 von den Übertragungsnetzbetreibern nicht weiter verfolgt.

Der nun von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2025 schlägt eine gänzlich neue Regionalisierungsmethodik für Wind Onshore und Photovoltaik vor. Insbesondere für Wind Onshore wurde eine neue Methodik entwickelt, die vor allem auf der Existenz ausgewiesener und potenziell geeigneter Flächen für die Errichtung von Windenergieanlagen beruht.

Die Bundesnetzagentur hat sich – wie in den Jahren zuvor – bereits im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens intensiv mit der Regionalisierung der Erneuerbaren Energien beschäftigt. Die Darstellung und Thematisierung der Regionalisierung bereits im Entwurf des Szenariorahmens greift ein breites Stimmungsbild innerhalb der Konsultationsteilnehmer auf und erlaubt eine transparente Ermittlung der regionalen Zuordnung der erneuerbaren Erzeugungseinheiten.

Die Bundesnetzagentur begrüßt ausdrücklich, dass der interessierten Öffentlichkeit durch die Veröffentlichung der geplanten Regionalisierung auch im diesjährigen Entwurf des Szenariorahmens Gelegenheit gegeben wurde, sich zu dieser die Netzentwicklungsplanung wesentlich beeinflussenden Frage frühzeitig zu äußern. Die Bundesnetzagentur erachtet die zahlreichen Äußerungen der Bundesländer, Verteilnetzbetreiber, Umweltverbände und interessierten Bürger zur Regionalisierung im Rahmen der Konsultation und des „Workshops“ vom 28. Mai 2014 in diesem frühen Stadium des Netzausbauprozesses als wichtig. Aus diesem Grund wurde die Fragestellung der Regionalisierung der Erneuerbaren Energien auch in dem Begleitdokument der Bundesnetzagentur zur Konsultation des Szenariorahmens 2025 ausdrücklich thematisiert. In diesem Dokument wurden an die potenziellen Konsultationsteilnehmer die Fragen gestellt, inwieweit die im Entwurf des Szenariorahmens 2025 von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene neue Regionalisierungsmethodik sinnvoll sei oder ob es Vorschläge zu einer alternativen Regionalisierungsmethodik gebe.

Von den Konsultationsteilnehmern wurde insbesondere begrüßt, dass die Übertragungsnetzbetreiber zur regionalen Zuordnung der regenerativen Erzeugungsanlagen wissenschaftliche Gutachter beauftragt haben und die Faktoren für die Regionalisierung in mehreren Workshops erarbeitet wurden. Dieses Vorgehen sei eine wissenschaftlich fundierte Erweiterung und Verbesserung der bisherigen Regionalisierungsmethodik. So werde für die regionale Verteilung von Windenergieanlagen – nach Ansicht vieler Konsultationsteilnehmer zu Recht – die noch im NEP 2024 verwendete Unterscheidung nach Windhöufigkeit und Bestand verworfen. Auch die energiepolitischen Ziele der einzelnen Bundesländer seien derzeit nicht geeignet, den zu erwartenden jährlichen Zubau unter den Ländern aufzuteilen, da die Summe der Ausbauziele der Länder den zu erwartenden Ausbaukorridor gemäß der EEG-Novelle weit übersteige.

Kritisiert wurde von den Konsultationsteilnehmern jedoch überwiegend, dass die Herleitung der neuen Regionalisierungsmethodik in dem von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Szenariorahmens nicht transparent genug dargestellt wurde. So seien die bei den Verteilnetzbetreibern vorliegenden Anträge auf Anschluss von Windenergieanlagen überhaupt nicht berücksichtigt wurden. Darüber hinaus wurden mehrere Details im Rahmen der Regionalisierungsmethodik beanstandet, die seitens der Bundesnetzagentur insbesondere hinsichtlich der Ausschlussflächen aufgrund der 10 H Regelung, der Drehfunkfeuer sowie der Hangneigung von 5 Grad eingehend geprüft wurden.

Die Bundesnetzagentur teilt die Auffassung vieler Konsultationsteilnehmer, dass die neue Regionalisierungsmethodik insbesondere im Bereich Wind Onshore im Entwurf des Szenariorahmens noch nicht ausreichend dargestellt wurde. Aus diesem Grund hat die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern am 20.06.2014 einen umfangreichen Fragenkatalog zugesandt, den die Übertragungsnetzbetreiber am 22.07.2014 beantwortet haben. Demnach besteht die neue Regionalisierungsmethodik aus folgenden Kernelementen:

Die regionale Zuordnung der zukünftigen Errichtung von Windenergieanlagen beruht auf einer Modellierung, 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 vorgeannten 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.

In der Modellierung wurde ein bestimmter Mindestertrag zu Grunde gelegt. Dazu wurde der potenzielle Ertrag für Windenergieanlagen über die berechneten potenziellen Volllaststunden aus den Weibull-Daten des Deutschen Wetterdienstes in 80 m über Grund abgebildet. Zur Ermittlung eines geeigneten Mindestertrags in Bezug auf diese berechneten potenziellen Volllaststunden in 80 m über Grund wurden die Standorte der bestehenden Windenergieanlagen ausgewertet. Diese Auswertung hat gezeigt, dass Windkraftanlagen nur an Standorten mit einer potenziellen Volllaststundenzahl von mehr als 950 [h/a] stehen.

Die Regionalisierung von Wind Onshore für 2025 ergibt sich aus einer Kurzfristbetrachtung für 2016 und einer Langfristbetrachtung für 2035. Während die kurzfristige Betrachtung für 2016 die bestmögliche aktuelle Datenlage des Wind Onshore-Ausbaus berücksichtigt, bildet die langfristige Betrachtung für 2035 die Ausbauziele der Bundesländer und der Bundesregierung in adäquater Weise ab.

Für die räumliche Bestimmung des Windenergieausbaus auf Basis der Langfristbetrachtung für das Jahr 2035 werden sämtliche Potenzialflächen solange mit Windenergieanlagen „befüllt“ bis die in den Szenarien prognostizierten bundesweiten Ausbauziele erreicht sind (gemäß Szenario B1/B2 2035 ergibt sich für das Jahr 2035 ein Nettozubau von 55 GW). Die durch Raumordnungsbehörden bereits ausgewiesenen Flächen werden dabei vorrangig erschlossen. Flächen, die aktuell noch nicht als Vorrang- und Eignungsgebiete ausgewiesen sind, werden in der Modellierung nachrangig über eine geringere Zubauwahrscheinlichkeit mit Windenergieanlagen bebaut. Die Langfristbetrachtung für 2035 erfolgt dabei für jedes Bundesland separat und betrachtet dabei auch die jeweiligen landesweiten Ausbauziele. Denn die im Jahr 2035 installierte Leistung Wind Onshore entspricht mit 88,8 GW näherungsweise der Summe der jeweiligen Ausbauziele der Bundesländer (C 2024: 87,4 GW). 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.

Für die räumliche Bestimmung des Windenergieausbaus auf Basis der kurzfristigen Ausbaudynamik wird ein Stützpunkt modelliert, der die zu erwartende kurzfristige Entwicklung bis in das Jahr 2016 darstellt. Dieser kurzfristige Stützpunkt ergibt sich unter Berücksichtigung des Repoweringpotenzials aus dem Mittelwert der Leistungen der nachfolgenden (ggf. wahlweise vorhandenen) drei Kriterien: die Fortschreibung der historischen Zubauraten der Bundesländer der letzten drei Jahre um drei weitere Jahre, die vorliegenden Anträge auf Errichtung von Windkraftanlagen bei den Verteilnetzbetreibern (auf Hoch- und Mittelspannungsebene) in den nächsten drei Jahren und die Landesentwicklungspläne der Bundesländer reduziert auf einen entsprechend linearen Zubau in den nächsten drei Jahren. Der kurzfristige Betrachtungszeitraum soll den über den aktuellen Bestand hinaus belastbar zu erwartenden Zubau bis 2016 abbilden.

Durch lineare Interpolation zwischen der sich für jeden einzelnen Netzknoten ergebenden Leistung im Stützpunkt 2016, der die kurzfristige Dynamik nach den vorgenannten Kriterien widerspiegelt, und der Leistung im Jahr 2035 ergibt sich der Leistungswert der Regionalisierung für diesen Netzknoten für das Jahr 2025. Über eine bundesländerscharfe Aggregation aller Netzknoten in einem Bundesland ergibt sich der gesamte regionale Leistungswert je Bundesland. Eine detaillierte Beschreibung der Berechnungsformel für die Regionalisierung von Wind Onshore für den Netzentwicklungsplan 2025 findet sich in der Anlage A-4.

Die Bundesnetzagentur hat die Auswertungen der Abfrage der regionalen Planungsbehörden (siehe Kapitel II D 2) den Übertragungsnetzbetreibern für die Erstellung des Netzentwicklungsplans 2025 im Rahmen der Regionalisierung des zukünftigen Ausbaus Wind Onshore zur Verfügung gestellt und fordert die Übertragungsnetzbetreiber dazu auf, diese im Rahmen der Langfristregionalisierung der Modellierung zu berücksichtigen. Denn hinsichtlich der in der Abfrage ermittelten raumordnungsrechtlich gesicherten aktuellen Festlegungen wurde von der Bundesnetzagentur eine bundesweite (Vorrang- und Eignungs-)Fläche von 2.786 km<sup>2</sup> für den Bau von Windkraftanlagen ermittelt, was 0,78 % des Bundesgebietes entspricht. Demgegenüber haben die Übertragungsnetzbetreiber mittels ihrer Abfrage der Raumordnungsbehörden im ersten Quartal des Jahres 2014 gemäß ihrer Antwort vom 22.07.2014 lediglich eine bundesweite (Vorrang- und Eignungs-)Fläche von 1.190 km<sup>2</sup> für den Bau von Windkraftanlagen ermittelt, was 0,33 % des Bundesgebietes entspricht.

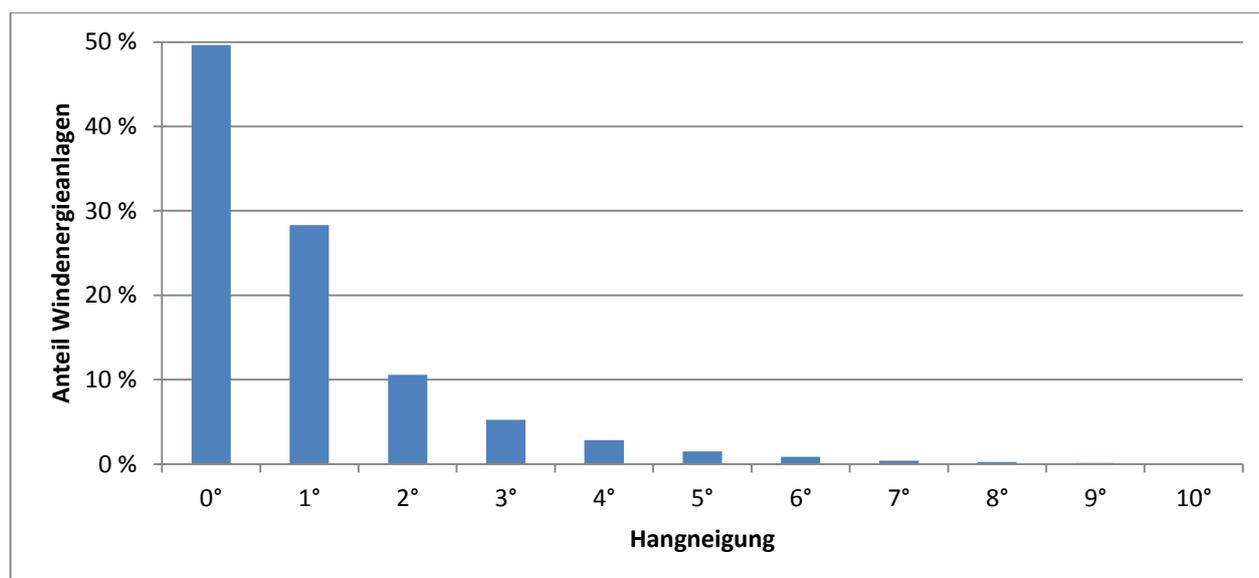
Auch die Auswertungen der von der Bundesnetzagentur durchgeführten Abfrage auf Verteilnetzberebene (siehe Kapitel II D 1), die eine Antragslage für die voraussichtliche Errichtung von Windenergieanlagen für die nächsten drei Jahre ergab, wurde den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellt. Dabei konnte die Bundesnetzagentur eine Antragslage für alle Bundesländer ermitteln, während die Übertragungsnetzbetreiber aufgrund ihrer Abfrage der Ver-

teilnetzbetreiber im ersten Quartal des Jahres 2014 gemäß ihrer Antwort vom 22.07.2014 die Antragslage von nur wenigen Bundesländern ermitteln konnten. Daher fordert die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber auf, auch die Daten aus der von der Bundesnetzagentur durchgeführten Verteilnetzbetreiberabfrage im Rahmen der kurzfristigen Ausbaudynamik der Modellierung zu berücksichtigen.

Die Bundesnetzagentur hält den Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber, dass Standorte mit einer Hangneigung von mehr als 5° für das Regionalisierungsmodell ausgeschlossen werden sollen, im Grundsatz für gerechtfertigt.

Letztendlich ist bei der Installation von Windenergieanlagen an steilen Lagen weniger die technische Möglichkeit, sondern vielmehr die Wirtschaftlichkeit der limitierende Faktor. Die Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten wiederum hängt neben den Erschließungskosten, die bei einer starken Neigung in der Regel höher sind, an vielen Einzelaspekten wie zum Beispiel der allgemeinen Flächenverfügbarkeit sowie den konkreten Windbedingungen (erwarteter Ertrag), Pachtpreisen oder Netzanschlusskosten vor Ort. Somit kann es sich von Fall zu Fall unterscheiden, ob sich der höhere Erschließungsaufwand am Ende rechnet oder nicht.

Gemäß der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Modellierung sind nur sehr wenige der Wind Onshore-Bestandsanlagen in dem von dem Modell ermittelten Ausschlussflächen verortet. Demnach liegen rund 98% aller Wind Onshore-Bestandsanlagen in Flächen mit einer modellierten Hangneigung von unter 5°. Entsprechend liegen nur etwa 2% aller Wind Onshore-Bestandsanlagen in Flächen mit einer modellierten Hangneigung von über 5°. Die Verteilung der Onshore Windenergieanlagen nach der Hangneigung im Regionalisierungsmodell der Übertragungsnetzbetreiber ist in Abbildung 8 dargestellt.



**Abbildung 8: Prozentuale Verteilung der tatsächlich vorhandenen Windenergieanlagen in Abhängigkeit der modellierten Hangneigung**

Zu unterscheiden von der im Modell zugrunde gelegten Hangneigung ist die tatsächliche „physische“ Hangneigung. Diese kann an einem „realen“ Standort größer als die modellierte Hangneigung sein. Der Grund hierfür ist die Gitterweite des im Modell verwendeten Geländeasters von 200 m, die dazu führt, dass in der Realität vorhandene große Hangneigungen ein Stück weit „relativiert“ bzw. eingeebnet werden können. Dies bedeutet, dass entgegen der Ansicht vieler Konsultationsteilnehmer auch Windenergieanlagen berücksichtigt werden, die auf einer steileren (tatsächlichen) Hangneigung als 5° errichtet wurden oder in Zukunft errichtet werden. Allerdings kann sich diese Einschätzung mit zunehmender Verknappung einfach zu erschließender Standorte in Zukunft ändern.

Es ist also zwischen einer Hangneigung von 5° in der Realität und einer von den Übertragungsnetzbetreibern modellierten Hangneigung von 5° im Regionalisierungsmodell zu unterscheiden. Auf diese Unterscheidung ist hinzuweisen, da sich die Kritik im Rahmen der Konsultation auf einen Realwert der Hangneigung von 5° bezieht. Die Stellungnahmen einiger Bundesländer ließen den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maximalwert der Hangneigung für die Berücksichtigung potentieller Windenergieflächen in der Realität als zu niedrig erscheinen. In Rheinland-Pfalz bspw. sind fast ein Viertel der Bestandsanlagen an Standorten errichtet, die eine tatsächliche Hangneigung größer als 5° aufweisen. Auch in Nordrhein-Westfalen tätige Projektierer erachten die Errichtung von Windkraftanlagen von bis zu 8,5° (15 %) Hangneigung als unter den gegenwärtigen wirtschaftlichen Bedingungen für realisierbar. Auch eine Studie des Umweltbundesamt („Potenzial der Windenergie an Land“) geht erst von einer Ausschlussfläche bei einer Hangneigung von mehr 30° (57,7 %) Hangneigung aus. Allerdings ging es dem Umweltbundesamt bei der Erstellung der Potenzialstudie nicht nur darum, ein wirtschaftliches oder gar realisierbares Potenzial, sondern ein Maximum des technisch und ökologisch Möglichen zu ermitteln.

Die Bundesnetzagentur hält im Rahmen der Regionalisierung von Wind Onshore die Nichtberücksichtigung der 10 H Regelung gegenwärtig für gerechtfertigt.

Bei der 10 H Regelung handelt es sich um die Einführung eines Mindestabstandes von Windenergieanlagen zur Wohnbebauung, nach der Windenergieanlagen nur dann privilegiert im Außenbereich zulässig sind, wenn sie einen Mindestabstand vom Zehnfachen ihrer Höhe (auf Nabenhöhe) zu Wohngebäuden einhalten. Das Baugesetzbuch (BauGB) eröffnet den Bundesländern über eine Länderöffnungsklausel die Möglichkeit, solch höhenbezogene Mindestabstände für Windenergieanlagen einzuführen. Gegenwärtig hat Bayern als einziges Bundesland von dieser Möglichkeit Gebrauch gemacht, indem jüngst Art. 82 der Bayrischen Bauordnung (BayBO) um eine solche 10 H Regelung ergänzt wurde. Eine Unterschreitung dieses gesetzlichen Mindestabstandes ist nur möglich, wenn für den Windpark ein Bebauungsplan besteht, der geringere Abstände festsetzt.

Zwar führt die Neuregelung in Bayern zu einer „Entprivilegierung“ von Windenergieanlagen im Außenbereich, soweit diese den geforderten Mindestabstand der zehnfachen Gesamthöhe zur nächstgelegenen Wohnbebauung nicht einhalten. Solche Anlagen sind nun im Außenbereich aufgrund des geänderten Art. 82 BayBO grundsätzlich nicht mehr genehmigungsfähig. Allerdings können Vorhaben mit einem geringeren Abstand immer noch umgesetzt werden, wobei allerdings zwingend ein Bebauungsplan aufgestellt werden muss. In Bayern dürften damit alle Projekte auf den Prüfstand gestellt werden, die noch nicht über eine Genehmigung verfügen. Ob nach dem Inkrafttreten der Änderung des BayBO ein nennenswerter Ausbau der Windenergie im Freistaat überhaupt noch stattfindet bleibt abzuwarten, ist aber zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht ausreichend valide abzuschätzen. Jedenfalls werden an vielen Standorten zunächst Bebauungsplanverfahren eingeleitet werden müssen. Dabei beabsichtigt laut bayrischer Gesetzesbegründung zur 10 H Regelung die Staatsregierung alle Gemeinden, die von der 10 H Regelung abweichen wollen, durch ein umfangreiches Instrumentarium an Planungshilfen zu unterstützen.

Folglich ist die Berücksichtigung der 10 H Regelung im Regionalisierungsmodell abzulehnen, da gegenwärtig nach Ansicht der Bundesnetzagentur ein höhere Modellierungsungenauigkeit darin besteht, diese Fragestellung zu berücksichtigen als zu ignorieren. Aufgrund der nach wie vor bestehenden Möglichkeit der Errichtung von Windenergieanlagen innerhalb von 10 H mittels Bebauungspläne, von der bayrischen Staatsregierung angekündigten Planungshilfen sowie dem unveränderten Festhalten der bayrischen Staatsregierung an den Ausbauzielen von Wind Onshore ist keine ausreichende Basis für eine pauschale Berücksichtigung der 10 H Regelung im Regionalisierungsmodell gegeben.

Die Bundesnetzagentur hält die Nichtberücksichtigung der Drehfunkfeuer innerhalb der Regionalisierung von Wind Onshore gegenwärtig für gerechtfertigt.

Ein Drehfunkfeuer ist ein Funkfeuer für die Luftfahrtnavigation, das ein spezielles Funksignal aussendet, dem ein Empfänger im Flugzeug die Richtung zum Funkfeuer entnehmen kann. Das Flugzeug benötigt damit keine Peilanlage, da die Richtungsinformation vom Sender in das Signal kodiert wird. Im Genehmigungsverfahren zur Errichtung von Windkraftanlagen muss zunächst die Behörde, die die Genehmigung gegenüber den Windenergieanlagenbetreibern erteilt, prüfen, ob im konkreten Fall eine luftverkehrsrechtliche Prüfung bzw. Zustimmung einzuholen ist. Dies bestimmt sich nach dem Anlagenschutzbereich gemäß den Richtlinien der internationalen Zivilluftfahrtorganisation (ICAO) und ist der Fall, wenn die Windkraftanlage im Radius von 15 km um eine Drehfunkanlage errichtet werden soll. Dann wird der Antrag des Windparkbetreibers an die zuständige Luftfahrtbehörde des Landes weitergeleitet und von dort an das Bundesaufsichtsamt für Flugsicherung (BAF). Gemäß § 18 a LuftVG ist das BAF ermächtigt darüber zu entscheiden, ob durch die Errichtung des konkreten Bauwerks Flugsicherungseinrichtungen gestört werden können. Diese Entscheidung basiert auf einem Gutachten der Deutschen Flugsicherung GmbH (DFS), das eine fachtechnische Analyse der möglichen Störungen darstellt.

Die Bundesnetzagentur teilt die Auffassung der Übertragungsnetzbetreiber, dass die Berücksichtigung der Auswirkungen der Drehfunkfeuer auf die Errichtung von Windenergieanlagen gegenwärtig nicht sachgerecht wäre. Dies liegt in der unsicheren Rechtslage begründet, die zum jetzigen Zeitpunkt eine Ausschlusszone von Windenergieanlagen von 15 km Radius um eine Drehfunkanlage herum als fehlerhafte Modellierung erscheinen lässt. Rechtlich umstritten ist bspw. die Frage, ob die Entscheidung des BAF gemäß § 18 a LuftVG für die örtliche Genehmigungsbehörde überhaupt bindend ist (die Bindungswirkung befürwortend Meyer/Wysk NVWZ 2013, 319, 320; VG Düsseldorf, Urt. v. 24.7.2014, ZNER 2014, 501; VG Frankfurt am Main, Urt. v. 8.10.2014, ZNER 2014, 125; die Bindungswirkung verneinend Falke/Sittig in REE 02-2014, 76, 77; VG Aachen, Urt. v. 24.7.2013, ZNER 2013, 544, 547; VG Hannover, Urt. v. 22.9.2011). Sollte dies nicht der Fall sein, hat die örtliche Genehmigungsbehörde ein Ermessen, bei ihrer Genehmigung von der Entscheidung des BAF/DFS im Einzelfall abzuweichen. Strittig ist zudem, ob die Störung von Flugsicherungseinrichtungen im Sinne des § 18 a LuftVG eine durch die Verwaltungsgerichte voll überprüfbare Rechtsfrage ist (Falke/Sittig, REE 2-2014, 76, 80f.; VG Aachen, Urt. v. 24.7.2013, ZNER 2013, 544, 548; VG Hannover, Urt. v. 22.9.2011, juris Rn. 59 und Beschl. v. 21.12.2010; VG Oldenburg, Beschl. v. 5.2.2014, ZNER 2014, 125, 128; Meyer/Wysk, LuftVG § 18a, Rn. 3; Schoch/Schmidt-Aßmann/Pietzner, VwGO, 22. EL (2011), vor §§ 1 ff. VwGO, Rn. 183) oder ob der Genehmigungsbehörde insoweit ein Beurteilungsspielraum eingeräumt und die gerichtliche Überprüfbarkeit lediglich auf eine Vertretbarkeitsprüfung der Störungsanalyse reduziert wird (VG Schleswig, Urt. v. 16.2.2012, juris Rn. 36 f.; VG Düsseldorf, Urt. v. 24.7.2014, juris Rn. 49 ff.; VG Frankfurt, Urt. v. 8.10.2014, juris Rn. 46.). Gegenwärtig gibt es weder eine einheitliche Genehmigungspraxis (mit Bescheid vom 3.4.2012 lehnte die zuständige Behörde die Genehmigung aufgrund fehlender luftrechtlicher Zustimmung ab, VG Düsseldorf Urt. v. 24.7.2014; ebenfalls zu einer aus dem Grund versagten Genehmigung; VG Frankfurt am Main Urt. vom 8.10.2014; a. A. VG Oldenburg, Beschl. v. 5.2.2014: hier hat die zuständige Behörde die Genehmigung entgegen der Stellungnahme des BAF erteilt) noch eine einheitliche Rechtsprechung (VG Oldenburg Beschl. v. 5.2.2014: keine Bindungswirkung der Behörde an die Entscheidung der BAF; VG Aachen, Urt. v. 24.7.2013: keine Bindungswirkung der Behörde an die Entscheidung der BAF; VG Düsseldorf, Urt. v. 24.7.2014: Bindungswirkung wird angenommen; VG Frankfurt am Main, Urt. v. 8.10.2014: Bindungswirkung wird angenommen) hinsichtlich dieser Konfliktlage zwischen Windenergie und Luftverkehr.

## **D Abfragen der BNetzA**

### **1 Abfrage der Verteilnetzbetreiber**

Wie im Zuge der diesjährigen Konsultation des Szenariorahmens und auch in den Vorjahren vorgeschlagen, wurde seitens der Bundesnetzagentur eine schriftliche Abfrage der Verteilnetzbetreiber durchgeführt. Mit dieser Abfrage wurden insgesamt 61 hinsichtlich der Netzabdeckungsmaßgebliche Verteilnetzbetreiber zu vorliegenden Wind Onshore Anschlussanträgen mit wahrscheinlicher Realisierung zwischen 2014 - 2016 befragt. Für jeden Antrag waren die beantragte Anschlussleistung und das geplante Datum der Inbetriebnahme anzugeben. Weiterhin wurden die Verteilnetzbetreiber um eine Abschätzung der Realisierungswahrscheinlichkeit der vorliegenden beantragten Anschlussprojekte gebeten.

Von den 61 Verteilnetzbetreibern haben 59 auf die Anfrage geantwortet. Von den 59 antwortenden Verteilnetzbetreibern melden 33 Anschlussbegehren für 2014 bis 2016. Bei 26 Verteilnetzbetreibern liegen keine Anträge vor. Mit der Abfrage werden 99 % der Stromkreislänge des Hochspannungsnetzes, 77 % des Mittelspannungsnetzes und 74 % des Niederspannungsnetzes abgedeckt.

Um die Datenqualität zu erhöhen, wurde nach Erstauswertung der gemeldeten Daten eine Telefonabfrage der 33 Verteilnetzbetreiber mit Anschlussbegehren durchgeführt. Neben der Verbesserung der Datenqualität konnten durch die Telefonabfrage weitere – insbesondere qualitative – Einflussfaktoren für den Wind Onshore-Zubau identifiziert werden.

Die Tabelle in Anlage A-3 zeigt das Ergebnis der VNB-Abfrage unter Berücksichtigung von Erkenntnissen aus der Telefonabfrage. Die Auswertung ergibt einen auf den Daten der Verteilnetzbetreiber ermittelten prognostizierten jährlichen bundesweiten Brutto-Zuwachs zwischen 2014 und 2016 von etwa 6,5 GW.

Die nach Auswertung der schriftlichen Abfrage ermittelten Ausbautzahlen wurden im Zuge der Telefonabfrage von den Verteilnetzbetreibern weitestgehend bestätigt. Lediglich drei Verteilnetzbetreiber korrigierten die gemeldete Anschlussleistung oder die prognostizierte Realisierungsquote. Durch die primär qualitative Telefonabfrage war es möglich, die hohen Ausbautzahlen besser einzuordnen. Folgend sind die durch die Telefonabfrage identifizierten Einflussfaktoren aufgelistet und beschrieben, die zu den oben dargestellten hohen prognostizierten Ausbautzahlen aus Sicht der befragten Verteilnetzbetreiber führen.

#### **1) Vorzieheffekte wegen EEG-Novellierung**

Nach Aussagen einiger Verteilnetzbetreiber ist die hohe Zahl der Anträge darauf zurückzuführen, dass viele Anlagen rechtzeitig beantragt und in Betrieb genommen werden müssen, um

noch in den Genuss der alten Vergütungssätze zu kommen. Für zukünftige Anträge werde dieser Effekt allerdings keine Rolle mehr spielen.

## **2) Auslastung des Hochspannungs- und Mittelspannungsnetzes**

Das Hochspannungs- und Mittelspannungsnetz einiger Verteilnetzbetreiber ist nach deren Angaben nahe der Auslastungsgrenze, so dass die hohen prognostizierten Anschlusszahlen nicht lange durchgehalten werden können. Spätestens gegen Ende der abgefragten Periode von drei Jahren werde ein Sättigungseffekt eintreten. Zwar seien die Verteilnetzbetreiber prinzipiell zum Netzausbau verpflichtet, dieser benötige jedoch Zeit, wodurch sich die momentan hohen Antrags- und Anschlussraten je nach regionaler Netzauslastung erheblich reduzieren könnten.

## **3) Optimale netztechnische Standorte**

Einige Verteilnetzbetreiber weisen darauf hin, dass bestehende und beantragte Anlagen einen großen Teil der optimalen bevorzugten Windflächen belegen und optimale Netzanschlusspunkte auslasten. In der Vergabep Praxis weise ein Verteilnetzbetreiber einem Antragsteller den nächst möglichen Netzanschlusspunkt zu, der je nach Grad der Netzauslastung nicht zwingend die kürzeste Distanz zur Anlage aufweise. Lehne der Antragsteller diesen Punkt ab und bestehe er auf einen anderen Netzanschlusspunkt, der Netzausbau im Verteilnetz erfordere, entscheide die Wirtschaftlichkeit über die Verteilung der Kosten des Netzausbaus. Die Anlage werde dann je nach Sachlage unrentabel. Auch der Anschluss an die nächst höhere Netzebene erfolge nur, wenn die Anlage groß genug und der Bau notwendiger Transformatoren wirtschaftlich seien. Mit dem Wegfall der besten Standorte und Anschlusspunkte werde sich die Antragslage und Realisierungsquote in den nächsten Jahren vermutlich reduzieren. Es sei daher laut Verteilnetzbetreiber zu erwarten, dass einige beantragte Anlagen nicht umgesetzt oder in ihrer Leistung soweit reduziert würden, dass sie noch am gewünschten Punkt angeschlossen werden könnten. Die ausgewiesene Gesamtanschlussleistung werde durch diesen Effekt tendenziell zu hoch eingeschätzt.

## **4) Abstandsregelung**

Nach Angaben einiger Verteilnetzbetreiber könnte sich auf Grund der bayrischen Abstandsregelung die Antrags- und Realisierungsquote in Bayern reduzieren (10 H Regelung). Einige Verteilnetzbetreiber weisen darauf hin, dass eine Abstandsregelung wie in Bayern auch in anderen Bundesländern eingeführt werden könnte.

## **5) Mehrfachanträge**

Die Verteilnetzbetreiber gehen davon aus, dass einige Antragsteller bei verschiedenen Verteilnetzbetreibern Anträge stellen. In der Region mit dem besten Anschlusspunkt oder der schnellsten Realisierungsgeschwindigkeit/Wahrscheinlichkeit werde die Anlage dann umgesetzt, in den anderen Regionen verfallende der Antrag samt der reservierten Anschlussleistung. Einige Anschlussbegehren gingen darum mehrfach in die abgefragte Antragsleistung ein. Eine Abschät-

zung des Anteils der Mehrfachanträge sei den Verteilnetzbetreibern nicht möglich, weshalb für die Auswertung kein prozentualer Abschlag auf die beantragte Anschlussleistung vorgenommen werden könne.

## **6) Inbetriebnahme der Windenergieanlagen**

Das in der Abfrage angegebene voraussichtliche Datum der Inbetriebnahme sei nach Auskunft der Verteilnetzbetreiber in den meisten Fällen nur eine grobe Schätzung. Ob eine beantragte Anlage in den abgefragten drei Jahren tatsächlich realisiert werde, könne nicht abgeschätzt werden. Nach Rückfrage bei den Verteilnetzbetreibern wurden Realisierungsdauern von etwas über einem Jahr bis fünf Jahre genannt; belastbare statistische Daten lägen laut den Verteilnetzbetreibern nicht vor. Die für den Abfragezeitraum ausgewiesenen Werte beinhalten daher wahrscheinlich auch beantragte Anlagen, die erst nach den von der Bundesnetzagentur abgefragten Zeitrahmen (2014-2016) realisiert werden und das Ergebnis nach oben verfälschen.

## **7) Realisierungsquote**

Die in der Abfrage angegebene Realisierungsquote wurde wegen der hohen Streuung (0 %-100 %) im Rahmen der Telefonabfrage genauer untersucht. Viele Verteilnetzbetreiber stützen sich bei ihren Angaben auf die Erfahrungswerte ihrer Fachexperten. Einige Verteilnetzbetreiber geben an, die Antragslage der letzten Jahre mit den realisierten Projekten der letzten Jahre verglichen zu haben. Andere Verteilnetzbetreiber nutzen bewusst keine Daten oder Erfahrungswerte aus der Vergangenheit, und schätzen den Wert grob ab, da die Entwicklung der Zukunft sich von der bisherigen Entwicklung erheblich unterscheiden werde. Wenige Verteilnetzbetreiber geben keine Quote an, da die Vielzahl an Einflussfaktoren eine Abschätzung unmöglich mache.

## **8) Repowering**

Im Zuge der Telefonabfrage wurde deutlich, dass die in der Abfrage ausgewiesene Antragsleistung einen Bruttowert darstellt. Rückbauten im Rahmen von Repowering-Maßnahmen werden nach Angaben fast aller Verteilnetzbetreiber in den Daten der Abfrage durch die Bundesnetzagentur nicht ausgewiesen. Der Altanlagenrückbau wird nur von zwei Verteilnetzbetreibern ausdrücklich ausgewiesen. Demnach ist die Stilllegung von Altanlagen in den von den Verteilnetzbetreibern angegebenen Werten noch nicht enthalten, obwohl diese für den relevanten Nettozubaup in Abzug zu bringen sind.

Die in der Verteilnetzbetreiberabfrage ermittelten Daten werden den Übertragungsnetzbetreibern zur Verwendung in der Regionalisierung zur Verfügung gestellt. Ehe die Daten verwendet werden, sind sie von den Übertragungsnetzbetreibern jedoch nach Ansicht der Bundesnetzagentur um einen Anteil, der das Repowering abbildet, zu korrigieren. Denn es ist offensichtlich, dass die auf den Daten der Verteilnetzbetreiber ermittelten prognostizierten jährlichen bundesweiten Brutto-Zuwächse zwischen 2014 und 2016 von etwa 6,5 GW weit höher als die von der Bundesnetzagentur in den Szenarien prognostizierten Netto-Zubauraten von 1,6 GW, 2,1 GW oder

2,5 GW liegen. Dennoch sollen die Daten der Verteilnetzbetreiber-Abfrage für die Regionalisierung genutzt werden. Denn die Daten der Verteilnetzbetreiber-Abfrage werden ausschließlich zur Ermittlung der kurzfristigen Entwicklung (kurzfristiger Stützpunkt) des Wind Onshore-Zubaus bis 2016 benutzt. Diese kurzfristige Betrachtung trägt auch dem Gedanken Rechnung, dass die jüngst erlassene EEG-Novellierung mit ihren jährlichen Ausbaupfaden gemäß § 3 EEG eine gewisse Übergangszeit benötigt, damit die beabsichtigten Mechanismen (atmender Förderdeckel) für einen koordinierten Ausbau auch greifen. Ferner ist für die Berücksichtigung der Ergebnisse der Verteilnetzbetreiber-Abfrage im Rahmen der Regionalisierung im Wesentlichen das relative Verhältnis der installierten Wind Onshore Leistung zueinander maßgeblich. Wird unterstellt, dass die zuvor genannten Einflussfaktoren in Summe gleichmäßig die Ergebnisse aller Verteilnetzbetreiber betreffen, kann mit den Daten der Abfrage das relative Verhältnis des kurzfristigen Zubaus zwischen den einzelnen Regionen in Deutschland ausreichend genau dargestellt werden.

## **2 Abfrage der regionalen Planungsverbände (Raumordnungsabfrage)**

In den dies- und letztjährigen Diskussionen zum Szenariorahmen wurde vielfach der Wunsch geäußert, für die Ermittlung des Windenergiepotenzials, die in den deutschen Planungsregionen ausgewiesenen Windflächen näher zu untersuchen. Für eine entsprechende Einschätzung der Sach- und Rechtslage benötigte die Bundesnetzagentur demnach Angaben über die raumbedeutsame Nutzung von Windenergie anhand der aktuell gültigen Regionalplanung in den jeweiligen Planungsregionen Deutschlands, insbesondere alle aktuellen, nach Raumordnungsrecht ausgewiesenen Windflächen. Hierfür hat die Bundesnetzagentur mittels eines Fragebogens Auskünfte über die Windflächen und die Konkretisierung des Erzeugungspotenzials des Energieträgers Wind Onshore innerhalb der regionalen Planungsgebiete der Bundesländer erbeten. Bei der Erstellung des Fragebogens wurden Vertreterinnen und Vertreter der obersten Landesplanungsbehörden der Bundesländer (Ebene Landesplanung) umfassend konsultiert. Adressaten des Fragebogens waren die jeweiligen regionalen Planungsverbände der Bundesländer (Ebene Regionalplanung). Nicht befragt wurden die Gemeinden bzw. kommunalen Planungsverbände (Ebene Ortsplanung/Bauleitplanung).

Der Aufbau der Abfrage gliederte sich in zwei unterschiedliche Teilbereiche: Für die Ermittlung der Gesamtfläche erbat die Bundesnetzagentur von den regionalen Planungsregionen die derzeit ausgewiesenen Windflächen. Für die Konkretisierung des Erzeugungspotenzials erbat die Bundesnetzagentur von den regionalen Planungsbehörden die Anzahl und den (Referenz-)Typ der Windenergieanlagen.

In dem ersten Teil der Abfrage wurde zunächst nach konkreten von der Landesregierung vorgegebenen Ausbauzielen für die jeweilige Planungsregion gefragt. Daran schloss sich die Frage an, wann der aktuell gültige Regionalplan mit Windenergieflächen in Kraft trat. Ferner sollten die

aktuell ausgewiesenen Flächen nach § 8 Abs. 7 ROG für die jeweilige Planungsregionen in km<sup>2</sup> genannt werden, kategorisiert nach Vorbehaltsgebieten, Vorranggebieten mit und ohne Ausschlusswirkung sowie Eignungsgebieten. Der erste Teil der Abfrage schloss mit der Frage ab, welcher Anteil der Windenergieanlagen an der installierten Gesamtkapazität schätzungsweise außerhalb der aktuell nach § 8 Abs. 7 ROG ausgewiesenen Flächen stehe.

In dem zweiten Teil der Abfrage wurde nach der Höhe des Abdeckungsgrads der bereits errichteten bzw. genehmigten Windenergieanlagen, die in den aktuell festgelegten und nach § 8 Abs. 7 ROG ausgewiesenen Gebieten liegen, gefragt. Ferner wurde um die Angabe einer Referenzanlage zur Abschätzung des realisierbaren Erzeugungspotenzials gebeten. Darüber hinaus wurde noch danach gefragt, wie viele Windenergieanlagen im Durchschnitt auf einen km<sup>2</sup> ausgewiesener Fläche errichtet worden sind.

Zusätzlich wurde von den regionalen Planungsbehörden eine Einschätzung erbeten, ob sie bei einer Fortschreibung des jeweils gültigen Regionalplans zusätzlich Flächenpotenzial für die Windenergienutzung nach § 8 Abs. 7 ROG sehen (z. B. aufgrund anstehender Fortschreibung, neuer Abstandsregelungen, Nutzung von Windflächen, Änderung von Umweltschutzbestimmungen, Zielabweichungsverfahren, etc.).

Von den 114 befragten regionalen Raumordnungsbehörden haben 107 regionale Raumordnungsbehörden geantwortet. Die Planungsbehörden haben insbesondere Angaben zur Anzahl der Windkraftanlagen pro km<sup>2</sup>, zur Leistung pro Windenergieanlage in MW und zur Gesamtsumme der ausgewiesenen Flächen machen können (siehe Anlage A-2). Die regionalen Raumordnungsbehörden der Bundesländer Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Bayern konnten allerdings nur zum Teil Regionalpläne in ihren Planungsregionen ausweisen.

Die Qualität der gemeldeten Daten war teilweise sehr heterogen. Dies betrifft vor allem die Anzahl der Windenergieanlagen pro km<sup>2</sup>, die je nach Bundesland im Durchschnitt von 6,2 bis zu 14,0 Windenergieanlagen reicht. Recht homogen hingegen war die Standardleistung der Windenergieanlagen, die je nach Bundesland zwischen 2 MW und 3 MW variierte. Durch die in der Abfrage ermittelten planerischen Festlegungen wird eine bundesweite Fläche von 2.786 km<sup>2</sup> für den Bau von Windkraftanlagen raumordnungsrechtlich gesichert, was 0,78 % des Bundesgebietes entspricht. Hinzu kamen zahlreiche Ergänzungen der regionalen Planungsbehörden, die sich auf den individuellen Planungsstand der jeweiligen Region und sonstige berücksichtigungswürdige Umstände (z. B. Gerichtsurteile, Potenzialstudien, Umwelt- und Artenschutz) bezogen.

Die befragten regionalen Planungsbehörden kritisierten mehrfach, dass große Abfragelücken entstünden, wenn die abschließende Steuerung des Windenergieausbaus nicht auf der regionalplanerischen Ebene erfolge, sondern auch auf kommunaler Ebene möglich sei. So erfolgten in manchen Bundesländern die Windplanungen auf regionaler Ebene grundsätzlich ohne außergebietliche Ausschlusswirkung, d. h. der Windenergie stünden auch umfassende Möglichkeiten

im Rahmen der Bauleitplanung und/oder der Außenbereichsprivilegierung nach § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB offen. In diesen Regionen erfolge die Steuerung der Windenergienutzung über die Bauleitplanung, die jedoch mit der aktuellen Systematik des Fragebogens nicht hinreichend erfasst werde. Demzufolge handele es sich in allen Fällen, in denen über die Bauleitplanung zusätzlich Flächen außerhalb der regionalplanerischen Gebiete für die Nutzung der Windenergie bereitgestellt würden, um ein ungeklärtes Informationsdelta.

Der Fragebogen sei ferner für alle Bundesländer nachteilig, in denen es aktuell Regionen ohne Regionalpläne gebe. In diesen Ländern (gemäß Abfrage Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Bayern) werde ein erheblicher Anteil der planerisch für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen gar nicht erst erfasst. So bestünde keine Verpflichtung zur Flächenausweisung in den Regionalplänen, gleichwohl erfolge in den betroffenen Regionen die Ausweisung für die Windenergienutzung (ausschließlich) auf kommunaler Ebene. Nur über die Erfassung der kommunalen Planungen könne ein repräsentatives Bild ermittelt werden.

Ferner liegen gemäß der Abfrage bei den meisten der regionalen Planungsverbände mehr als 15 % der Windenergieanlagen außerhalb der nach § 8 Abs. 7 ROG ausgewiesenen Flächen. Gemäß der Analyse „Windenergieanlagen und Raumordnungsgebiete“ des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung befinden sich nur 51 % des gegenwärtigen deutschen Windenergieanlagenbestandes in aktuell ausgewiesenen Raumordnungsgebieten und angrenzenden 100-m-Pufferzonen. Werden allerdings nur Windenergieanlagen der Regionen betrachtet, die auch Raumordnungsgebiete für Windkraftnutzung ausgewiesen haben, so steigt der Anteil der Anlagen in diesen Gebieten auf 69 %. In einigen Planungsregionen wurden also auch in erheblichem Maße Windkraftanlagen außerhalb der aktuell ausgewiesenen Raumordnungsgebiete errichtet. Diese Zahlen verdeutlichen, dass ein beachtlicher Anteil der von den regionalen Planungsbehörden ausgewiesenen Flächen gegenwärtig nur eingeschränkt zur Geltung kommt. Allerdings wird heute in vielen Regionen im Rahmen des Repowerings versucht, Anreize für die Demontage von veralteten Windenergieanlagen mit Standorten außerhalb von Raumordnungsgebieten zu schaffen, um eine disperse Verteilung von Windkraftanlagen in den Planungsregionen zu vermeiden. Jedoch kann dieser Effekt aus Sicht der Bundesnetzagentur gegenwärtig noch nicht ausreichend quantifiziert werden.

Die soeben genannten Unklarheiten lassen die Verwendung der Daten der regionalen Raumordnungsbehörden für die unmittelbare Bestimmung eines regional prognostizierten Zubaus für Wind Onshore nicht zu. Die diesjährigen Angaben der regionalen Planungsbehörden alleine erscheinen (noch) nicht als valide Ausgangsbasis zur Bestimmung belastbarer Zubauten in den kommenden 10 bis 20 Jahren. Zusammen mit den Erkenntnissen aus der VNB-Abfrage sowie der Berücksichtigung der historischen Zubauentwicklung liefern diese Daten wertvolle Informationen im Rahmen der Regionalisierung.

## **E Begründung der Nebenbestimmungen**

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

### **1 Kraft-Wärme-Kopplung**

Die Nebenbestimmung soll sicherstellen, dass in allen Szenarien, trotz bzw. gerade wegen der vorgenommenen Änderungen, der letztlich geleistete Beitrag zur Erfüllung des energiepolitischen Ziels der Erhöhung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung ermittelt und transparent dargestellt wird.

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

### **2 EE-Anteil am Bruttostromverbrauch**

Die Nebenbestimmung soll sicherstellen, dass in allen Szenarien, trotz bzw. gerade wegen der vorgenommenen Änderungen, der letztlich geleistete Beitrag zur Erfüllung des energiepolitischen Ziel der Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ermittelt und transparent dargestellt wird.

Im Szenariorahmen wird nur der Nettostromverbrauch bestätigt. Für die Ermittlung des Bruttostromverbrauchs sind dem Nettostromverbrauch der Kraftwerkseigenverbrauch, die Arbeit für den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken und die durch den Transport bedingten Netzverluste im Übertragungsnetz hinzu zu addieren. Diese Größen können jedoch nur im Voraus abgeschätzt werden und ergeben sich erst aus der Marktsimulation und der Netzberechnung. Insofern kann erst auf Basis des nach der Marktsimulation und der Netzberechnung errechneten Bruttostromverbrauchs der tatsächliche EE-Anteil bestimmt werden.

### **3 Treibhausgasemission und Primärenergieverbrauch**

Die Nebenbestimmung soll sicherstellen, dass in allen Szenarien, trotz bzw. gerade wegen der vorgenommenen Änderungen, der letztlich geleistete Beitrag zur Erfüllung der sektorübergreifenden energiepolitischen Ziele der Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Senkung des Primärenergieverbrauchs ermittelt und transparent dargestellt wird.

Im Einzelnen bietet es sich an, den Beitrag wie folgt zu ermitteln: Von den sektorspezifischen Werten des Jahres 1990 für die Treibhausgasemissionen bzw. des Jahres 2008 für den Primärenergieverbrauch werden die für das Zieljahr 2025 ermittelten Treibhausgasemissionen bzw. der für das Zieljahr 2025 ermittelte Primärenergieverbrauch des Sektors der Stromerzeugung subtrahiert. Die Differenz wird sodann durch die sektorübergreifenden Werte des Jahres 1990 für die Treibhausgasemissionen bzw. des Jahres 2008 für den Primärenergieverbrauch dividiert.

Im Szenariorahmen selbst lassen sich für die Szenarien A 2025, B1 2025 und B1 2035 keine Aussagen zu Treibhausgasemissionen und zum Primärenergieverbrauch treffen, da der Szenariorahmen insoweit lediglich Annahmen zur installierten Erzeugungsleistung enthält. Zur Bestimmung der Treibhausgasemissionen und des Primärenergieverbrauchs bedarf es einer Marktsimulation, die der Genehmigung des Szenariorahmens folgt.

In den Szenarien B2 2025, C 2025 und B2 2035 entsprechen die Treibhausgasemissionen den Zielen der Bundesregierung, da deren Einhaltung durch eine mathematische Nebenbedingung im Rahmen der Marktmodellierung von den Übertragungsnetzbetreibern sichergestellt wird.

## **F Hinweise zu den Kosten**

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

## **G Hinweise zu den Fristen**

Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber, dass eine Erstellung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2025 bis zum 3. März 2015 nicht möglich sei.

Die Bundesnetzagentur hat bewusst die Entscheidung der Bundesregierung über den weiteren Umgang mit den energiepolitischen Zielen abgewartet und die Genehmigung des Szenariorahmens erst vor dem Hintergrund des Kabinettsbeschlusses vom 3. Dezember 2014 finalisiert. Diese Verzögerung kommt der Qualität der Szenarien zu Gute, macht aber eine Streckung des Zeitplans unausweichlich. Die Bundesnetzagentur erwartet daher, dass die Übertragungsnetzbetreiber spätestens am 15. Juli 2015 auf der Grundlage des Szenariorahmens gemeinsam einen nationalen Netzentwicklungsplan 2025 und Offshore-Netzentwicklungsplan 2025 zur Bestätigung vorlegen.

---

### Rechtsmittelbelehrung

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

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

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

(Jochen Homann)

Präsident der Bundesnetzagentur

Bonn, den 19. Dezember 2014

## Anhang

## A-1 Kraftwerksliste

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0640	HKW Mannheim	Turbine 3	Abfall	nein	68169	Mannheim	Baden-Württemberg	2005	Nein				In Betrieb	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
BNA0641a	HKW Mannheim	Turbine 60	Abfall	Ja	68169	Mannheim	Baden-Württemberg	2009	Nein				In Betrieb	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1
BNA0641b	HKW Mannheim	Turbine D.0	Abfall	Ja	68169	Mannheim	Baden-Württemberg	2012	Nein				In Betrieb	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
BNA0641c	HKW Mannheim	Turbine E.0	Abfall	Ja	68169	Mannheim	Baden-Württemberg	2012	Nein				In Betrieb	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
BNA0939a	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT19 neu	Abfall	Ja	70376	Stuttgart	Baden-Württemberg	2009	Nein				In Betrieb	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
BNA1110	Restmüllheizkraftwerk Böblingen	Müllverbrennung	Abfall	ja	71032	Böblingen	Baden-Württemberg	1999	Nein				In Betrieb	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
BNA1139	TREA Breisgau		Abfall	Ja	79427	Eschbach	Baden-Württemberg	2005	Nein				In Betrieb	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
BNA1144	EEW Göppingen	Turb. Neu	Abfall	Ja	73037	Göppingen	Baden-Württemberg	2009	Nein				In Betrieb	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
BNA0746	HKW Sandreuth		Abfall	Ja	90441	Nürnberg	Bayern	1996	Nein				In Betrieb	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
BNA0845	MHKW	T1a/b, T2	Abfall	Ja	83022	Rosenheim	Bayern	1988	Nein				In Betrieb	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
BNA0895	GKS	entfällt	Abfall	Ja	97424	Schweinfurt	Bayern	1994	Nein				In Betrieb	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4
BNA1119	MHKW Burgkirchen		Abfall	Nein	84508	Burgkirchen	Bayern	1994	Nein				In Betrieb	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
BNA1161	MVA Ingolstadt	Müllheizkraftwerk (MHKW)	Abfall	Ja	85055	Ingolstadt	Bayern	1984	Nein				In Betrieb	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5
BNA1254	Müllkraftwerk Schwandorf		Abfall	Ja	92421	Schwandorf	Bayern	1982	Nein				In Betrieb	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0
BNA1295	AVA GmbH	AHKW	Abfall	ja	86167	Augsburg	Bayern	1993	Nein				In Betrieb	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
BNA1449a	Turbosatz 1		Abfall	Ja	97076	Würzburg	Bayern	1984	Nein				In Betrieb	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
BNA1449b	Turbosatz 2		Abfall	Nein	97076	Würzburg	Bayern	1998	Nein				In Betrieb	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energeträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0969a	Nord 1	1	Abfall	Ja	85774	Unterföhring	Bayern	1992	Nein				In Betrieb	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
BNA0969c	Nord 3	3	Abfall	Ja	85774	Unterföhring	Bayern	1984	Nein				In Betrieb	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
BNA0084	Reuter	Reuter M	Abfall	Ja	13599	Berlin	Berlin	1998	Nein				In Betrieb	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
BNA0380	EEW Großräschen		Abfall	Ja	1983	Großräschen	Brandenburg	2008	Nein				In Betrieb	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3
BNA0855	IKW Rüdersdorf		Abfall	Nein	15562	Rüdersdorf bei Berlin	Brandenburg	2009	Nein				In Betrieb	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
BNA1232	ZWSF	ZWSF	Abfall	Nein	14727	Premnitz	Brandenburg	2002	Nein				In Betrieb	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
BNA1233	EVE	EVE	Abfall	Ja	14727	Premnitz	Brandenburg	2009	Nein				In Betrieb	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
BNA1255	Kraftwerk Schwedt GmbH & Co.KG		Abfall	Ja	16303	Schwedt	Brandenburg	2011	Nein				In Betrieb	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9
BNA1510	Hamburger Rieger		Abfall	Ja	3130	Spremberg	Brandenburg	2013	Nein				In Betrieb	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7
BNA0139	KW Hafen	MKK	Abfall	Nein	28237	Bremen	Bremen	2009	Nein				In Betrieb	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0
BNA1114	MHKW	MHKW	Abfall	Ja	28219	Bremen	Bremen	2012	Nein				In Betrieb	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
BNA1116	BEG		Abfall	ja	27570	Bremerhaven	Bremen	1977	Nein				In Betrieb	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
	MHKW	MHKW	Abfall	Ja	28219	Bremen	Bremen		Nein				In Bau	0	52,0	52,0	52,0	52,0
BNA0398	MVR Müllverwertung		Abfall	Ja	21129	Hamburg	Hamburg	1999	Nein				In Betrieb	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
BNA0287a	MHKW Frankfurt	T 3 (nur alleiniger Betrieb, kein gemeinsamer Betrieb mit T 7 möglich)	Abfall	Ja	60440	Frankfurt am Main	Hessen	1998	Nein				In Betrieb	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
BNA0287b	MHKW Frankfurt	T 7 (nur alleiniger Betrieb, kein gemeinsamer Betrieb mit T 3 möglich)	Abfall	Ja	60439	Frankfurt am Main	Hessen	2006	Nein				In Betrieb	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5
BNA1168	Müllheizkraftwerk		Abfall	Ja	34123	Kassel	Hessen	1985	Nein				In Betrieb	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
BNA1222	Müllheizkraftwerk Offenbach		Abfall	Ja	63069	Offenbach	Hessen	1972	Nein				In Betrieb	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
BNA1243	EBS-HKW Rostock		Abfall	Ja	18147	Rostock	Mecklenburg-Vorpommern	2009	Nein				In Betrieb	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
BNA0407	Enertec Hameln	Linien 1,3,4	Abfall	ja	31789	Hameln	Niedersachsen	1912	Nein				In Betrieb	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
BNA0417	E.ON Energy	Hannover	Abfall	Nein	30659	Hannover	Niedersachsen	2005	Nein				In Betrieb	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
BNA0438	TRV Buschhaus	Linie 1-3	Abfall	Nein	38350	Helmstedt	Niedersachsen	1998	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energeträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0097	MVA Bielefeld	Linien 1 - 3	Abfall	Ja	33609	Bielefeld	Nordrhein-Westfalen	1981	Nein				In Betrieb	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0
BNA0117a	Heizkraftwerk Karlstraße	Heizkraftwerk Karlstraße	Abfall	Ja	53115	Bonn	Nordrhein-Westfalen	1991	Nein				In Betrieb	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
BNA0223a	DT	Flingern T4	Abfall	Nein	40233	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	1955	Nein				vorläufig stillgelegt	48,9	48,9	48,9	48,9	48,9
BNA0223b	DT	Flingern T1	Abfall	Ja	40233	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	2000	Nein				In Betrieb	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7
BNA0519	Karnap	B	Abfall	Ja	45329	Essen	Nordrhein-Westfalen	1987	Nein				In Betrieb	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0
BNA0599	AVEA MHKW Leverkusen	entfällt	Abfall	Ja	51373	Leverkusen	Nordrhein-Westfalen	2011	Nein				In Betrieb	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
BNA0750	GMVA Niederrhein	Ausspeisung 10/110kV (Turbine 2)	Abfall	Ja	46049	Oberhausen	Nordrhein-Westfalen	1990	Nein				In Betrieb	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4
BNA0751	GMVA Niederrhein	Ausspeisung 10/25kV (Turbine 1)	Abfall	Ja	46049	Oberhausen	Nordrhein-Westfalen	2006	Nein				In Betrieb	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1
BNA1020	MVA Weisweiler	MVA	Abfall	Ja	52249	Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	1996	Nein				In Betrieb	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
BNA1148	MVA Hamm		Abfall	ja	59075	Hamm	Nordrhein-Westfalen	1985	Nein				In Betrieb	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6
BNA1154	RZR Hertent I	RZR I	Abfall	Ja	45699	Herten	Nordrhein-Westfalen	1982	Nein				In Betrieb	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
BNA1155	RZR Hertent II	RZR II	Abfall	Nein	45699	Herten	Nordrhein-Westfalen	2009	Nein				In Betrieb	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
BNA1167	Abfallentsorgungszentrum Asdonkshof	MVA	Abfall	ja	47475	Kamp-Lintfort	Nordrhein-Westfalen	1997	Nein				In Betrieb	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
BNA1184	RMVA Köln	RMVA Köln	Abfall	Ja	50735	Köln	Nordrhein-Westfalen	1997	Nein				In Betrieb	45,1	45,1	45,1	45,1	45,1
BNA1186a	MKVA Krefeld	Turbine 3	Abfall	Ja	47829	Krefeld	Nordrhein-Westfalen	1982	Nein				In Betrieb	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
BNA1186b	MKVA Krefeld	Turbine 4	Abfall	Nein	47829	Krefeld	Nordrhein-Westfalen	2001	Nein				In Betrieb	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
BNA1186c	MKVA Krefeld	Turbine 2	Abfall	Ja	47829	Krefeld	Nordrhein-Westfalen	1976	Nein				In Betrieb	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
BNA1186d	MKVA Krefeld	Turbine 5	Abfall	Ja	47829	Krefeld	Nordrhein-Westfalen	1997	Nein				In Betrieb	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
BNA1186e	MKVA Krefeld	Turbine 1	Abfall	Ja	47829	Krefeld	Nordrhein-Westfalen	1976	Nein				In Betrieb	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
BNA1289	AMK		Abfall	Ja	58636	Iserlohn	Nordrhein-Westfalen	1981	Nein				In Betrieb	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
BNA1316	Müllheizkraftwerk		Abfall	Ja	42349	Wuppertal	Nordrhein-Westfalen	1976	Nein				In Betrieb	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
BNA1490	EBKW Knapsack		Abfall	Ja	50354	Hürth	Nordrhein-Westfalen	2008	Nein				In Betrieb	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4
BNA0616a	Kläranlage	Z564	Abfall	Ja	67056	Ludwigshafen	Rheinland-Pfalz	1992	Nein				In Betrieb	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA1197	FHKW Ludwigshafen	FHKW	Abfall	ja	67063	Ludwigshafen	Rheinland-Pfalz	1954	Nein				In Betrieb	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7
BNA1199	MHKW Mainz		Abfall	Ja	55120	Mainz	Rheinland-Pfalz	2009	Nein				In Betrieb	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
BNA1229	MHKW Pirmasens		Abfall	Ja	66954	Pirmasens	Rheinland-Pfalz	1999	Nein				In Betrieb	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
BNA1291	IHKW Andernach		Abfall	Ja	56626	Andernach	Rheinland-Pfalz	2009	Nein				In Betrieb	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4
BNA1447a		G2	Abfall	Ja	67547	Worms	Rheinland-Pfalz	1990	Nein				In Betrieb	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
BNA1447b		G3/Kontu	Abfall	Nein	67547	Worms	Rheinland-Pfalz	2011	Nein				In Betrieb	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
BNA1244	AVA Velsen		Abfall	Nein	66127	Saarbrücken-Velsen	Saarland	1997	Nein				In Betrieb	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5
BNA1448	AHKW Neunkirchen	Linie 3 + 4	Abfall	Ja	66538	Neunkirchen	Saarland	1999	Nein				In Betrieb	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
BNA1190	Thermische Abfallbehandlung		Abfall	Ja	2991	Lauta	Sachsen	2004	Nein				In Betrieb	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
BNA0088a	Dampfturbinenanlage der EBS-Kessel		Abfall	Ja	6406	Bernburg	Sachsen-Anhalt	2010	Nein				In Betrieb	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0590	TREA Leuna	Linie 1	Abfall	Nein	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	2005	Nein				In Betrieb	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
BNA0591	TREA Leuna	Linie 2	Abfall	Nein	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	2007	Nein				In Betrieb	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
BNA0622	MHKW Rothensee	Block 1	Abfall	Ja	39126	Magdeburg	Sachsen-Anhalt	2005	Nein				In Betrieb	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2
BNA0623	MHKW Rothensee	Block 2	Abfall	Ja	39126	Magdeburg	Sachsen-Anhalt	2006	Nein				In Betrieb	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2
BNA1108	PD energy GmbH		Abfall	ja	6749	Bitterfeld-Wolfen	Sachsen-Anhalt	2010	Nein				In Betrieb	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
BNA1198	SITA Abfallverwertung GmbH		Abfall	ja	6686	Lützen OT Zorbau	Sachsen-Anhalt	2005	Nein				In Betrieb	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4
BNA1262	EVZA Energie- und Verwertungszentrale GmbH		Abfall	Ja	39418	Stäbfurt	Sachsen-Anhalt	2008	Nein				In Betrieb	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
BNA1261	EEW Stapelfeld GmbH		Abfall	Ja	22145	Stapelfeld	Schleswig-Holstein	1978	Nein				In Betrieb	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4
BNAP009	Heizkraftwerk NMS	Turbine 6 (Ersatz f. T3 u. T5)	Abfall	Ja	24534	Neumünster	Schleswig-Holstein	2014	Nein				In Bau	0	20,7	20,7	20,7	20,7
BNA1286	Restabfallbehandlungsanlage	1	Abfall	Ja	98544	Zella-Mehlis	Thüringen	2007	Nein				In Betrieb	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
BNA0081	Klingenberg	Klingenberg	Braunkohle	Ja	10317	Berlin	Berlin	1981	Nein				In Betrieb	164	164	164	0	0
BNA0183	HKW Cottbus	1	Braunkohle	Ja	3052	Cottbus	Brandenburg	1999	Nein				In Betrieb	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
BNA0284	Heizkraftwerk FFO	Block1-GuD-EK	Braunkohle	Ja	15236	Frankfurt Oder	Brandenburg	1997	Nein				In Betrieb	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
BNA0785	KW Jänschwalde	A	Braunkohle	Ja	3185	Peitz	Brandenburg	1981	Nein				In Betrieb	465	465	465	0	0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0786	KW Jänschwalde	B	Braunkohle	Ja	3185	Peitz	Brandenburg	1982	Nein				In Betrieb	465	465	465	0	0
BNA0787	KW Jänschwalde	C	Braunkohle	Ja	3185	Peitz	Brandenburg	1984	Nein				In Betrieb	465	465	465	0	0
BNA0788	KW Jänschwalde	D	Braunkohle	Ja	3185	Peitz	Brandenburg	1985	Nein				In Betrieb	465	465	465	0	0
BNA0789	KW Jänschwalde	E	Braunkohle	Ja	3185	Peitz	Brandenburg	1987	Nein				In Betrieb	465	465	465	0	465
BNA0790	KW Jänschwalde	F	Braunkohle	Ja	3185	Peitz	Brandenburg	1989	Nein				In Betrieb	465	465	465	0	465
BNA0914	Schwarze Pumpe	A	Braunkohle	Ja	3130	Spremberg	Brandenburg	1997	Nein				In Betrieb	750	750	750	750	750
BNA0915	Schwarze Pumpe	B	Braunkohle	Ja	3131	Spremberg	Brandenburg	1998	Nein				In Betrieb	750	750	750	750	750
	KWK-Anlagen <10MW		Braunkohle	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
	KWK-Anlagen <10MW		Braunkohle	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
	KWK-Anlagen <10MW		Braunkohle	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
BNA0523	FKK		Braunkohle	Ja	34134	Kassel	Hessen	1988	Nein				In Betrieb	33,5	33,5	33,5	0	33,5
BNA0439	Buschhaus	D	Braunkohle	Nein	38350	Helmstedt	Niedersachsen	1985	Nein				In Betrieb	352	352	352	0	0
BNA0292	Frechen/Wachtberg	Frechen/Wachtberg	Braunkohle	Ja	50226	Frechen	Nordrhein-Westfalen	1959	Nein				In Betrieb	118	0	0	0	0
BNA0313	Frimmersdorf	P	Braunkohle	Ja	41517	Grevenbroich-Frimmersdorf	Nordrhein-Westfalen	1966	Nein				In Betrieb	284	0	0	0	0
BNA0314	Frimmersdorf	Q	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich-Frimmersdorf	Nordrhein-Westfalen	1970	Nein				In Betrieb	278	0	0	0	0
BNA0489	Goldenberg	E	Braunkohle	Ja	50354	Hürth	Nordrhein-Westfalen	1992	Ja (2015)				In Betrieb	66,0	0	0	0	0
BNA0490	Goldenberg	F	Braunkohle	Ja	50354	Hürth	Nordrhein-Westfalen	1993	Ja (2015)				In Betrieb	85,0	0	0	0	0
BNA0491	Ville/Berrenrath	Ville/Berrenrath	Braunkohle	Ja	50354	Hürth	Nordrhein-Westfalen	1991	Nein				In Betrieb	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
BNA0543	HKW Merkenich	Block 6	Braunkohle	Ja	50769	Köln	Nordrhein-Westfalen	2010	Nein				In Betrieb	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3
BNA0696	Neurath	A	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich-Neurath	Nordrhein-Westfalen	1972	Nein				In Betrieb	277	0	0	0	0
BNA0697	Neurath	B	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich-Neurath	Nordrhein-Westfalen	1972	Nein				In Betrieb	288	0	0	0	0
BNA0698	Neurath	C	Braunkohle	Nein	41517	Grevenbroich-Neurath	Nordrhein-Westfalen	1973	Nein				In Betrieb	292	0	0	0	0
BNA0699	Neurath	D	Braunkohle	Ja	41517	Grevenbroich-	Nordrhein-Westfalen	1975	Nein				In Betrieb	607	0	0	0	0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energeträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0700	Neurath	E	Braunkohle	Ja	41517	Neurath	Nordrhein-Westfalen	1976	Nein				In Betrieb	604	604	0	0	0
BNA0705	Niederaußem	D	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1968	Ja (2019)				in Betrieb	297	0	0	0	0
BNA0706	Niederaußem	F	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1971	Ja (2019)				in Betrieb	299	0	0	0	0
BNA0707	Niederaußem	H	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1974	Nein				in Betrieb	648	0	0	0	0
BNA0708	Niederaußem	G	Braunkohle	Ja	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1974	Nein				in Betrieb	653	0	0	0	0
BNA0709	Niederaußem	K	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	2002	Nein				In Betrieb	944	944	944	944	944
BNA0710	Niederaußem	B	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1963	Nein				vorläufig stillgelegt	125	0	0	0	0
BNA0711	Niederaußem	A	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1963	Nein				vorläufig stillgelegt	125	0	0	0	0
BNA0712	Niederaußem	C	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1965	Ja (2019)				in Betrieb	294	0	0	0	0
BNA0713	Niederaußem	E	Braunkohle	Nein	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1970	Ja (2019)				in Betrieb	295	0	0	0	0
BNA0714	Fortuna Nord	Fortuna Nord	Braunkohle	Ja	50129	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1984	Nein				In Betrieb	15,0	15,0	15,0	0	0
BNA1025	Weisweiler	E	Braunkohle	Nein	52249	Eschweiler-Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	1965	Nein				In Betrieb	312	0	0	0	0
BNA1026	Weisweiler	F	Braunkohle	Nein	52249	Eschweiler-Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	1967	Nein				In Betrieb	304	0	0	0	0
BNA1027	Weisweiler	G	Braunkohle	Ja	52249	Eschweiler-Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	1974	Nein				In Betrieb	592	0	0	0	0
BNA1028	Weisweiler	H	Braunkohle	Ja	52249	Eschweiler-Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	1975	Nein				In Betrieb	592	0	0	0	0
BNA1097	Kohlekraftwerk	K06	Braunkohle	Ja	53909	Zülpich	Nordrhein-Westfalen	2010	Nein				In Betrieb	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
BNA1141	P&L Werk Euskirchen	Kessel 4 / 6	Braunkohle	ja	53879	Euskirchen	Nordrhein-Westfalen	2013	Nein				In Betrieb	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
BNA1164	P&L Werk Jülich	Kessel 5	Braunkohle	ja	52428	Jülich	Nordrhein-Westfalen	2004	Nein				In Betrieb	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6
BNA1293a	Kraftwerk	K1/TG1	Braunkohle	ja	50127	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1995	Nein				vorläufig stillgelegt	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
BNA1293b	Kraftwerk	K2/TG2	Braunkohle	Ja	50127	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1995	Nein				In Betrieb	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA1401a	BoA 2	Neurath F	Braunkohle	nein	41517	Grevenbroich	Nordrhein-Westfalen	2012	Nein				In Betrieb	1050	1050	1050	1050	1050
BNA1401b	BoA 3	Neurath G	Braunkohle	nein	41517	Grevenbroich	Nordrhein-Westfalen	2012	Nein				In Betrieb	1050	1050	1050	1050	1050
BNA1451	HKW Sachtleben		Braunkohle	Ja	47198	Duisburg	Nordrhein-Westfalen	1962	Nein				In Betrieb	27,5	0	0	0	0
BNA1511a	Düren	Kessel 4	Braunkohle	Ja	52355	Düren	Nordrhein-Westfalen	1983	Nein				in Betrieb	9,3	9,3	9,3	0	0
BNA0115	Lippendorf	R	Braunkohle	Ja	4007	Böhlen	Sachsen	2000	Nein				In Betrieb	875	875	875	875	875
BNA0116	Braunkohlekraftwerk Lippendorf	LIP S	Braunkohle	Ja	4564	Böhlen	Sachsen	1999	Nein				In Betrieb	875	875	875	875	875
BNA0122	Boxberg	N	Braunkohle	Ja	2943	Boxberg	Sachsen	1979	Nein				In Betrieb	465	465	0	0	0
BNA0123	Boxberg	P	Braunkohle	Ja	2944	Boxberg	Sachsen	1980	Nein				In Betrieb	465	465	0	0	0
BNA0124	Boxberg	Q	Braunkohle	Ja	2945	Boxberg	Sachsen	2000	Nein				In Betrieb	857	857	857	857	857
BNA0177	HKW Chemnitz Nord II	Block B	Braunkohle	Ja	9115	Chemnitz	Sachsen	1988	Nein				In Betrieb	56,8	56,8	56,8	0	56,8
BNA0179	HKW Chemnitz Nord II	Block C	Braunkohle	Ja	9116	Chemnitz	Sachsen	1990	Nein				In Betrieb	90,8	90,8	90,8	0	90,8
BNA1404	Boxberg	R	Braunkohle	Nein	2943	Boxberg	Sachsen	2012	Nein				In Betrieb	640	640	640	640	640
BNA0194	Kraftwerk Dessau		Braunkohle	Ja	6842	Dessau-Roßlau	Sachsen-Anhalt	1996	Ja (2018)				In Betrieb	49,0	0	0	0	0
BNA0196	Deuben		Braunkohle	Ja	6682	Teuchern	Sachsen-Anhalt	1936	Nein				In Betrieb	67,0	0	0	0	0
BNA0878	Schkopau	A	Braunkohle	Ja	6258	Schkopau	Sachsen-Anhalt	1996	Nein				In Betrieb	450	450	450	450	450
BNA0879	Schkopau	B	Braunkohle	Ja	6258	Schkopau	Sachsen-Anhalt	1996	Nein				In Betrieb	450	450	450	450	450
BNA1002	Wähltitz		Braunkohle	Ja	6679	Wähltitz	Sachsen-Anhalt	1994	Nein				In Betrieb	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0
BNA1185	P&L Werk Könnern	Kessel 1 und 2	Braunkohle	Ja	6420	Könnern	Sachsen-Anhalt	1993	Nein				In Betrieb	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3
BNA1400a	EZ1	WSK	Braunkohle	Ja	6712	Zeitz	Sachsen-Anhalt	1993	Nein				In Betrieb	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5
BNA1461			Braunkohle	Ja	6712	Zeitz	Sachsen-Anhalt	2005	Nein				In Betrieb	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
BNA1486	Grubenheizkraftwerk		Braunkohle	Ja	6317	Seegebiet Mansfelder Land	Sachsen-Anhalt	1979	Nein				In Betrieb	49,0	49,0	0	0	0
BNA0015	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT GT E (solo)	Erdgas	Ja	73776	Altbach	Baden-Württemberg	1997	Nein				In Betrieb	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
BNA0016	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT GT A (Solo)	Erdgas	Nein	73776	Altbach	Baden-Württemberg	1971	Nein				In Betrieb	50,0	0	0	0	0
BNA0017	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT GT B	Erdgas	Nein	73776	Altbach	Baden-Württemberg	1973	Nein				In Betrieb	57,0	0	0	0	0
BNA0018	Heizkraftwerk	ALT GT C	Erdgas	Nein	73776	Altbach	Baden-	1975	Nein				In Betrieb	81,0	0	0	0	0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
	Altbach/Deizisau						Württemberg											
BNA0232c	Werkskraftwerk Sappi Ehingen		Erdgas	Ja	89584	Ehingen	Baden-Württemberg	1976	Nein				In Betrieb	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
BNA0293	GuD Anlage WVK	GuD Anlage	Erdgas	Ja	79108	Freiburg	Baden-Württemberg	1998	Nein				In Betrieb	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1
BNA0361	Kraftwerk Grenzach-Wyhlen		Erdgas	Ja	79639	Grenzach-Wyhlen	Baden-Württemberg	2004	Nein				In Betrieb	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 4S	Erdgas	Nein	76189	Karlsruhe	Baden-Württemberg	1998	Nein				In Betrieb	118	118	118	118	118
BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 4a DT	Erdgas	Nein	76189	Karlsruhe	Baden-Württemberg	1998	Nein				In Betrieb	235	235	235	235	235
BNA0515	Heizkraftwerk West	T3	Erdgas	Ja	76189	Karlsruhe	Baden-Württemberg	1984	Nein				In Betrieb	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0
BNA0799	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Gaskesselanlage	Erdgas	Ja	75175	Pforzheim	Baden-Württemberg	1969	Nein				In Betrieb	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
BNA0800	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Kombi-block/GuD	Erdgas	Ja	75175	Pforzheim	Baden-Württemberg	1980	Ja (2016)				In Betrieb	41,2	0	0	0	0
BNA0832	BHKW-Hauffstraße	Motorenanlage	Erdgas	Ja	72762	Reutlingen	Baden-Württemberg	2011	Nein				In Betrieb	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
BNA0933	Heizkraftwerk Stuttgart-Gaisburg	GAI GT 13	Erdgas	Nein	70376	Stuttgart	Baden-Württemberg	1973	Nein				In Betrieb	55,0	0	0	0	0
BNA0957	BHKW Obere Viehweide	-	Erdgas	Ja	72072	Tübingen	Baden-Württemberg	2000	Nein				In Betrieb	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
BNA1151	KWKK Heidelberg		Erdgas	Ja	69120	Heidelberg	Baden-Württemberg	2002	Nein				In Betrieb	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
BNA1200	GuD-Kraftwerk		Erdgas	Ja	68305	Mannheim	Baden-Württemberg	2005	Nein				In Betrieb	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
BNA1260	Heizkraftwerk Sindelfingen	S5	Erdgas	Ja	71059	Sindelfingen	Baden-Württemberg	2013	Nein				In Betrieb	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
BNA1260	Heizkraftwerk Sindelfingen	Sammelschienen-HKW	Erdgas	Ja	71059	Sindelfingen	Baden-Württemberg	1980	Nein				In Betrieb	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
BNA1292a	IHKW Heidenheim	Kessel-Turbine	Erdgas	Ja	89522	Heidenheim	Baden-Württemberg	1983	Nein				In Betrieb	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energeträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energeträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energeträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA1292b	IHKW Heidenheim	BHKW-Anlage	Erdgas	Ja	89522	Heidenheim	Baden-Württemberg	2000	Nein				In Betrieb	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
BNA1315	HKW	HKW	Erdgas	Ja	79106	Freiburg	Baden-Württemberg	2001	Nein				In Betrieb	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
BNA1333a	HKW Pfaffenwald	Anlage 40	Erdgas	Ja	70569	Stuttgart	Baden-Württemberg	1988	Nein				In Betrieb	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
BNA1333b	HKW Pfaffenwald	Block 50	Erdgas	Ja	70569	Stuttgart	Baden-Württemberg	1969	Nein				In Betrieb	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
BNA1333c	HKW Pfaffenwald	Block 60	Erdgas	Ja	70569	Stuttgart	Baden-Württemberg	1968	Nein				In Betrieb	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
BNA1408	Heizkraftwerk Evonik Rheinfelden		Erdgas	Ja	79618	Rheinfelden	Baden-Württemberg	1980	Nein				In Betrieb	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
BNAP025	HKW	G2	Erdgas	Ja	79106	Freiburg	Baden-Württemberg	2015	Nein				In Bau	0	7,5	7,5	7,5	7,5
BNAP053	Gasmotorenheizkraftwerk		Erdgas	Ja	69123	Heidelberg	Baden-Württemberg	2017	Nein			<100MW	In Planung	0	0	0	50,0	0
BNAP092	Rheinhafendampfkraftwerk Bl. 6	RDK 6 DT	Erdgas	Nein	76189	Karlsruhe	Baden-Württemberg		Nein			Ja	In Planung	0	0	0	233	0
BNAP092	Rheinhafendampfkraftwerk Bl. 6	RDK 6 GT	Erdgas	Nein	76189	Karlsruhe	Baden-Württemberg		Nein			Ja	In Planung	0	0	0	233	0
BNAP097	GuD Oberrhein		Erdgas	Ja	76187	Karlsruhe	Baden-Württemberg		Nein	Ja	Nein	Nein	In Planung	0	0	0	1200	0
	KW Mineralölindustrie	Ersatz Miro	Erdgas	Ja	76187	Karlsruhe	Baden-Württemberg	2028	Nein			<100MW	In Planung	0	0	0	80,0	0
	Stuttgart		Erdgas	Ja	70376	Stuttgart	Baden-Württemberg		Nein	Ja	Nein		In Planung	0	0	0	230	0
BNA0033	Gasturbine	GT	Erdgas	Ja	86165	Augsburg	Bayern	2004	Nein				In Betrieb	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8
BNA0172	Dampfkraftwerk BGH - O1		Erdgas	Ja	84489	Burghausen	Bayern	2001	Nein				In Betrieb	178	178	178	178	178
BNA0174	Industriepark Werk Gendorf		Erdgas	Ja	84508	Burgkirchen	Bayern	2002	Nein				In Betrieb	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0
BNA0243	HKW Eltmann		Erdgas	Ja	97483	Eltmann	Bayern	2008	Nein				In Betrieb	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0
BNA0261a	HKW Erlangen	GuD I	Erdgas	Ja	91052	Erlangen	Bayern	2005	Nein				In Betrieb	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6
BNA0681	Freimann GT 1	1	Erdgas	Ja	80807	München	Bayern	1975	Ja (2015)				In Betrieb	80,0	0	0	0	0
BNA0682	Freimann GT 2	2	Erdgas	Nein	80807	München	Bayern	1975	Ja (2015)				In Betrieb	80,0	0	0	0	0
BNA0683a	Süd DT1	1	Erdgas	Ja	81371	München	Bayern	1980	Nein				In Betrieb	79,7	79,7	79,7	79,7	79,7

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energetischer Träger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0683b	Süd GT3	1	Erdgas	Ja	81371	München	Bayern	1980	Nein				In Betrieb	97,9	97,9	97,9	97,9	97,9
BNA0683c	Süd GT2	1	Erdgas	Ja	81371	München	Bayern	1980	Nein				In Betrieb	97,9	97,9	97,9	97,9	97,9
BNA0684a	Süd GT 60	2	Erdgas	Ja	81371	München	Bayern	2004	Nein				In Betrieb	102	102	102	102	102
BNA0684b	Süd GT 62	2	Erdgas	Ja	81371	München	Bayern	2004	Nein				In Betrieb	102	102	102	102	102
BNA0684c	Süd DT60	2	Erdgas	Ja	81371	München	Bayern	2004	Nein				In Betrieb	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
BNA0702	Cogeneration		Erdgas	Ja	93328	Neustadt	Bayern	1996	Nein				In Betrieb	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4
BNA0742	HKW Sandreuth	GuD 1	Erdgas	Ja	90441	Nürnberg	Bayern	2005	Nein				In Betrieb	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
BNA0743	HKW Sandreuth	GuD 2	Erdgas	Ja	90441	Nürnberg	Bayern	2005	Nein				In Betrieb	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
BNA0744	Franken 1	1	Erdgas	Nein	90449	Nürnberg	Bayern	1973	Nein				In Betrieb	383	0	0	0	0
BNA0745	Franken 1	2	Erdgas	Nein	90449	Nürnberg	Bayern	1976	Nein				In Betrieb	440	0	0	0	0
BNA0755a	Obernburg	2	Erdgas	Ja	63784	Obernburg	Bayern	1920	Nein				In Betrieb	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
BNA0755b	Obernburg	1	Erdgas	Ja	63784	Obernburg	Bayern	1995	Nein				In Betrieb	64,0	64,0	64,0	64,0	64,0
BNA0805	Kraftwerk Plattling		Erdgas	Ja	94447	Plattling	Bayern	2010	Nein				In Betrieb	97,9	97,9	97,9	97,9	97,9
BNA0842a	Gasmotore	Gasmotore 1-3	Erdgas	Ja	83022	Rosenheim	Bayern	2011	Nein				In Betrieb	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
BNA0842b	Gasmotor 4	Gasmotor 4	Erdgas	Ja	83022	Rosenheim	Bayern	2013	Nein				In Betrieb	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
BNA0843	Gasmotor 5	Gasmotor 5	Erdgas	Ja	83026	Rosenheim	Bayern	2012	Nein				In Betrieb	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
BNA0993	Irsching	3	Erdgas	Nein	85088	Vohburg	Bayern	1974	Ja (2016)				Reserve	415	0	0	0	0
BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching	Block 5 GT1	Erdgas	Nein	85088	Vohburg	Bayern	2010	Nein				In Betrieb	282	282	282	282	282
BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching	Block 5 GT2	Erdgas	Nein	85088	Vohburg	Bayern	2010	Nein				In Betrieb	282	282	282	282	282
BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching	Block 5 DT	Erdgas	Nein	85088	Vohburg	Bayern	2010	Nein				In Betrieb	282	282	282	282	282
BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	4	Erdgas	Nein	85088	Vohburg	Bayern	2011	Nein				In Betrieb	545	545	545	545	545
BNA1085	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	TSIII	Erdgas	Ja	97080	Würzburg	Bayern	1971	Nein				In Betrieb	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
BNA1086	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	TSII	Erdgas	Ja	97080	Würzburg	Bayern	1993	Nein				In Betrieb	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
BNA1087	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	GTII	Erdgas	Ja	97080	Würzburg	Bayern	2009	Nein				In Betrieb	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5
BNA1088	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	GTI	Erdgas	Ja	97080	Würzburg	Bayern	2005	Nein				In Betrieb	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5
BNA1103	UPM Augsburg	Dampfturbine 3	Erdgas	Ja	86153	Augsburg	Bayern	1966	Nein				In Betrieb	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
BNA1104	Heizkraftwerk	T2	Erdgas	Ja	86152	Augsburg	Bayern	1976	Nein				In Betrieb	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
BNA1127	GHD	GT1	Erdgas	Ja	84130	Dingolfing	Bayern	1998	Ja (2016)				In Betrieb	6,7	0	0	0	0
BNA1128	GHD	GT2	Erdgas	Ja	84130	Dingolfing	Bayern	1998	Ja (2016)				In Betrieb	6,7	0	0	0	0
BNA1225	PWG	MHKW 2	Erdgas	Ja	82380	Peißen	Bayern	1989	Nein				In Betrieb	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieerzeuger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieerzeuger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieerzeuger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
						berg												
BNA1226	PWG	MHKW 1	Erdgas	Ja	82380	Peißenberg	Bayern	1987	Nein				In Betrieb	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
BNA1238	Kraftwerk Meggle		Erdgas	ja	83512	Reitmehring	Bayern	2000	Nein				In Betrieb	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
BNA1248	UPM Schongau	Dampfkraftwerk	Erdgas	Ja	86956	Schongau	Bayern	1969	Ja (2015)				In Betrieb	45,0	0	0	0	0
BNA1327a	Energiezentrale 1992	AGG1 - AGG7	Erdgas	Ja	85326	München	Bayern	1992	Nein				In Betrieb	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
BNA1327b	Erweiterung Energiezentrale 2003	AGG8 - AGG9	Erdgas	Ja	85326	München	Bayern	2003	Nein				In Betrieb	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
BNA1328	HBB	GUD	Erdgas	Ja	83064	Raubling	Bayern	2001	Nein				In Betrieb	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
BNA1337e	GuD-Anlage	GuD-Anlage	Erdgas	Ja	63741	Aschaffenburg	Bayern	2013	Nein				In Betrieb	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0
BNA1444a	GT1		Erdgas	ja	90471	Nürnberg	Bayern	1993	Nein				In Betrieb	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
BNA1444b	GT2		Erdgas	ja	90471	Nürnberg	Bayern	1993	Nein				In Betrieb	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
BNA1444c	GT3		Erdgas	ja	90471	Nürnberg	Bayern	1994	Nein				In Betrieb	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
BNA1444d	GT4		Erdgas	ja	90471	Nürnberg	Bayern	1995	Nein				In Betrieb	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
BNAP002	UPM Schongau	HKW 3	Erdgas	Ja	86956	Schongau	Bayern	2014	Nein				In Bau	0	70,0	70,0	70,0	70,0
BNAP044	Energiezentrale 2016	Energiezentrale 2016	Erdgas	Ja	85326	München	Bayern	2016	Nein	Nein	Nein	<100MW	In Planung	0	0	0	17,2	0
BNAP050	CCPP Haiming	Block 1	Erdgas	Nein	84533	Haiming	Bayern	2017	Nein	Nein	Nein	Ja	In Planung	0	0	0	423	0
BNAP050	CCPP Haiming	Block 2	Erdgas	Nein	84533	Haiming	Bayern	2017	Nein	Nein	Nein	Ja	In Planung	0	0	0	423	0
BNAP073	Energiezentrale 2020		Erdgas	Ja	85326	München	Bayern	2020	Nein	Nein	Nein	<100MW	In Planung	0	0	0	4,3	0
BNAP114	KW Leipzig		Erdgas		89340	Leipzig	Bayern		Nein	Ja	Ja	Ja	In Planung	0	0	600	600	600
BNAP127	KW Schweinfurt		Erdgas	Nein	97424	Schweinfurt	Bayern		Nein	Ja	Nein	Nein	In Planung	0	0	0	1000	0
BNAP123	Kraftwerk Karlstein		Erdgas		63791	Karlstein	Bayern	2016	Nein	Ja			In Planung	0	0	0	300	0
BNAP124	Kraftwerk Gundremmingen GuD		Erdgas		89355	Gundremmingen	Bayern	2018	Nein	Ja			In Planung	0	0	0	500	0
BNA0073	Mitte	GuD Mitte	Erdgas	Ja	10179	Berlin	Berlin	1996	Nein				In Betrieb	444	444	444	444	444
BNA0074	Charlottenburg	Charlottenburg	Erdgas	Ja	10589	Berlin	Berlin	1975	Nein				In Betrieb	211	211	211	211	211
BNA0075	Lichterfelde	Lichterfelde 1	Erdgas	Ja	12207	Berlin	Berlin	1972	Ja (2018)				In Betrieb	144	0	0	0	0
BNA0076	Lichterfelde	Lichterfelde 3	Erdgas	Ja	12207	Berlin	Berlin	1974	Ja (2018)				In Betrieb	144	0	0	0	0
BNA0080	Lichterfelde	Lichterfelde 2	Erdgas	Ja	12207	Berlin	Berlin	1973	Ja (2018)				In Betrieb	144	0	0	0	0
BNAP043	Lichterfelde		Erdgas	Ja	12207	Berlin	Berlin	2016	Nein			Ja	In Bau	0	300	300	300	300
BNAP066	Blockdammweg		Erdgas	Ja	10317	Berlin	Berlin	2019	Nein			Ja	In Planung	0	0	0	300	0
BNA0005	Ahrensfelde	GT A	Erdgas	Nein	16356	Ahrensfelde	Brandenburg	1990	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	0	0
BNA0006	Ahrensfelde	GT B	Erdgas	Nein	16356	Ahrens-	Brandenburg	1990	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	0	0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energetischer Träger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlusregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0007	Ahrensfelde	GT C	Erdgas	Nein	16356	felde	Brandenburg	1990	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	0	0
BNA0008	Ahrensfelde	GT D	Erdgas	Nein	16356	Ahrensfelde	Brandenburg	1990	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	0	0
BNA0129	HKW		Erdgas	Ja	14772	Brandenburg	Brandenburg	1997	Nein				In Betrieb	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
BNA0130	Kirchmöser		Erdgas	Nein	14774	Brandenburg	Brandenburg	1994	Nein				In Betrieb	160	160	160	0	160
BNA0734	Thyrow	GT E	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	Brandenburg	1989	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	0	0
BNA0735	Thyrow	GT F	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	Brandenburg	1989	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	0	0
BNA0736	Thyrow	GT G	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	Brandenburg	1989	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	0	0
BNA0737	Thyrow	GT H	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	Brandenburg	1989	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	0	0
BNA0738	Thyrow	GT A	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	Brandenburg	1987	Nein				In Betrieb	36,5	36,5	36,5	0	0
BNA0739	Thyrow	GT B	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	Brandenburg	1987	Nein				In Betrieb	36,5	36,5	36,5	0	0
BNA0740	Thyrow	GT C	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	Brandenburg	1987	Nein				In Betrieb	36,5	36,5	36,5	0	0
BNA0741	Thyrow	GT D	Erdgas	Nein	15806	Nunsdorf	Brandenburg	1987	Nein				In Betrieb	36,5	36,5	36,5	0	0
BNA0814	HKW Potsdam-Süd	Gesamtanlage	Erdgas	Ja	14478	Potsdam	Brandenburg	1996	Nein				In Betrieb	81,8	81,8	81,8	81,8	81,8
BNA0893	GuD Schwarzheide		Erdgas	Ja	1987	Schwarzheide	Brandenburg	1994	Nein				In Betrieb	122	122	122	122	122
BNAP102	GuD-KW Havel-land, Industriepark Premnitz		Erdgas	Nein	14727	Premnitz	Brandenburg	2018	Nein			Ja	In Planung	0	0	0	457	0
BNA1334	KWK-Anlage	GT 1	Erdgas	Ja	28237	Bremen	Bremen	1993	Nein				In Betrieb	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
BNA1334	KWK-Anlage	GT 2	Erdgas	Ja	28237	Bremen	Bremen	2002	Nein				In Betrieb	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
BNA1334	KWK-Anlage	GT 3	Erdgas	Ja	28237	Bremen	Bremen	2002	Nein				In Betrieb	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
BNA1334	KWK-Anlage	DT	Erdgas	Ja	28237	Bremen	Bremen	2002	Nein				In Betrieb	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
BNAP001	KW Mittelsbüren	GuD MiBÜ	Erdgas	Nein	28237	Bremen	Bremen	2014	Nein				In Bau	0	445	445	445	445
	KWK-Anlagen <10MW		Erdgas	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	728	728	728	728	728
	KWK-Anlagen <10MW		Erdgas	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	639	639	639	639	639
	KWK-Anlagen <10MW		Erdgas	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	694	694	694	694	694
	KWK-Anlagen <10MW		Erdgas	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	216	216	216	216	216
	KWK-Anlagen <10MW		Erdgas	Ja			Diverse	2020	Nein				In Bau	0	3000	3000	3000	3000
	KWK-Anlagen <10MW		Erdgas	Ja			Diverse	2030	Nein				In Bau	0	0	0	2000	0
BNA0400	GuD Tiefstack	GuD Tiefstack	Erdgas	Ja	22113	Hamburg	Hamburg	2009	Nein				In Betrieb	127	127	127	127	127
BNA0401	Heizkraftwerk	HKW	Erdgas	Ja	21107	Hamburg	Hamburg	1992	Nein				In Betrieb	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
BNA0059b	GuD Baunatal, VW Werksgelände		Erdgas	Ja	34225	Baunatal	Hessen	2013	Nein				In Betrieb	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0285	HKW Niederrad	Block 1	Erdgas	Ja	60528	Frankfurt am Main	Hessen	2005	Nein				In Betrieb	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
BNA0286	HKW West	Block 4	Erdgas	Ja	60627	Frankfurt am Main	Hessen	1994	Nein				In Betrieb	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
BNA0288	HKW Niederrad	Block 2	Erdgas	Ja	60528	Frankfurt am Main	Hessen	1973	Nein				In Betrieb	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0
BNA0374	Staudinger	4	Erdgas	Nein	63538	Großkrotzenburg	Hessen	1977	Ja (2016)				Reserve	622	0	0	0	0
BNA0444	Wintershall	Wintershall	Erdgas	Ja	36266	Heringen	Hessen	1967	Nein				In Betrieb	110	110	110	110	110
BNA0497	ADS-Anlage		Erdgas	Ja	65926	Industriepark Höchst	Hessen	2012	Nein				In Betrieb	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5
BNA0499	Heizkraftwerk	Block A	Erdgas	Ja	65926	Industriepark Höchst	Hessen	2003	Nein				In Betrieb	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0
BNA0521	Kombi-HKW		Erdgas	Ja	34134	Kassel	Hessen	1987	Nein				In Betrieb	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
BNA0804a	Hattorf	Hattorf alt	Erdgas	Ja	36269	Philippsthal	Hessen	1962	Nein				In Betrieb	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0804b	Hattorf	Hattorf neu	Erdgas	Ja	36269	Philippsthal	Hessen	2013	Nein				In Betrieb	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3
BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim	M120	Erdgas	Ja	65429	Rüsselsheim	Hessen	1999	Nein				In Betrieb	112	112	112	112	112
BNA1056	Wi-Biebrich	Block 1	Erdgas	Ja	65203	Wiesbaden	Hessen	2006	Nein				In Betrieb	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
BNA1117	Industriekraftwerk Breuberg		Erdgas	Ja	64747	Breuberg	Hessen	1999	Nein				In Betrieb	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
BNA1125	Heizkraftwerk	GT	Erdgas	Ja	64293	Darmstadt	Hessen	1999	Nein				In Betrieb	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
BNA1487	GTKW Darmstadt		Erdgas	Nein	64293	Darmstadt	Hessen	2013	Nein				In Betrieb	94,6	94,6	94,6	94,6	94,6
BNA1492a	Kraftwerk 3		Erdgas	Ja	36039	Fulda	Hessen	1990	Nein				In Betrieb	26,2	26,2	26,2	26,2	26,2
BNA1492b	Kraftwerk 2		Erdgas	Ja	36039	Fulda	Hessen	2012	Nein				In Betrieb	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
BNA1465b	EBS-Kraftwerk Witzenhausen		Erdgas	Ja	37213	Witzenhausen	Hessen	1975	Nein				In Betrieb	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
BNAP122	Kraftwerk Biblis GuD		Erdgas		68647	Biblis	Hessen	2016	Nein	Ja			In Planung	0	0	0	300	0
BNA0025	Kesselhaus Zuckerfabrik		Erdgas	Ja	17389	Anklam	Mecklenburg-Vorpommern	1993	Nein				In Betrieb	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
BNA0360	HKW "Helmshäger Berg"	Gasturbine	Erdgas	Ja	17489	Greifswald	Mecklenburg-Vorpommern	1996	Nein				In Betrieb	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
BNA0688	GuD-HKW Neubrandenburg		Erdgas	Ja	17034	Neubrandenburg	Mecklenburg-Vorpommern	1997	Nein				In Betrieb	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
BNA0848	GuD Marienehe		Erdgas	Ja	18069	Rostock	Mecklenburg-Vorpommern	1996	Nein				In Betrieb	108	108	108	108	108
BNA0896	HKW Schwerin Süd		Erdgas	Ja	19061	Schwerin	Mecklen-	1994	Nein				In Betrieb	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
							burg-Vorpommern											
BNA0897	HKW Schwerin Lankow		Erdgas	Ja	19057	Schwerin	Mecklenburg-Vorpommern	1994	Nein				In Betrieb	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
BNA1531	Industriekraftwerk Greifswald	Industriekraftwerk Greifswald	Erdgas	Ja	17509	Lubmin	Mecklenburg-Vorpommern	2014	Nein				In Bau	0	37,0	37,0	37,0	37,0
BNA0012b	Werkskraftwerk Sappi Alfeld	Gaskraftwerk	Erdgas	Ja	31061	Alfeld	Niedersachsen	1947	Nein				In Betrieb	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
BNA0135	HKW-Mitte	Block 12	Erdgas	Ja	38106	Braunschweig	Niedersachsen	1971	Nein				In Betrieb	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
BNA0136	HKW-Mitte	GuD	Erdgas	Ja	38106	Braunschweig	Niedersachsen	2010	Nein				In Betrieb	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
BNA0137	HKW-Nord	GT	Erdgas	Ja	38112	Braunschweig	Niedersachsen	1965	Nein				In Betrieb	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
BNA0239	Huntorf		Erdgas	Nein	26931	Elsfleth	Niedersachsen	1978	Nein				In Betrieb	321	0	0	0	0
BNA0245a	Emden Gas		Erdgas	Nein	26725	Emden	Niedersachsen	1973	Nein				In Betrieb	50,0	0	0	0	0
BNA0354	HKW Göttingen		Erdgas	Ja	37075	Göttingen	Niedersachsen	1998	Nein				In Betrieb	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
BNA0418	GKL	GKL	Erdgas	Ja	30169	Hannover	Niedersachsen	2013	Nein				In Betrieb	250	250	250	250	250
BNA0419	KWH	B	Erdgas	Ja	30419	Hannover	Niedersachsen	1975	Ja (2016)				In Betrieb	102	0	0	0	0
BNA0574	Landesbergen Gas		Erdgas	Nein	31628	Landesbergen	Niedersachsen	1973	Nein				vorläufig stillgelegt	500	0	0	0	0
BNA0602	Emsland	C1	Erdgas	Ja	49811	Lingen	Niedersachsen	2011	Nein				In Betrieb	116	116	116	116	116
BNA0603	Emsland	B1	Erdgas	Ja	49811	Lingen	Niedersachsen	2011	Nein				In Betrieb	116	116	116	116	116
BNA0604	Emsland	B2	Erdgas	Ja	49811	Lingen	Niedersachsen	1973	Nein				In Betrieb	359	359	359	359	359
BNA0605	Emsland	C2	Erdgas	Ja	49811	Lingen	Niedersachsen	1974	Nein				In Betrieb	359	359	359	359	359
BNA0606	Emsland	GT 1	Erdgas	Ja	49811	Lingen	Niedersachsen	2010	Nein				In Betrieb	275	275	275	275	275
BNA0606	Emsland	GT 2	Erdgas	Ja	49811	Lingen	Niedersachsen	2010	Nein				In Betrieb	275	275	275	275	275
BNA0606	Emsland	DT	Erdgas	Ja	49811	Lingen	Niedersachsen	2010	Nein				In Betrieb	326	326	326	326	326
BNA0918a	Dow Stade	Kraftwärmekopplungsanlage	Erdgas	Ja	21683	Stade	Niedersachsen	1972	Ja (2018)				In Betrieb	190	0	0	0	0
BNA0918b	Dow Stade	Cogen Dow Stade	Erdgas	Ja	21683	Stade	Niedersachsen	2013	Nein				In Betrieb	163	163	163	163	163
BNA1285	Sigmundshall	Sigmundshall	Erdgas	Ja	31515	Wunstorf	Niedersachsen	1974	Nein				In Betrieb	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
BNA1335a	PKV Kraftwerk	KWK-Blöcke	Erdgas	Ja	26316	Varel	Niedersachsen	1989	Nein				In Betrieb	58,1	58,1	58,1	58,1	58,1

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
							sen											
BNA1335b	PKV Kraftwerk	Kondensations-turbine	Erdgas	Ja	26316	Varel	Niedersachsen	1968	Nein				In Betrieb	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
BNA1402	Heizkraftwerk zur Papierfabrik		Erdgas	Ja	49638	Nortrup	Niedersachsen	1995	Nein				In Betrieb	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
BNA1437	KWK AOS GmbH	GT 1/2	Erdgas	Ja	21683	Stade-Bützfleth	Niedersachsen	2012	Nein				In Betrieb	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
BNA1450	GUD-Anlage DREWSEN		Erdgas	Ja	29331	Lachendorf	Niedersachsen	2000	Nein				In Betrieb	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
BNA1463			Erdgas	Ja	37412	Herzberg	Niedersachsen	1978	Nein				In Betrieb	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
BNA1498	Werk Nordstemmen		Erdgas	Ja	31171	Nordstemmen	Niedersachsen	1953	Nein				In Betrieb	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6
BNA1499	Werk Clauen		Erdgas	Ja	31249	Hohenhameln	Niedersachsen	2000	Nein				In Betrieb	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
BNA1509	BP Werk Lingen		Erdgas	Ja	49808	Lingen	Niedersachsen	1996	Nein				in Betrieb	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0
BNA005	BHKW Braunschweig	BHKW Braunschweig	Erdgas	Ja	38112	Braunschweig	Niedersachsen	2014	Nein				In Bau	0	10,2	10,2	10,2	10,2
	KW VW		Erdgas	Ja	38440	Wolfsburg	Niedersachsen	2015	Nein	Nein	Ja	<100MW	In Planung	0	0	100,0	100,0	100,0
BNA0098	HKW Schildescher Straße		Erdgas	Ja	33611	Bielefeld	Nordrhein-Westfalen	1978	Nein				In Betrieb	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5
BNA0099	Gasturbinenkraftwerk Bielefeld Ummeln	GT Ummeln	Erdgas	Nein	33649	Bielefeld	Nordrhein-Westfalen	1975	Ja (2015)				In Betrieb	55,0	0	0	0	0
BNA0100	GuD Kraftwerk Hillegossen	GuD	Erdgas	ja	33697	Bielefeld	Nordrhein-Westfalen	2005	Nein				In Betrieb	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
BNA0101	HKW Schildescher Straße		Erdgas	Ja	33611	Bielefeld	Nordrhein-Westfalen	1966	Nein				In Betrieb	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0
BNA0110	Bochum	KBO	Erdgas	Ja	44799	Bochum	Nordrhein-Westfalen	2004	Nein				In Betrieb	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7
BNA0111	HKW Hiltrop		Erdgas	Ja	44805	Bochum	Nordrhein-Westfalen	1975	Nein				In Betrieb	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3
BNA0117b	Heizkraftwerk Karlstraße	Heizkraftwerk Karlstraße	Erdgas	Ja	53115	Bonn	Nordrhein-Westfalen	2013	Nein				in Betrieb	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
BNA0156b	Egger Kraftwerk Brilon	Gasturbinen - KWK - Anlage	Erdgas	Ja	59929	Brilon	Nordrhein-Westfalen	1996	Nein				In Betrieb	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
BNA0199	Dormagen	GT 1	Erdgas	Ja	41539	Dormagen	Nordrhein-Westfalen	2000	Nein				In Betrieb	195	195	195	195	195
BNA0199	Dormagen	GT 2	Erdgas	Ja	41539	Dormagen	Nordrhein-Westfalen	2000	Nein				In Betrieb	195	195	195	195	195
BNA0199	Dormagen	DT	Erdgas	Ja	41539	Dormagen	Nordrhein-Westfalen	2000	Nein				In Betrieb	196	196	196	196	196
BNA0202	Dortmund	KDO	Erdgas	Ja	44143	Dortmund	Nordrhein-Westfalen	2004	Nein				In Betrieb	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
BNA0213	HKW III/A	HKW III/A	Erdgas	Ja	47249	Duisburg	Nordrhein-	2002	Nein				In Betrieb	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energetischer Träger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
							Westfalen											
BNA0214	HKW III/B	HKW III/B	Erdgas	Ja	47249	Duisburg	Nordrhein-Westfalen	2005	Nein				In Betrieb	234	234	234	234	234
BNA0220	GuD	AGuD	Erdgas	Ja	40221	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	2000	Nein				In Betrieb	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
BNA0221a	GT	Block E GTE2	Erdgas	Nein	40221	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	1974	Nein				In Betrieb	64,7	0	0	0	0
BNA0221b	GT	Block E GTE1	Erdgas	Nein	40221	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	1974	Nein				In Betrieb	66,7	0	0	0	0
BNA0221c	Gasblock	Block E	Erdgas	Ja	40221	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	1976	Nein				In Betrieb	293	293	293	293	293
BNA0386	Energiezentrum Mohn Media		Erdgas	Ja	33334	Gütersloh	Nordrhein-Westfalen	1994	Nein				In Betrieb	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
BNA0389	Heizkraftwerk Hagen-Kabel	H4/5	Erdgas	Ja	58099	Hagen	Nordrhein-Westfalen	1980	Nein				In Betrieb	230	230	230	230	230
BNA0410	Trianel Gaskraftwerk	Block 10	Erdgas	Nein	59071	Hamm	Nordrhein-Westfalen	2008	Nein				In Betrieb	417	417	417	417	417
BNA0411	Trianel Gaskraftwerk	Block 20	Erdgas	Nein	59071	Hamm	Nordrhein-Westfalen	2008	Nein				In Betrieb	421	421	421	421	421
BNA0442	Cuno Heizkraftwerk Herdecke	H6	Erdgas		58313	Herdecke	Nordrhein-Westfalen	2007	Nein				In Betrieb	417	417	417	417	417
BNA0531	KW Kirchlingern		Erdgas	Nein	32278	Kirchlingern	Nordrhein-Westfalen	1980	Nein				In Betrieb	202	0	0	0	0
BNA0544	HKW Südstadt	GuD	Erdgas	Ja	50677	Köln	Nordrhein-Westfalen	1994	Nein				In Betrieb	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0545	HKW Niehl 2	GuD	Erdgas	Ja	50735	Köln	Nordrhein-Westfalen	2005	Nein				In Betrieb	413	413	413	413	413
BNA0546	HKW Merkenich	GuD	Erdgas	Ja	50769	Köln	Nordrhein-Westfalen	2004	Nein				In Betrieb	108	108	108	108	108
BNA0548a	Knapsack Gas	GT 11	Erdgas	Nein	50351	Hürth-Knapsack	Nordrhein-Westfalen	2006	Nein				In Betrieb	260	260	260	260	260
BNA0548a	Knapsack Gas	GT 12	Erdgas	Nein	50351	Hürth-Knapsack	Nordrhein-Westfalen	2006	Nein				In Betrieb	260	260	260	260	260
BNA0548a	Knapsack Gas	DT 10	Erdgas	Nein	50351	Hürth-Knapsack	Nordrhein-Westfalen	2006	Nein				In Betrieb	280	280	280	280	280
BNA0548b	Knapsack Gas II		Erdgas	Nein	50351	Hürth-Knapsack	Nordrhein-Westfalen	2013	Nein				In Betrieb	430	430	430	430	430
BNA0556a	KWK-Anlage Krefeld DT	Dampfturbine	Erdgas	Ja	47809	Krefeld	Nordrhein-Westfalen	2004	Nein				In Betrieb	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8
BNA0556b	KWK-Anlage Krefeld VM	Gasmotor (Dieselgenerator)	Erdgas	Ja	47809	Krefeld	Nordrhein-Westfalen	2004	Nein				In Betrieb	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
BNA0600a	X-Kraftwerk		Erdgas	Ja	51368	Leverkusen	Nordrhein-Westfalen	1981	Nein				In Betrieb	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
BNA0658	Kraftwerk III	Block 311	Erdgas	Ja	45772	Marl	Nordrhein-Westfalen	1973	Nein				In Betrieb	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1
BNA0659	Kraftwerk III	Block 312	Erdgas	Ja	45772	Marl	Nordrhein-Westfalen	1974	Nein				In Betrieb	77,6	77,6	77,6	77,6	77,6
BNA0685	Heizkraftwerk Hafen	GuD	Erdgas	Ja	48145	Münster	Nordrhein-Westfalen	2005	Nein				In Betrieb	100	100	100	100	100

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energeträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energeträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energeträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0752	HKW 1	HKW 1	Erdgas	Ja	46045	Oberhausen	Nordrhein-Westfalen	1972	Nein				In Betrieb	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1
BNA0753	HKW 2	HKW 2	Erdgas	Ja	46147	Oberhausen	Nordrhein-Westfalen	1995	Nein				In Betrieb	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
BNA0810	Kraftwerk Veltheim	4 GT	Erdgas	Nein	32457	Porta Westfalica	Nordrhein-Westfalen	1974	Ja (2015)				In Betrieb	65,0	0	0	0	0
BNA0811	Kraftwerk Veltheim	4 DT	Erdgas	Nein	32457	Porta Westfalica	Nordrhein-Westfalen	1975	Ja (2015)				vorläufig stillgelegt	335	0	0	0	0
BNA1023	Weisweiler	G_VGT	Erdgas	Nein	52249	Eschweiler-Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	2006	Nein				vorläufig stillgelegt	272	272	272	272	272
BNA1024	Weisweiler	H_VGT	Erdgas	Nein	52249	Eschweiler-Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	2006	Nein				vorläufig stillgelegt	272	272	272	272	272
BNA1039	Gersteinwerk	F1	Erdgas	Nein	59368	Werne	Nordrhein-Westfalen	1973	Nein				In Betrieb	55,0	0	0	0	0
BNA1040	Gersteinwerk	G1	Erdgas	Nein	59368	Werne	Nordrhein-Westfalen	1973	Nein				In Betrieb	55,0	0	0	0	0
BNA1041	Gersteinwerk	H1	Erdgas	Nein	59368	Werne	Nordrhein-Westfalen	1973	Nein				In Betrieb	55,0	0	0	0	0
BNA1042	Gersteinwerk	I1	Erdgas	Nein	59368	Werne	Nordrhein-Westfalen	1973	Nein				In Betrieb	55,0	0	0	0	0
BNA1045	Gersteinwerk	G2	Erdgas	Nein	59368	Werne	Nordrhein-Westfalen	1973	Nein				In Betrieb	355	0	0	0	0
BNA1046b	Gersteinwerk	K1	Erdgas	Nein	59368	Werne	Nordrhein-Westfalen	1984	Nein				In Betrieb	112	112	0	0	0
BNA1082	HKW Barmen	Block 1	Erdgas	Ja	42275	Wuppertal	Nordrhein-Westfalen	2005	Nein				In Betrieb	82,0	82,0	82,0	82,0	82,0
BNA1094	Gaskraftwerk	GKW	Erdgas	Ja	53910	Zülpich	Nordrhein-Westfalen	1966	Nein				In Betrieb	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
BNA1120	Energiezentrale	Gasturbine	Erdgas	Ja	44579	Castrop-Rauxel	Nordrhein-Westfalen	1991	Nein				In Betrieb	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
BNA1121	Energiezentrale	Energiecenter	Erdgas	Ja	44579	Castrop-Rauxel	Nordrhein-Westfalen	2005	Nein				In Betrieb	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
BNA1131	MT, Düren		Erdgas	Ja	52349	Düren	Nordrhein-Westfalen	2011	Nein				In Betrieb	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
BNA1138	BHKW an Klinkerweg	Module 1, 2 und 3	Erdgas	Ja	40699	Erkrath	Nordrhein-Westfalen	2000	Nein				In Betrieb	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
BNA1165	P&L Werk Appeldorn	Lentjes-Kessel	Erdgas	ja	47546	Kalkar	Nordrhein-Westfalen	2004	Nein				In Betrieb	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
BNA1182	HKW Merkenich	Block 4	Erdgas	Ja	50769	Köln	Nordrhein-Westfalen	1965	Nein				In Betrieb	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5
BNA1183	HKW Merheim	GuD	Erdgas	Ja	51109	Köln	Nordrhein-Westfalen	2001	Nein				In Betrieb	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
BNA1187	P&L Werk Lage	Kessel 1/2/3	Erdgas	ja	32791	Lage	Nordrhein-Westfalen	1980	Nein				In Betrieb	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA1193	HKW-West		Erdgas	ja	32657	Lemgo	Nordrhein-Westfalen	2002	Nein				In Betrieb	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
BNA1279	Gasturbine	D290	Erdgas	Ja	50389	Weseling	Nordrhein-Westfalen	1995	Nein				In Betrieb	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9
BNA1293c	Kraftwerk	K3+4/TG4	Erdgas	Ja	50127	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1995	Nein				vorläufig stillgelegt	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
BNA1332	Sasol Kraftwerk	TG7/8	Erdgas	Ja	47443	Moers	Nordrhein-Westfalen	1995	Nein				In Betrieb	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3
BNA1336	Holthausen		Erdgas	Ja	40589	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	1948	Nein				In Betrieb	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0
BNA1406	FS-Karton		Erdgas	Ja	41460	Neuss	Nordrhein-Westfalen	1992	Nein				In Betrieb	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9
BNA1502	Heizkraftwerk Krefeld		Erdgas	Ja	47804	Krefeld	Nordrhein-Westfalen	2013	Nein				in Betrieb	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7
BNA1503	BHKW H.120		Erdgas	Ja	40476	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	2012	Nein				in Betrieb	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9
BNA1511b	Düren	Kessel 2	Erdgas	Ja	52355	Düren	Nordrhein-Westfalen	1967	Nein				in Betrieb	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
BNAP007	HKW Hiltrop		Erdgas	Ja	44805	Bochum	Nordrhein-Westfalen	2014	Nein				In Bau	0	10,0	10,0	10,0	10,0
BNAP023	Lausward	GuD Block F	Erdgas	Ja	40221	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	2015	Nein	Nein	Ja	Ja	In Bau	0	595	595	595	595
BNAP028	Niehl IIIa	Niehl III	Erdgas	Ja	50735	Köln	Nordrhein-Westfalen	2016	Nein	Ja	Nein	Ja	In Bau	0	446	446	446	446
BNAP041	GuD Leverkusen	Erdgas	Erdgas	Ja	51368	Chempank Leverkusen	Nordrhein-Westfalen	2016	Nein	Ja	Nein	Ja	In Planung	0	0	573	573	573
BNAP051	Bocholt Power	1	Erdgas	Nein	46395	Bocholt	Nordrhein-Westfalen	2017	Nein	Ja	Ja		In Planung	0	0	0	425	0
BNAP065	Trianel Kraftwerk Krefeld		Erdgas	Ja	47829	Krefeld	Nordrhein-Westfalen	2019	Nein	Ja	Nein	Ja	In Planung	0	0	1160	1160	1160
BNAP072	Niehl IIIb	Niehl III	Erdgas	Ja	50735	Köln	Nordrhein-Westfalen	2020	Nein	Ja	Ja	Ja	In Planung	0	0	754	754	754
	GuD Weisweiler DT		Erdgas	Ja	52249	Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	2020	Nein	Nein		Ja	In Planung	0	0	0	364	0
	GuD Weisweiler GT		Erdgas	Ja	52249	Weisweiler	Nordrhein-Westfalen	2020	Nein	Nein		Ja	In Planung	0	0	0	353	0
BNAP125	GuD-KW Herne		Erdgas		44653	Herne	Nordrhein-Westfalen		Nein	Ja	Ja	Nein	In Planung	0	0	0	800	0
	Scholven		Erdgas	Nein	45896	Gelsenkirchen	Nordrhein-Westfalen		Nein	Ja	Ja	Nein	In Planung	0	0	0	400	0
	Stora Enso Kabel GmbH		Erdgas	Ja	58099	Hagen	Nordrhein-Westfalen		Nein	Ja	Nein	<100MW	In Planung	0	0	55,0	55,0	55,0
BNAP105	Kraftwerk IV		Erdgas		45772	Marl	Nordrhein-Westfalen	2015	Nein				In Bau	0	60,0	60,0	60,0	60,0
BNA0510a	HKW Karcherstr.	10	Erdgas	Ja	67655	Kaiserslautern	Rheinland-Pfalz	1989	Nein				In Betrieb	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
BNA0614a	KW Mitte	GT 1	Erdgas	Ja	67056	Ludwigshafen	Rheinland-Pfalz	1992	Nein				In Betrieb	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0614b	Kraftwerk Mitte	GUD A 800 DT 10	Erdgas	Ja	67056	Ludwigs-hafen	Rheinland-Pfalz	2005	Nein				In Betrieb	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
BNA0614b	Kraftwerk Mitte	GUD A 800 GT 11	Erdgas	Ja	67056	Ludwigs-hafen	Rheinland-Pfalz	2005	Nein				In Betrieb	205	205	205	205	205
BNA0614b	Kraftwerk Mitte	GUD A 800 GT 12	Erdgas	Ja	67056	Ludwigs-hafen	Rheinland-Pfalz	2005	Nein				In Betrieb	205	205	205	205	205
BNA0615	Kraftwerk Süd	GUD C 200 GT 1	Erdgas	Ja	67056	Ludwigs-hafen	Rheinland-Pfalz	1997	Nein				In Betrieb	160	160	160	160	160
BNA0615	Kraftwerk Süd	GUD C 200 GT 2	Erdgas	Ja	67056	Ludwigs-hafen	Rheinland-Pfalz	1997	Nein				In Betrieb	160	160	160	160	160
BNA0615	Kraftwerk Süd	GUD C 200 DT 1	Erdgas	Ja	67056	Ludwigs-hafen	Rheinland-Pfalz	1997	Nein				In Betrieb	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
BNA0626	Kraftwerk Mainz	KW3	Erdgas	Ja	55120	Mainz	Rheinland-Pfalz	2001	Nein				In Betrieb	398	398	398	398	398
BNA1078	HKW Wörth		Erdgas	Ja	76744	Wörth	Rheinland-Pfalz	2008	Nein				In Betrieb	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0
BNA1196a	BHKW Ludwigshafen		Erdgas	Ja	67065	Ludwigs-hafen	Rheinland-Pfalz	2008	Nein				In Betrieb	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
BNA1196b	Industriekraftwerk Ludwigshafen		Erdgas	Ja	67065	Ludwigs-hafen	Rheinland-Pfalz	2003	Nein				In Betrieb	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
BNA1284	Co-Generation	-	Erdgas	Ja	67547	Worms	Rheinland-Pfalz	1991	Nein				In Betrieb	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
BNA1458			Erdgas	Ja	76855	Annweiler	Rheinland-Pfalz	1975	Nein				In Betrieb	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
BNA1504	BHKW		Erdgas	Ja	76742	Woerth	Rheinland-Pfalz	2013	Nein				in Betrieb	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
BNA1507			Erdgas	Ja	55543	Bad Kreuznach	Rheinland-Pfalz	2006	Nein				in Betrieb	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7
BNA1516	HKW 1 Werk Offstein		Erdgas	Ja	67283	Obrigheim	Rheinland-Pfalz	1992	Nein				in Betrieb	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
BNA0861a	Römerbrücke	HKW Römerbrücke	Erdgas	Ja	66121	Saarbrücken	Saarland	2012	Nein				In Betrieb	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
BNA1464	Gas- u. Dampfturbinenanlage Südraum		Erdgas	ja	66117	Saarbrücken	Saarland	2012	Nein				In Betrieb	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6
BNAP033	KW Weiher	Weiher 4	Erdgas	Nein	66287	Quierschied	Saarland	2019	Nein	Nein	Nein	Ja	In Planung	0	0	0	400	0
BNAP100	Kraftwerk Ens Dorf	VSE Block 1	Erdgas	Ja	66806	Ens Dorf	Saarland	2020	Nein	Nein	Ja	Nein	In Planung	0	0	0	280	0
BNA0178	HKW Chemnitz Nord II	Block A	Erdgas	Ja	9114	Chemnitz	Sachsen	1986	Nein				In Betrieb	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2
BNA0207	HKW Dresden-Nossener Brücke	HKW Dresden-Nossener Brücke (3 GT + 1 DT, Sammelschiene)	Erdgas	Ja	1169	Dresden	Sachsen	1995	Nein				In Betrieb	250	250	250	250	250
BNA0233	Kombikraftwerk		Erdgas	Ja	4838	Eilenburg	Sachsen	1993	Nein				In Betrieb	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energeträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energeträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energeträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0588	Heizkraftwerk Leipzig-Nord		Erdgas	Ja	4105	Leipzig	Sachsen	1996	Nein				In Betrieb	167	167	167	167	167
BNA1329	K&N PFK AG EV	GT / GDT	Erdgas	Ja	9648	Kriebsteint	Sachsen	1993	Nein				In Betrieb	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
BNA1396	EVC / GLOBAL-FOUNDRIES	EVC I	Erdgas	Ja	1468	Moritzburg	Sachsen	1998	Nein				In Betrieb	34,7	34,7	34,7	34,7	34,7
BNA1407	STW		Erdgas	Ja	9600	Weißborn	Sachsen	2007	Nein				In Betrieb	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
BNA1556	GuD-Heizkraftwerk		Erdgas	Ja	1454	Leppersdorf	Sachsen	2014	Nein				In Bau	0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNAP061	Stadtwerke Leipzig GmbH	n.n.	Erdgas	Ja	4103	Leipzig	Sachsen	2018	Nein	Nein	Nein	<100MW	In Planung	0	0	0	20,0	0
BNA0051	KWK-Anlage Barby	-	Erdgas	Ja	39249	Barby	Sachsen-Anhalt	1993	Nein				In Betrieb	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
BNA0088b	Industriekraftwerk Bernburg (IKB)		Erdgas	Ja	6406	Bernburg	Sachsen-Anhalt	1994	Nein				In Betrieb	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0
BNA0105	GuD Bitterfeld		Erdgas	Ja	6749	Bitterfeld	Sachsen-Anhalt	2000	Nein				In Betrieb	106	106	106	106	106
BNA0392a	HKW Halle Trotha	Block A und B	Erdgas	Ja	6130	Halle	Sachsen-Anhalt	2005	Nein				In Betrieb	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0
BNA0392b	HKW Halle Trotha	GuD	Erdgas	Ja	6130	Halle	Sachsen-Anhalt	2013	Nein				In Betrieb	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0
BNA0592	GuD Leuna		Erdgas	Ja	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	1998	Nein				In Betrieb	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
BNA0593	ILK-GuD	GT1	Erdgas	Ja	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	1994	Nein				In Betrieb	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0594	ILK-GuD	GT2	Erdgas	Ja	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	1994	Nein				In Betrieb	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0595	ILK-GuD	GT3	Erdgas	Ja	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	1994	Nein				In Betrieb	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0
BNA0922	GuD-Ikw Staßfurt		Erdgas	Ja	39418	Staßfurt	Sachsen-Anhalt	1996	Nein				In Betrieb	132	132	132	132	132
BNA1074	Spitzenlastkraftwerk Wolfen		Erdgas	Nein	6766	Wolfen	Sachsen-Anhalt	1997	Nein				In Betrieb	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
BNA1089	Zielitz	Zielitz	Erdgas	Ja	39326	Zielitz	Sachsen-Anhalt	1996	Nein				In Betrieb	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
BNA1403	Steinitz	GUD	Erdgas	Ja	29416	Steinitz	Sachsen-Anhalt	1995	Nein				In Betrieb	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
BNA1489	Heizkraftwerk Stendal		Erdgas	Ja	39576	Stendal	Sachsen-Anhalt	1994	Nein				In Betrieb	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
BNA1506	Werk Klein Wanzleben		Erdgas	Ja	39164	Klein Wanzleben	Sachsen-Anhalt	1994	Nein				In Betrieb	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4
BNAP052	GuD Industriepark Zeitz		Erdgas	Ja	6729	Elsteraue-Industriepark	Sachsen-Anhalt	2017	Nein	Nein	Nein	Ja	In Planung	0	0	0	130	0
BNA0527	HKW Humboldtstr.	GT 5/6; DT1	Erdgas	Ja	24116	Kiel	Schleswig-Holstein	1970	Ja (2019)				In Betrieb	20,0	0	0	0	0
BNAP006	HKW Humboldtstr.	GT 7/8	Erdgas	Ja	24116	Kiel	Schleswig-	2014	Nein	Nein	Ja	<100MW	In Bau	0	10,0	10,0	10,0	10,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
							Holstein											
BNAPO24	Heizkraftwerk Flensburg	Block 12	Erdgas	Ja	24939	Flensburg	Schleswig-Holstein	2015	Nein	Nein	Ja	Nein	In Bau	0	73,0	73,0	73,0	73,0
BNAPO42	Gas-HKW Phase 1; Hasselfelde		Erdgas	Ja	24149	Kiel	Schleswig-Holstein	2016	Nein	Ja	Ja	Nein	In Planung	0	0	0	200	0
BNAPO60	Wedel		Erdgas	Ja	22880	Wedel / Holstein	Schleswig-Holstein	2018	Nein	Nein	Ja	Ja	In Planung	0	0	280	280	280
BNAPO78	Gas-HKW Phase 2; Hasselfelde		Erdgas	Ja	24149	Kiel	Schleswig-Holstein	2023	Nein	Ja	Ja	Nein	In Planung	0	0	0	90,0	0
BNAP101	Gasmotorenheizkraftwerk Kiel	Motoren 1-20	Erdgas	Ja	24149	Kiel	Schleswig-Holstein	2016	Nein		Ja		In Planung	0	0	0	200	0
BNA0255	HKW Iderhoffstraße		Erdgas	Ja	99085	Erfurt	Thüringen	1996	Nein				In Betrieb	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
BNA0256a	HKW Erfurt-Ost		Erdgas	Ja	99087	Erfurt	Thüringen	2000	Nein				In Betrieb	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5
BNA0256b	HKW Erfurt-Ost		Erdgas	Ja	99087	Erfurt	Thüringen	2014	Nein				In Bau	0	32,6	32,6	32,6	32,6
BNA0343	Heizkraftwerk Gera-Nord		Erdgas	Ja	7546	Gera	Thüringen	1997	Nein				In Betrieb	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
BNA0504	HKW Jena	HKW Jena	Erdgas	Ja	7749	Jena	Thüringen	1996	Nein				In Betrieb	182	182	182	182	182
BNA0856	HKW Schwarzta		Erdgas	Ja	7407	Rudolstadt	Thüringen	2008	Nein				In Betrieb	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5
BNA1105	HKW Bad Salzungen	HKW Bad Salzungen	Erdgas	Ja	36433	Bad Salzungen	Thüringen	1994	Nein				In Betrieb	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
BNA1264	HKW Bohrhügel		Erdgas	Ja	98528	Suhl	Thüringen	1995	Nein				In Betrieb	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
BNA1271	Unterbreizbach	Unterbreizbach	Erdgas	Ja	36414	Unterbreizbach	Thüringen	1965	Nein				In Betrieb	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6
BNA1505	HKW Wiesengrund		Erdgas	Ja	99817	Eisenach	Thüringen	1993	Nein				In Betrieb	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1
BNA0686	Gemeinschaftskernkraftwerk Neckarwestheim II	GKN II	Kernenergie	Nein	74382	Neckarwestheim	Baden-Württemberg	1989	Ja (2022)				In Betrieb	1310	0	0	0	0
BNA0802	Kernkraftwerk Philippsburg 2	KKP 2	Kernenergie	Nein	76661	Philippsburg	Baden-Württemberg	1985	Ja (2019)				In Betrieb	1402	0	0	0	0
BNA0263	Essenbach	KKI 2	Kernenergie	Nein	84051	Essenbach	Bayern	1988	Ja (2022)				In Betrieb	1410	0	0	0	0
BNA0355	Grafenrheinfeld	KKG	Kernenergie	Nein	97506	Grafenrheinfeld	Bayern	1982	Ja (2015)				In Betrieb	1275	0	0	0	0
BNA0381	Grundremmingen	B	Kernenergie	Nein	89355	Grundremmingen	Bayern	1984	Ja (2017)				In Betrieb	1284	0	0	0	0
BNA0382	Grundremmingen	C	Kernenergie	Nein	89355	Grundremmingen	Bayern	1984	Ja (2021)				In Betrieb	1288	0	0	0	0
BNA0251	Emmerthal	KWG	Kernenergie	Nein	31857	Emmerthal	Niedersachsen	1985	Ja (2021)				In Betrieb	1360	0	0	0	0
BNA0607	Emsland	KKE	Kernenergie	Nein	49811	Lingen	Niedersachsen	1988	Ja (2022)				In Betrieb	1329	0	0	0	0
BNA0157	Brokdorf	KBR	Kernenergie	Nein	25576	Brokdorf	Schleswig-Holstein	1986	Ja (2021)				In Betrieb	1410	0	0	0	0
BNA0516	MIRO	Kesselhaus	Mineralölpro-	Ja	76187	Karlsruhe	Baden-	1995	Nein				In Betrieb	45,0	45,0	45,0	0	45,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
		Werk 1	dukte				Württemberg											
BNA0517	MIRO	Kesselhaus Werk 2	Mineralölprodukte	Ja	76187	Karlsruhe	Baden-Württemberg	1995	Nein				In Betrieb	25,0	25,0	25,0	0	25,0
BNA0647	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	Mineralölprodukte	Nein	71672	Marbach	Baden-Württemberg	1971	Ja (2014)				In Betrieb	77,4	0	0	0	0
BNA0648	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT (solo)	Mineralölprodukte	Nein	71672	Marbach	Baden-Württemberg	1975	Ja (2014)				In Betrieb	85,0	0	0	0	0
BNA0649	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	MAR III DT	Mineralölprodukte	Nein	71672	Marbach	Baden-Württemberg	1975	Ja (2014)				In Betrieb	262	0	0	0	0
BNA0937	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN GT16	Mineralölprodukte	Nein	70376	Stuttgart	Baden-Württemberg	1974	Nein				In Betrieb	23,3	0	0	0	0
BNA0938	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN GT17	Mineralölprodukte	Nein	70376	Stuttgart	Baden-Württemberg	1974	Nein				In Betrieb	23,3	0	0	0	0
BNA0939b	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN GT18	Mineralölprodukte	Nein	70376	Stuttgart	Baden-Württemberg	1974	Nein				In Betrieb	23,3	0	0	0	0
BNA1004	Kraftwerk Walheim	WAL GT D	Mineralölprodukte	Nein	74399	Walheim	Baden-Württemberg	1981	Nein				In Betrieb	136	136	0	0	0
BNA0378	Ingolstadt	3	Mineralölprodukte	Ja	85098	Großmehring	Bayern	1973	Ja (2015)				In Betrieb	386	0	0	0	0
BNA0379	Ingolstadt	4	Mineralölprodukte	Ja	85098	Großmehring	Bayern	1974	Ja (2015)				In Betrieb	386	0	0	0	0
BNA0427	Kraftwerk Hausham	GT 1	Mineralölprodukte	Nein	83734	Hausham	Bayern	1982	Ja (2024)				In Betrieb	23,2	0	0	0	0
BNA0428	Kraftwerk Hausham	GT 2	Mineralölprodukte	Nein	83734	Hausham	Bayern	1982	Ja (2024)				In Betrieb	23,2	0	0	0	0
BNA0429	Kraftwerk Hausham	GT 3	Mineralölprodukte	Nein	83734	Hausham	Bayern	1982	Ja (2024)				In Betrieb	23,2	0	0	0	0
BNA0430	Kraftwerk Hausham	GT 4	Mineralölprodukte	Nein	83734	Hausham	Bayern	1982	Ja (2024)				In Betrieb	23,2	0	0	0	0
BNA1007a	SKW Gasturbine	SKW Gasturbine	Mineralölprodukte	Nein	87448	Waltenhofen-Weits	Bayern	1988	Nein				In Betrieb	24,0	24,0	24,0	0	0
BNA1007b	SKW Diesel	SKW Diesel	Mineralölprodukte	Nein	87448	Waltenhofen-Weits	Bayern	1978	Nein				In Betrieb	10,5	0	0	0	0
BNA1092	Zolling	GT1 & GT2	Mineralölprodukte	Nein	85406	Zolling	Bayern	1976	Nein				In Betrieb	46,0	0	0	0	0
BNA1212	DKW Nord		Mineralölprodukte	Nein	87719	Mindelheim	Bayern	1988	Nein				In Betrieb	11,4	11,4	11,4	0	0
BNA1227	DKW Leinau		Mineralölprodukte	Nein	87666	Pforzen	Bayern	1983	Nein				In Betrieb	11,4	11,4	0	0	0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlusregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA1337d	Notstromdiesel	Notstromdiesel	Mineralölprodukte	Nein	63741	Aschaffenburg	Bayern	1991	Nein				vorläufig stillgelegt	0,5	0,5	0,5	0	0,5
BNA1338	Spitzenkraftwerk	MLD	Mineralölprodukte	Ja	94469	Deggendorf	Bayern	1978	Ja (2015)				In Betrieb	19,0	0	0	0	0
BNA0083	Wilmersdorf	Wilmersdorf	Mineralölprodukte	Ja	14199	Berlin	Berlin	1977	Nein				In Betrieb	276	0	0	0	0
BNA0085b	Moabit	Moabit GT	Mineralölprodukte	Nein	13353	Berlin	Berlin	1971	Nein				In Betrieb	51,0	0	0	0	0
BNA0894a	IKS PCK Schwedt	Block 5 SE 5	Mineralölprodukte	Ja	16303	PCK Schwedt	Brandenburg	1972	Nein				In Betrieb	28,0	0	0	0	0
BNA0894b	IKS PCK Schwedt	Block 6 SE 6	Mineralölprodukte	Nein	16303	PCK Schwedt	Brandenburg	1994	Nein				In Betrieb	34,5	34,5	34,5	0	34,5
BNA0894c	IKS PCK Schwedt	Block 1 SE 1	Mineralölprodukte	Ja	16303	PCK Schwedt	Brandenburg	1998	Nein				In Betrieb	106	106	106	106	106
BNA0894d	IKS PCK Schwedt	Block 2 SE 2	Mineralölprodukte	Ja	16303	PCK Schwedt	Brandenburg	1998	Nein				In Betrieb	106	106	106	106	106
BNA0894e	IKS PCK Schwedt	SE 4	Mineralölprodukte	Nein	16303	PCK Schwedt	Brandenburg	2011	Nein				In Betrieb	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0
BNA0141	KW Mittelsbüren	GT 3	Mineralölprodukte	Nein	28237	Bremen	Bremen	1974	Nein				In Betrieb	88,0	0	0	0	0
	KWK-Anlagen <10MW		Mineralölprodukte	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	136	136	136	136	136
	KWK-Anlagen <10MW		Mineralölprodukte	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
	KWK-Anlagen <10MW		Mineralölprodukte	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
	KWK-Anlagen <10MW		Mineralölprodukte	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0
BNA1294	EEV	EEV	Mineralölprodukte	Ja	21107	Hamburg	Hamburg	1993	Nein				In Betrieb	38,0	38,0	38,0	0	38,0
BNA0318	ÜWAG Kraftwerk Fulda		Mineralölprodukte	Nein	36043	Fulda	Hessen	2011	Nein				In Betrieb	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8
BNA0012d	Werkskraftwerk Sappi Alfeld	Diesele-generator	Mineralölprodukte	Nein	31061	Alfeld	Niedersachsen	1994	Nein				vorläufig stillgelegt	2,8	2,8	2,8	0	2,8
BNA1060	Wilhelmshaven	GT	Mineralölprodukte	Nein	26386	Wilhelmshaven	Niedersachsen	1973	Nein				In Betrieb	56,0	0	0	0	0
BNA0222	GT	GTKW	Mineralölprodukte	Nein	40233	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	1977	Nein				In Betrieb	86,2	0	0	0	0
BNA0547	Raffineriekraftwerk Köln Godorf		Mineralölprodukte	Ja	50997	Köln	Nordrhein-Westfalen	2004	Nein				In Betrieb	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
BNA1036	Kraftwerk Werdohl-Elverlingsen	E 1/2	Mineralölprodukte		58791	Werdohl	Nordrhein-Westfalen	1975	Nein				In Betrieb	206	0	0	0	0
BNA1083	Spitzenlastanlage Barmen	Block 2	Mineralölprodukte	Nein	42275	Wuppertal	Nordrhein-Westfalen	2008	Nein				In Betrieb	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
BNA1166	Abfallentsorgungszentrum Asdonkshof	Notstromdiesel	Mineralölprodukte	Nein	47475	Kamp-Lintfort	Nordrhein-Westfalen	1997	Nein				vorläufig stillgelegt	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
BNA1280	Kraftwerk	D210	Mineralölprodukte	ja	50389	Wes-	Nordrhein-	1962	Nein				In Betrieb	66,3	0	0	0	0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
			dukte			seling	Westfalen											
BNA1293d	Kraftwerk	Diesel/G5	Mineralölprodukte	Nein	50127	Bergheim	Nordrhein-Westfalen	1995	Nein				vorläufig stillgelegt	0,8	0,8	0,8	0	0,8
BNA0369	Spitzenlastkraftwerk Sermuth		Mineralölprodukte	Nein	4668	Großbothen	Sachsen	1995	Nein				In Betrieb	17,0	17,0	17,0	0	17,0
BNA0373	Spitzenlastkraftwerk Großkayna		Mineralölprodukte	Nein	6242	Großkayna	Sachsen-Anhalt	1994	Nein				In Betrieb	120	120	120	0	120
BNA0596	Raffineriekraftwerk		Mineralölprodukte	Ja	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	1997	Nein				In Betrieb	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5
BNA1400b	EZ1	DTI	Mineralölprodukte	Ja	6712	Zeitz	Sachsen-Anhalt	1993	Nein				In Betrieb	18,5	18,5	18,5	0	18,5
BNA0161	Brunsbüttel	GT A	Mineralölprodukte	Nein	25541	Brunsbüttel	Schleswig-Holstein	1973	Nein				In Betrieb	63,5	0	0	0	0
BNA0162	Brunsbüttel	GT B	Mineralölprodukte	Nein	25541	Brunsbüttel	Schleswig-Holstein	1973	Nein				In Betrieb	63,5	0	0	0	0
BNA0163	Brunsbüttel	GT C	Mineralölprodukte	Nein	25541	Brunsbüttel	Schleswig-Holstein	1973	Nein				In Betrieb	63,5	0	0	0	0
BNA0164	Brunsbüttel	GT D	Mineralölprodukte	Nein	25541	Brunsbüttel	Schleswig-Holstein	1973	Nein				In Betrieb	63,5	0	0	0	0
BNA0693b	Heizkraftwerk NMS	Diesel 1,2	Mineralölprodukte	Ja	24534	Neumünster	Schleswig-Holstein	1982	Nein				vorläufig stillgelegt	1,9	1,9	0	0	0
BNA0693c	Heizkraftwerk NMS	Diesel 3	Mineralölprodukte	Ja	24534	Neumünster	Schleswig-Holstein	1982	Nein				In Betrieb	5,5	5,5	0	0	0
BNA0759	Itzehoe		Mineralölprodukte	Nein	25588	Oldendorf	Schleswig-Holstein	1972	Nein				In Betrieb	88,0	0	0	0	0
BNA0766	Audorf		Mineralölprodukte	Nein	24783	Osterönfeld	Schleswig-Holstein	1973	Nein				In Betrieb	87,0	0	0	0	0
BNA1015	Wedel	GT A	Mineralölprodukte	Nein	22880	Wedel	Schleswig-Holstein	1972	Nein				In Betrieb	50,5	0	0	0	0
BNA1016	Wedel	GT B	Mineralölprodukte	Nein	22880	Wedel	Schleswig-Holstein	1972	Nein				In Betrieb	50,5	0	0	0	0
BNA0046	Säckingen	Säckingen 1	Pumpspeicher	Nein	79713	Bad Säckingen	Baden-Württemberg	1966	Nein				In Betrieb	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
BNA0046	Säckingen	Säckingen 2	Pumpspeicher	Nein	79713	Bad Säckingen	Baden-Württemberg	1966	Nein				In Betrieb	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
BNA0046	Säckingen	Säckingen 3	Pumpspeicher	Nein	79713	Bad Säckingen	Baden-Württemberg	1966	Nein				In Betrieb	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
BNA0046	Säckingen	Säckingen 4	Pumpspeicher	Nein	79713	Bad Säckingen	Baden-Württemberg	1966	Nein				In Betrieb	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
BNA0279	Rudolf-Fettweis-Werk	Pumpspeicherkraftwerk Schwarzenbachwerk	Pumpspeicher	Nein	76596	Forbach	Baden-Württemberg	1926	Ja (2021)				In Betrieb	43,0	0	0	0	0
BNA0426	Häusern	M1	Pumpspeicher	Nein	79837	Häusern	Baden-Württemberg	1931	Nein				In Betrieb	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
							berg											
BNA0426	Häusern	M2	Pumpspeicher	Nein	79837	Häusern	Baden-Württemberg	1931	Nein				In Betrieb	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
BNA0426	Häusern	M3	Pumpspeicher	Nein	79837	Häusern	Baden-Württemberg	1931	Nein				In Betrieb	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
BNA0426	Häusern	M4	Pumpspeicher	Nein	79837	Häusern	Baden-Württemberg	1931	Nein				In Betrieb	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
BNA0669	Pumpspeicherkraftwerk Glems	Pumpspeicherkraftwerk Glems A	Pumpspeicher	Nein	72555	Metzingen-Glems	Baden-Württemberg	1964	Nein				In Betrieb	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
BNA0669	Pumpspeicherkraftwerk Glems	Pumpspeicherkraftwerk Glems B	Pumpspeicher	Nein	72555	Metzingen-Glems	Baden-Württemberg	1964	Nein				In Betrieb	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
BNA1003	Kraftwerk Waldshut	M1	Pumpspeicher	Nein	79761	Waldshut-Tiengen	Baden-Württemberg	1951	Nein				In Betrieb	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0
BNA1003	Kraftwerk Waldshut	M2	Pumpspeicher	Nein	79761	Waldshut-Tiengen	Baden-Württemberg	1951	Nein				In Betrieb	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0
BNA1003	Kraftwerk Waldshut	M3	Pumpspeicher	Nein	79761	Waldshut-Tiengen	Baden-Württemberg	1951	Nein				In Betrieb	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0
BNA1003	Kraftwerk Waldshut	M4	Pumpspeicher	Nein	79761	Waldshut-Tiengen	Baden-Württemberg	1951	Nein				In Betrieb	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0
BNA1019	Wehr	Wehr Hotzenwald A10	Pumpspeicher	Nein	79664	Wehr	Baden-Württemberg	1975	Nein				In Betrieb	227	227	227	227	227
BNA1019	Wehr	Wehr Hotzenwald A9	Pumpspeicher	Nein	79664	Wehr	Baden-Württemberg	1975	Nein				In Betrieb	228	228	228	228	228
BNA1019	Wehr	Wehr Hotzenwald B10	Pumpspeicher	Nein	79664	Wehr	Baden-Württemberg	1975	Nein				In Betrieb	227	227	227	227	227
BNA1019	Wehr	Wehr Hotzenwald B9	Pumpspeicher	Nein	79664	Wehr	Baden-Württemberg	1975	Nein				In Betrieb	228	228	228	228	228
BNA1071	Witznau	M1	Pumpspeicher	Nein	79777	Witznau	Baden-Württemberg	1943	Nein				In Betrieb	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
BNA1071	Witznau	M2	Pumpspeicher	Nein	79777	Witznau	Baden-Württemberg	1943	Nein				In Betrieb	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
BNA1071	Witznau	M3	Pumpspeicher	Nein	79777	Witznau	Baden-Württemberg	1943	Nein				In Betrieb	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA1071	Witznau	M4	Pumpspeicher	Nein	79777	Witznau	Baden-Württemberg	1943	Nein				In Betrieb	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
BNAP068	Rudolf-Fettweis-Werk "Oberstufe"		Pumpspeicher	Nein	76596	Forbach	Baden-Württemberg	2019	Nein			Ja	In Planung	0	220	220	220	220
BNAP069	Rudolf-Fettweis-Werk "Unterstufe"	Rudolf-Fettweis-Werk "Unterstufe"	Pumpspeicher	Nein	76596	Forbach	Baden-Württemberg	2019	Nein			Ja	In Planung	0	50,0	50,0	50,0	50,0
BNAP080	PSW Zollernalb		Pumpspeicher	Nein	72379	Hechingen	Baden-Württemberg	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	320	0
BNAP094	Atdorf		Pumpspeicher	Nein	79725	Laufenburg (Baden)	Baden-Württemberg		Nein			Nein	In Planung	0	0	0	700	0
BNAP094	Atdorf		Pumpspeicher	Nein	79725	Laufenburg (Baden)	Baden-Württemberg		Nein			Nein	In Planung	0	0	0	700	0
BNA0337	PSW Langenprozelten	entfällt	Pumpspeicher	Nein	97737	Gemünden	Bayern	1974	Nein				In Betrieb	164	164	164	164	164
BNA0422	Happurg	M1	Pumpspeicher	Nein	91230	Happurg	Bayern	1958	Nein				In Betrieb	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
BNA0422	Happurg	M2	Pumpspeicher	Nein	91230	Happurg	Bayern	1958	Nein				In Betrieb	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
BNA0422	Happurg	M3	Pumpspeicher	Nein	91230	Happurg	Bayern	1958	Nein				In Betrieb	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
BNA0422	Happurg	M4	Pumpspeicher	Nein	91230	Happurg	Bayern	1958	Nein				In Betrieb	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
BNA0946a	Kraftwerksgruppe Pfreimd	PSKW Tanzmühle	Pumpspeicher	Nein	92555	Trausnitz	Bayern	1959	Nein				In Betrieb	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
BNA0953	Kraftwerksgruppe Pfreimd	M1	Pumpspeicher	Nein	92555	Trausnitz	Bayern	1955	Nein				In Betrieb	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0
BNA0953	Kraftwerksgruppe Pfreimd	M2	Pumpspeicher	Nein	92555	Trausnitz	Bayern	1955	Nein				In Betrieb	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0
BNA0953	Kraftwerksgruppe Pfreimd	M3	Pumpspeicher	Nein	92555	Trausnitz	Bayern	1955	Nein				In Betrieb	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0
BNA0972	Leitzach 1	1	Pumpspeicher	Nein	83620	Vagen	Bayern	1983	Nein				In Betrieb	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0
BNA0973	Leitzach 2	2	Pumpspeicher	Nein	83620	Vagen	Bayern	1960	Nein				In Betrieb	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8
BNAP070	PSW Blautal	PSW Blautal	Pumpspeicher	Nein	89143	Blaubeuren	Bayern	2019	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	60,0	0
BNAP075	Pumpspeicherwerk Einöden	Pumpspeicherwerk Einöden	Pumpspeicher	Nein	83126	Flintsbach am Inn	Bayern	2020	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	150	0
BNAP090	Pumpspeicherwerk Jochberg		Pumpspeicher	Nein	83676	Jachenau	Bayern	2025	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	700	0
BNAP098	Jochenstein	Energiespeicher Riedl	Pumpspeicher	Nein	94107	Untergriesbach	Bayern	2022	Nein			Ja	In Planung	0	150	150	150	150
BNAP098	Jochenstein	Energiespeicher Riedl	Pumpspeicher	Nein	94107	Untergriesbach	Bayern	2022	Nein			Ja	In Planung	0	150	150	150	150
BNA0228	Waldeck1/Bringhausen	Maschine 1 (neu)	Pumpspeicher	Nein	34549	Edertal Hemfurth	Hessen	1931	Nein				In Betrieb	73,0	73,0	73,0	73,0	73,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0228	Waldeck1/Bringhausen	Maschine 3	Pumpspeicher	Nein	34549	Edersee	Hessen	1931	Nein				In Betrieb	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0228	Waldeck1/Bringhausen	Maschine 4	Pumpspeicher	Nein	34549	Edertal Hemfurth-Edersee	Hessen	1931	Nein				In Betrieb	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0229	Waldeck 2	Maschine 5	Pumpspeicher	Nein	34549	Edertal Hemfurth-Edersee	Hessen	1974	Nein				In Betrieb	240	240	240	240	240
BNA0229	Waldeck 2	Maschine 6	Pumpspeicher	Nein	34549	Edertal Hemfurth-Edersee	Hessen	1974	Nein				In Betrieb	240	240	240	240	240
	PSW Waldeck 2+	2+	Pumpspeicher	Nein	34549	Edertal Hemfurth-Edersee	Hessen		Nein			Ja	In Planung	0	300	300	300	300
BNA0558	Erzhausen	M1	Pumpspeicher	Nein	37547	Kreien-sen	Niedersachsen	1964	Nein				In Betrieb	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
BNA0558	Erzhausen	M2	Pumpspeicher	Nein	37547	Kreien-sen	Niedersachsen	1964	Nein				In Betrieb	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
BNA0558	Erzhausen	M3	Pumpspeicher	Nein	37547	Kreien-sen	Niedersachsen	1964	Nein				In Betrieb	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
BNA0558	Erzhausen	M4	Pumpspeicher	Nein	37547	Kreien-sen	Niedersachsen	1964	Nein				In Betrieb	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
BNAP082	PSW Leinetal		Pumpspeicher	Nein	31084	Freden (Leine)	Niedersachsen	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	55,0	0
BNAP082	PSW Leinetal		Pumpspeicher	Nein	31084	Freden (Leine)	Niedersachsen	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	55,0	0
BNAP082	PSW Leinetal		Pumpspeicher	Nein	31084	Freden (Leine)	Niedersachsen	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	55,0	0
BNAP082	PSW Leinetal		Pumpspeicher	Nein	31084	Freden (Leine)	Niedersachsen	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	55,0	0
BNA0268	Pumpspeicherwerk Rönkhausen	PSW	Pumpspeicher	Nein	57413	Finnentr op	Nordrhein-Westfalen	1969	Nein				In Betrieb	138	138	138	138	138
BNA0443	Koepchenwerk	Koepchenwerk	Pumpspeicher	Nein	58313	Herdecke	Nordrhein-Westfalen	1989	Nein				In Betrieb	153	153	153	153	153
BNAP079	PSW Lippe		Pumpspeicher	Nein	32676	Lügde	Nordrhein-Westfalen	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	80,0	0
BNAP079	PSW Lippe		Pumpspeicher	Nein	32676	Lügde	Nordrhein-Westfalen	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	80,0	0
BNAP079	PSW Lippe		Pumpspeicher	Nein	32676	Lügde	Nordrhein-Westfalen	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	80,0	0
BNAP079	PSW Lippe		Pumpspeicher	Nein	32676	Lügde	Nordrhein-Westfalen	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	80,0	0
BNAP086	Trianel Wasser-		Pumpspeicher	Nein	37688	Beverun-	Nordrhein-	2023	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	390	0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
	speicherkraftwerke Nethe					gen	Westfalen											
BNA074	PSKW RIO	PSKW RIO	Pumpspeicher	Nein	54338	Schweich	Rheinland-Pfalz	2020	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	300	0
BNA0652	Markersbach	PSS A	Pumpspeicher	Nein	8352	Markersbach	Sachsen	1980	Nein				In Betrieb	174	174	174	174	174
BNA0653	Markersbach	PSS B	Pumpspeicher	Nein	8352	Markersbach	Sachsen	1980	Nein				In Betrieb	174	174	174	174	174
BNA0654	Markersbach	PSS C	Pumpspeicher	Nein	8352	Markersbach	Sachsen	1980	Nein				In Betrieb	174	174	174	174	174
BNA0655	Markersbach	PSS D	Pumpspeicher	Nein	8352	Markersbach	Sachsen	1980	Nein				In Betrieb	174	174	174	174	174
BNA0656	Markersbach	PSS E	Pumpspeicher	Nein	8352	Markersbach	Sachsen	1980	Nein				In Betrieb	174	174	174	174	174
BNA0657	Markersbach	PSS F	Pumpspeicher	Nein	8352	Markersbach	Sachsen	1980	Nein				In Betrieb	174	174	174	174	174
BNA0721	Niederwartha	PSS C	Pumpspeicher	Nein	1462	Niederwartha	Sachsen	1957	Nein				In Betrieb	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9
BNA0722	Niederwartha	PSS D	Pumpspeicher	Nein	1462	Niederwartha	Sachsen	1957	Nein				In Betrieb	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9
BNA1031	Wendefurth	PSS A	Pumpspeicher	Nein	38889	Wendefurth	Sachsen-Anhalt	1967	Nein				In Betrieb	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9
BNA1032	Wendefurth	PSS B	Pumpspeicher	Nein	38889	Wendefurth	Sachsen-Anhalt	1968	Nein				In Betrieb	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9
BNA0327	Geesthacht	PSS A	Pumpspeicher	Nein	21502	Geesthacht	Schleswig-Holstein	1958	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0328	Geesthacht	PSS B	Pumpspeicher	Nein	21502	Geesthacht	Schleswig-Holstein	1958	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0329	Geesthacht	PSS C	Pumpspeicher	Nein	21502	Geesthacht	Schleswig-Holstein	1958	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0350	Goldisthal	PSS A	Pumpspeicher	Nein	98746	Goldisthal	Thüringen	2004	Nein				In Betrieb	263	263	263	263	263
BNA0351	Goldisthal	PSS B	Pumpspeicher	Nein	98746	Goldisthal	Thüringen	2003	Nein				In Betrieb	263	263	263	263	263
BNA0352	Goldisthal	PSS C	Pumpspeicher	Nein	98746	Goldisthal	Thüringen	2004	Nein				In Betrieb	263	263	263	263	263
BNA0353	Goldisthal	PSS D	Pumpspeicher	Nein	98746	Goldisthal	Thüringen	2004	Nein				In Betrieb	263	263	263	263	263
BNA0465	Hohenwarte 1	PSS A	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1959	Nein				In Betrieb	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9
BNA0466	Hohenwarte 1	PSS B	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1959	Nein				In Betrieb	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9
BNA0467	Hohenwarte 2	PSS A	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1966	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0468	Hohenwarte 2	PSS B	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1966	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0469	Hohenwarte 2	PSS C	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1966	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0470	Hohenwarte 2	PSS D	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1966	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energetischer Träger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0471	Hohenwarte 2	PSS E	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1966	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0472	Hohenwarte 2	PSS F	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1966	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0473	Hohenwarte 2	PSS G	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1966	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0474	Hohenwarte 2	PSS H	Pumpspeicher	Nein	7338	Hohenwarte	Thüringen	1966	Nein				In Betrieb	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
BNA0882	Bleiloch	PSS A	Pumpspeicher	Nein	7907	Schleiz	Thüringen	1932	Nein				In Betrieb	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
BNA0883	Bleiloch	PSS B	Pumpspeicher	Nein	7907	Schleiz	Thüringen	1932	Nein				In Betrieb	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9
BNAP081	PSW Hainleite		Pumpspeicher	Nein	99706	Sondershausen	Thüringen	2022	Nein			Nein	In Planung	0	0	0	250	0
BNAP089	Trianel Wasserspeicherwerk Schmalwasser	PSS A	Pumpspeicher	Nein	99897	Tambach-Dietharz	Thüringen	2024	Nein			Ja	In Planung	0	265	265	265	265
BNAP089	Trianel Wasserspeicherwerk Schmalwasser	PSS B	Pumpspeicher	Nein	99897	Tambach-Dietharz	Thüringen	2024	Nein			Ja	In Planung	0	265	265	265	265
BNAP089	Trianel Wasserspeicherwerk Schmalwasser	PSS C	Pumpspeicher	Nein	99897	Tambach-Dietharz	Thüringen	2024	Nein			Ja	In Planung	0	265	265	265	265
BNAP089	Trianel Wasserspeicherwerk Schmalwasser	PSS D	Pumpspeicher	Nein	99897	Tambach-Dietharz	Thüringen	2024	Nein			Ja	In Planung	0	265	265	265	265
BNAP099	PSW Leutenberg	A	Pumpspeicher	Nein	7338	Leutenberg	Thüringen	2022	Nein			Ja	In Planung	0	201	201	201	201
BNAP099	PSW Leutenberg	B	Pumpspeicher	Nein	7338	Leutenberg	Thüringen	2022	Nein			Ja	In Planung	0	201	201	201	201
BNA1249	UPM Schongau	Heizkraftwerk 2	Sonstige	Ja	86956	Schongau	Bayern	1989	Nein				In Betrieb	6,0	6,0	6,0	0	0
BNA0237	EBS-Heizkraftwerk		Sonstige	Ja	15890	Eisenhüttenstadt	Brandenburg	2011	Nein				In Betrieb	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5
BNA0238a	IKW VEO		Sonstige	Ja	15890	Eisenhüttenstadt	Brandenburg	1953	Nein				In Betrieb	45,0	0	0	0	0
BNA0238b	IKW VEO	Block 7	Sonstige	Ja	15890	Eisenhüttenstadt	Brandenburg	2013	Nein				In Betrieb	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0
BNA0142	KW Mittelsbüren	Block 4	Sonstige	Nein	28237	Bremen	Bremen	1975	Nein				In Betrieb	150	0	0	0	0
	KWK-Anlagen <10MW		Sonstige	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	121	121	121	121	121
	KWK-Anlagen <10MW		Sonstige	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	119	119	119	119	119
	KWK-Anlagen <10MW		Sonstige	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	268	268	268	268	268
	KWK-Anlagen <10MW		Sonstige	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	165	165	165	165	165
BNA0289a	HKW West	M4	Sonstige	Nein	60627	Frankfurt am Main	Hessen	1954	Nein				In Betrieb	19,7	0	0	0	0
BNA1465a	EBS-Kraftwerk Witzenhausen		Sonstige	Ja	37213	Witzenhausen	Hessen	2009	Nein				In Betrieb	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energeträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0863	Kraftwerk Salzgitter	AB	Sonstige	Ja	38239	Salzgitter	Niedersachsen	1939	Nein				In Betrieb	94,5	0	0	0	0
BNA0864	Kraftwerk Salzgitter	Block 1	Sonstige	Ja	38239	Salzgitter	Niedersachsen	2010	Nein				In Betrieb	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0
BNA0865b	Kraftwerk Salzgitter	Block 2	Sonstige	Ja	38239	Salzgitter	Niedersachsen	2010	Nein				In Betrieb	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0
BNA0217	Duisburg Ruhrort 2	Block 2	Sonstige	Ja	47166	Duisburg - Ruhrort	Nordrhein-Westfalen	1955	Nein				In Betrieb	60,0	0	0	0	0
BNA0218	Duisburg Ruhrort 3	Block 3	Sonstige	Ja	47166	Duisburg - Ruhrort	Nordrhein-Westfalen	1963	Nein				In Betrieb	90,0	0	0	0	0
BNA0219	Duisburg Ruhrort 4	Block 4	Sonstige	Ja	47166	Duisburg - Ruhrort	Nordrhein-Westfalen	1968	Nein				In Betrieb	165	0	0	0	0
BNA0395	Duisburg Hamborn 3	Block 3	Sonstige	Ja	47166	Hamborn	Nordrhein-Westfalen	1958	Nein				In Betrieb	60,0	0	0	0	0
BNA0396	Duisburg Hamborn 4	Block 4	Sonstige	Ja	47166	Hamborn	Nordrhein-Westfalen	1976	Nein				In Betrieb	100,0	0	0	0	0
BNA0397	Duisburg Hamborn 5	Block 5	Sonstige	Ja	47166	Hamborn	Nordrhein-Westfalen	2003	Nein				In Betrieb	225	225	225	225	225
BNA0485	Huckingen	A	Sonstige	Ja	47259	Duisburg-Huckingen	Nordrhein-Westfalen	1975	Nein				In Betrieb	303	0	0	0	0
BNA0486	Huckingen	B	Sonstige	Ja	47259	Duisburg-Huckingen	Nordrhein-Westfalen	1976	Nein				In Betrieb	303	0	0	0	0
BNA0492	RAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH	EVA	Sonstige	Ja	49477	Ibbenbüren	Nordrhein-Westfalen	1985	Nein				In Betrieb	33,4	33,4	0	0	0
BNA1397a	O10	T21	Sonstige	Ja	50769	Köln	Nordrhein-Westfalen	1963	Nein				In Betrieb	12,4	0	0	0	0
BNA1397b	O10	T22	Sonstige	Ja	50769	Köln	Nordrhein-Westfalen	1963	Nein				In Betrieb	15,0	0	0	0	0
BNA1397c	O10	T23	Sonstige	Ja	50769	Köln	Nordrhein-Westfalen	1963	Nein				In Betrieb	12,4	0	0	0	0
BNA1397d	O10	T24	Sonstige	Nein	50769	Köln	Nordrhein-Westfalen	1966	Nein				In Betrieb	10,0	0	0	0	0
BNA1397e	O10	T31	Sonstige	Ja	50769	Köln	Nordrhein-Westfalen	1967	Nein				In Betrieb	30,0	0	0	0	0
BNA1399	Oxea GmbH		Sonstige	Ja	46147	Oberhausen	Nordrhein-Westfalen	1929	Nein				In Betrieb	38,0	0	0	0	0
BNA1409	DK Kraftwerk		Sonstige	Ja	47053	Duisburg	Nordrhein-Westfalen	2010	Nein				In Betrieb	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
BNA1488			Sonstige	ja	44147	Dortmund	Nordrhein-Westfalen	1989	Nein				In Betrieb	16,0	16,0	16,0	0	0
BNAP034	IKWB	IKWG	Sonstige	Ja	46238	Bottrop	Nordrhein-Westfalen	2015	Nein				In Bau	0	35,0	35,0	35,0	35,0
BNA0616b	Kraftwerk Nord	S 300 VT 1, VT 2, NT 7	Sonstige	Ja	67056	Ludwigs-hafen	Rheinland-Pfalz	1964	Nein				in Betrieb	56,0	0	0	0	0
BNA0997	HKW Fenne, Grubengaskraftwerk	Gasmotorenanlage Fenne	Sonstige	Ja	66333	Völklingen-Fenne	Saarland	2003	Nein				In Betrieb	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energetischer Träger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA1115	Gichtgaskraftwerk Dillingen		Sonstige	ja	66763	Dillingen/Saar	Saarland	2010	Nein				In Betrieb	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0
BNA0597	ILK-GuD	DT1	Sonstige	Ja	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	1994	Nein				In Betrieb	8,7	8,7	8,7	0	8,7
BNA0598a	ILK-EKT	EKT	Sonstige	Nein	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	2000	Nein				In Betrieb	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
BNA0598b	ILK-GuD	KT1	Sonstige	Nein	6237	Leuna	Sachsen-Anhalt	2010	Nein				In Betrieb	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
BNA0693a	Heizkraftwerk NMS	Turbine 2,3,4,5	Sonstige	Ja	24534	Neumünster	Schleswig-Holstein	1982	Nein				In Betrieb	67,4	67,4	0	0	0
BNA0019	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 2 (DT Solobetrieb)	Steinkohle	Ja	73776	Altbach	Baden-Württemberg	1997	Nein				In Betrieb	336	336	336	336	336
BNA0020	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 1	Steinkohle	Ja	73776	Altbach	Baden-Württemberg	1985	Nein				In Betrieb	433	433	433	0	0
BNA0432	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	Steinkohle	Ja	74076	Heilbronn	Baden-Württemberg	1965	Ja (2015)				In Betrieb	110	0	0	0	0
BNA0433	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	Steinkohle	Ja	74076	Heilbronn	Baden-Württemberg	1966	Ja (2015)				In Betrieb	110	0	0	0	0
BNA0434	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 7	Steinkohle	Ja	74076	Heilbronn	Baden-Württemberg	1985	Nein				In Betrieb	778	778	778	0	0
BNA0518a	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 7	Steinkohle	Ja	76189	Karlsruhe	Baden-Württemberg	1985	Nein				In Betrieb	505	505	505	0	0
BNA0642	GKM	Block 3	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	1966	Ja (2015)				Reserve	203	0	0	0	0
BNA0643	GKM	Block 4	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	1970	Ja (2015)				In Betrieb	203	0	0	0	0
BNA0644	GKM	Block 6 15	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	2005	Nein				In Betrieb	185	185	185	185	185
BNA0644	GKM	Block 6 17	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	2005	Nein				In Betrieb	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
BNA0645	GKM	Block 7	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	1982	Nein				In Betrieb	213	213	213	0	0
BNA0645	GKM	Block 7 M	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	1982	Nein				In Betrieb	212	212	212	0	0
BNA0646	GKM	Block 8 N	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	1993	Nein				In Betrieb	180	180	180	180	180
BNA0646	GKM	Block 8	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	1993	Nein				In Betrieb	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energie-träger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0646	GKM	Block 8	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	1993	Nein				In Betrieb	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
BNA0646	GKM	Block 8 L	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	1993	Nein				In Betrieb	112	112	112	112	112
BNA0801	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Wirbelschichtblock	Steinkohle	Ja	75175	Pforzheim	Baden-Württemberg	1990	Nein				In Betrieb	26,9	26,9	26,9	0	26,9
BNA0934	Heizkraftwerk Stuttgart-Gaisburg	GAI DT 14 neu	Steinkohle	Ja	70376	Stuttgart	Baden-Württemberg	2009	Nein				In Betrieb	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6
BNA0935	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT12	Steinkohle	Ja	70376	Stuttgart	Baden-Württemberg	1982	Nein				In Betrieb	45,0	45,0	45,0	0	0
BNA0936	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT15	Steinkohle	Ja	70376	Stuttgart	Baden-Württemberg	1984	Nein				In Betrieb	45,0	45,0	45,0	0	0
BNA1005	Kraftwerk Walheim	WAL 1	Steinkohle	Nein	74399	Walheim	Baden-Württemberg	1964	Ja (2014)				In Betrieb	96,0	0	0	0	0
BNA1006	Kraftwerk Walheim	WAL 2	Steinkohle	Nein	74399	Walheim	Baden-Württemberg	1967	Ja (2014)				In Betrieb	148	0	0	0	0
BNA1405a	Heizkraftwerk Magirusstraße		Steinkohle	Ja	89077	Ulm	Baden-Württemberg	1978	Nein				In Betrieb	20,7	20,7	0	0	0
BNA1467	Köhler Energie GmbH		Steinkohle	Ja	77704	Oberkirch	Baden-Württemberg	1986	Nein				In Betrieb	18,5	18,5	18,5	0	18,5
BNA0518b	Rheinhafendampfkraftwerk Bl. 8	RDK 8	Steinkohle	Ja	76189	Karlsruhe	Baden-Württemberg	2014	Nein			Ja	In Bau	0	842	842	842	842
BNA026	GKM	Block 9	Steinkohle	Ja	68199	Mannheim	Baden-Württemberg	2015	Nein			Ja	In Bau	0	843	843	843	843
BNA0261b	HKW Erlangen	K6 DT2	Steinkohle	Ja	91052	Erlangen	Bayern	1980	Nein				In Betrieb	17,4	17,4	0	0	0
BNA0926b	Heizkraftwerk der Sappi Stockstadt GmbH	Konventionelles Sammelschienenkraftwerk	Steinkohle	Ja	63811	Stockstadt	Bayern	1969	Nein				In Betrieb	24,8	0	0	0	0
BNA0969b	Nord 2	2	Steinkohle	Ja	85774	Unterföhring	Bayern	1991	Nein				In Betrieb	333	333	333	333	333
BNA1093	Zolling	Zolling Block 5	Steinkohle	Ja	85406	Zolling	Bayern	1986	Nein				In Betrieb	472	472	472	0	472
BNA0082	Reuter	Reuter C	Steinkohle	Ja	13599	Berlin	Berlin	1969	Ja (2021)				In Betrieb	124	0	0	0	0
BNA0085a	Moabit	Moabit A	Steinkohle	Ja	13353	Berlin	Berlin	1990	Nein				In Betrieb	89,0	89,0	89,0	0	89,0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energeträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0086	Reuter West	Reuter West D	Steinkohle	Ja	13599	Berlin	Berlin	1987	Nein				In Betrieb	282	282	282	0	282
BNA0087	Reuter West	Reuter West E	Steinkohle	Ja	13599	Berlin	Berlin	1988	Nein				In Betrieb	282	282	282	0	282
BNA0144	KW Hastedt	Block 15	Steinkohle	Ja	28207	Bremen	Bremen	1989	Nein				In Betrieb	119	119	119	0	119
BNA0146	KW Hafen	Block 6	Steinkohle	Ja	28237	Bremen	Bremen	1979	Nein				In Betrieb	300	300	0	0	0
BNA0147	Farge	Farge	Steinkohle	Nein	28777	Bremen	Bremen	1969	Nein				In Betrieb	350	0	0	0	0
	KWK-Anlagen <10MW		Steinkohle	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
	KWK-Anlagen <10MW		Steinkohle	Ja			Diverse		Nein				In Betrieb	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
BNA0402	Tiefstack	Tiefstack	Steinkohle	Ja	22113	Hamburg	Hamburg	1993	Nein				In Betrieb	194	194	194	194	194
BNAP012	Moorburg	B	Steinkohle	Nein	21079	Hamburg	Hamburg	2014	Nein			Ja	In Bau	0	830	830	830	830
BNAP013	Moorburg	A	Steinkohle	Nein	21079	Hamburg	Hamburg	2014	Nein			Ja	In Bau	0	830	830	830	830
BNA0289b	HKW West	Block 2	Steinkohle	Ja	60627	Frankfurt am Main	Hessen	1989	Nein				In Betrieb	61,5	61,5	61,5	0	61,5
BNA0290	HKW West	Block 3	Steinkohle	Ja	60627	Frankfurt am Main	Hessen	1989	Nein				In Betrieb	61,5	61,5	61,5	0	61,5
BNA0377	Staudinger	5	Steinkohle	Ja	63538	Großkrotzenburg	Hessen	1992	Nein				In Betrieb	510	510	510	510	510
BNA0498	Heizkraftwerk	Block B	Steinkohle	Ja	65926	Industriepark Höchst	Hessen	1989	Nein				In Betrieb	66,0	66,0	66,0	0	66,0
BNA0758	Heizkraftwerk Offenbach		Steinkohle	ja	63067	Offenbach	Hessen	1990	Nein				In Betrieb	54,0	54,0	54,0	0	54,0
BNA0849	KNG Kraftwerk Rostock	Rostock	Steinkohle	Ja	18147	Rostock	Mecklenburg-Vorpommern	1994	Nein				In Betrieb	508	508	508	508	508
BNA0138	HKW-Mitte	Block 1	Steinkohle	Ja	38106	Braunschweig	Niedersachsen	1984	Nein				In Betrieb	43,3	43,3	43,3	0	0
BNA0420	GKH	Block1	Steinkohle	Ja	30419	Hannover	Niedersachsen	1989	Nein				In Betrieb	136	136	136	0	136
BNA0421	GKH	Block2	Steinkohle	Ja	30419	Hannover	Niedersachsen	1989	Nein				In Betrieb	136	136	136	0	136
BNA0464	KWM	Block3	Steinkohle	Nein	31249	Hohenhameln OT Mehrum	Niedersachsen	1979	Nein				In Betrieb	690	690	0	0	0
BNA1061	Wilhelmshaven	1 (DT)	Steinkohle	Nein	26386	Wilhelmshaven	Niedersachsen	1976	Nein				In Betrieb	617	617	0	0	0
BNA1061	Wilhelmshaven	Zweigturbine	Steinkohle	Nein	26386	Wilhelmshaven	Niedersachsen	1976	Nein				In Betrieb	140	140	0	0	0
BNA1075a	HKW Nord	Generator A	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	Niedersachsen	2000	Nein				In Betrieb	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5
BNA1075b	HKW Nord	Generator B	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	Niedersachsen	2000	Nein				In Betrieb	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA1076a	HKW West	Block 1	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	Niedersachsen	1985	Nein				In Betrieb	139	139	139	0	0
BNA1076b	HKW West	Block 2	Steinkohle	Ja	38436	Wolfsburg	Niedersachsen	1985	Nein				In Betrieb	139	139	139	0	0
BNA1500	Werk Uelzen		Steinkohle	Ja	29525	Uelzen	Niedersachsen	1990	Nein				In Betrieb	40,0	40,0	40,0	0	40,0
BNAP014	Wilhelmshaven	Wilhelmshaven	Steinkohle	Nein	26386	Wilhelmshaven	Niedersachsen	2014	Nein			Ja	In Bau	0	731	731	731	731
BNA0067	Bergkamen	A	Steinkohle	Ja	59192	Bergkamen	Nordrhein-Westfalen	1981	Nein				In Betrieb	717	717	717	0	0
BNA0203	Knepper	C	Steinkohle	Ja	44357	Dortmund	Nordrhein-Westfalen	1971	Ja (2014)				In Betrieb	345	0	0	0	0
BNA0211	HKW I	ZAWSF	Steinkohle	Ja	47053	Duisburg	Nordrhein-Westfalen	1985	Nein				In Betrieb	95,0	95,0	95,0	0	0
BNA0215	KW Walsum	Walsum 7	Steinkohle	Nein	47179	Duisburg	Nordrhein-Westfalen	1959	Nein				vorläufig stillgelegt	129	0	0	0	0
BNA0216a	KW Walsum	Walsum 9	Steinkohle	Ja	47180	Duisburg	Nordrhein-Westfalen	1988	Nein				in Betrieb	370	370	370	0	370
BNA0216b	KW Walsum	Walsum 10	Steinkohle	Nein	47180	Duisburg	Nordrhein-Westfalen	2013	Nein				in Betrieb	725	725	725	725	725
BNA0331	Scholven	C	Steinkohle	Ja	45896	Gelsenkirchen	Nordrhein-Westfalen	1969	Nein				In Betrieb	345	0	0	0	0
BNA0332	Scholven	B	Steinkohle	Ja	45896	Gelsenkirchen	Nordrhein-Westfalen	1968	Nein				In Betrieb	345	0	0	0	0
BNA0333	Scholven	D	Steinkohle	Ja	45896	Gelsenkirchen	Nordrhein-Westfalen	1970	Ja (2014)				In Betrieb	345	0	0	0	0
BNA0334	Scholven	E	Steinkohle	Ja	45896	Gelsenkirchen	Nordrhein-Westfalen	1971	Ja (2014)				In Betrieb	345	0	0	0	0
BNA0335	Scholven	F	Steinkohle	Nein	45896	Gelsenkirchen	Nordrhein-Westfalen	1979	Ja (2014)				In Betrieb	676	0	0	0	0
BNA0336	FWK Buer		Steinkohle	Ja	45896	Gelsenkirchen	Nordrhein-Westfalen	1985	Nein				In Betrieb	70,0	70,0	70,0	0	0
BNA0413a	Westfalen	C	Steinkohle	Nein	59071	Hamm-Uentrop	Nordrhein-Westfalen	1969	Ja (2016)				In Betrieb	284	0	0	0	0
BNA0447	KW Herne	Herne 2	Steinkohle	Nein	44653	Herne	Nordrhein-Westfalen	1963	Nein				vorläufig stillgelegt	133	0	0	0	0
BNA0449	KW Herne	Herne 3	Steinkohle	Ja	44654	Herne	Nordrhein-Westfalen	1966	Nein				In Betrieb	280	0	0	0	0
BNA0450	KW Herne	Herne 4	Steinkohle	Ja	44655	Herne	Nordrhein-Westfalen	1989	Nein				In Betrieb	449	449	449	0	449
BNA0493	Ibbenbüren	B	Steinkohle	Ja	49479	Ibbenbüren	Nordrhein-Westfalen	1985	Nein				In Betrieb	794	794	794	0	0
BNA0557a	Kraftwerk L 57		Steinkohle	Ja	47812	Krefeld-Uerdingen	Nordrhein-Westfalen	1957	Nein				In Betrieb	26,0	0	0	0	0
BNA0557b	Kraftwerk N 230		Steinkohle	Ja	47812	Krefeld-Uerdingen	Nordrhein-Westfalen	1971	Ja (2018)				In Betrieb	110	0	0	0	0
BNA0600b	G-Kraftwerk		Steinkohle	Ja	51368	Lever	Nordrhein-	1962	Nein				in Betrieb	103	0	0	0	0

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energieträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
BNA0618	KW Lünen	Lünen 6	Steinkohle	Nein	44536	kusen	Westfalen						in Betrieb	149	0	0	0	0
BNA0619	KW Lünen	Lünen 7	Steinkohle	Ja	44537	Lünen	Nordrhein-Westfalen	1962	Nein				in Betrieb	324	0	0	0	0
BNA0660	Kraftwerk I	Block 4	Steinkohle	Ja	45772	Marl	Nordrhein-Westfalen	1971	Nein				in Betrieb	55,3	0	0	0	0
BNA0661	Kraftwerk II	Block 3	Steinkohle	Ja	45772	Marl	Nordrhein-Westfalen	1966	Nein				in Betrieb	60,4	0	0	0	0
BNA0662a	Kraftwerk I	Block 5	Steinkohle	Ja	45772	Marl	Nordrhein-Westfalen	1983	Nein				In Betrieb	60,2	60,2	60,2	0	0
BNA0662b	Kraftwerk I	Dampfwirtschaft (6 Einzelturbinen)	Steinkohle	Ja	45772	Marl	Nordrhein-Westfalen		Nein				In Betrieb	120	120	120	120	120
BNA0793	Heyden	4	Steinkohle	Nein	32469	Petersshagen	Nordrhein-Westfalen	1987	Nein				In Betrieb	875	875	875	0	875
BNA0813	Kraftwerk Veltheim	3	Steinkohle	Nein	32457	Porta Westfalica	Nordrhein-Westfalen	1970	Ja (2015)				In Betrieb	303	0	0	0	0
BNA0834	Industrie-Kraftwerk		Steinkohle	ja	47495	Rheinberg	Nordrhein-Westfalen	1975	Nein				In Betrieb	79,0	0	0	0	0
BNA0989	KW West	West 2	Steinkohle	Nein	46563	Voerde	Nordrhein-Westfalen	1971	Nein				In Betrieb	318	0	0	0	0
BNA0990	KW West	West 1	Steinkohle	Nein	46562	Voerde	Nordrhein-Westfalen	1971	Nein				In Betrieb	322	0	0	0	0
BNA0991	KW Voerde	Block A	Steinkohle	Nein	46562	Voerde	Nordrhein-Westfalen	1982	Nein				In Betrieb	695	695	695	0	0
BNA0992	KW Voerde	Block B	Steinkohle	Nein	46563	Voerde	Nordrhein-Westfalen	1985	Nein				In Betrieb	695	695	695	0	0
BNA1035	Kraftwerk Werdohl-Elverlingsen	E3	Steinkohle	Nein	58791	Werdohl	Nordrhein-Westfalen	1971	Nein				In Betrieb	186	0	0	0	0
BNA1037	Kraftwerk Werdohl-Elverlingsen	E4	Steinkohle		58791	Werdohl	Nordrhein-Westfalen	1982	Nein				In Betrieb	310	310	310	0	0
BNA1046a	Gersteinwerk	K2	Steinkohle	Nein	59368	Werne	Nordrhein-Westfalen	1984	Ja (2017)				In Betrieb	608	0	0	0	0
BNA1084	HKW Elberfeld	Block 3	Steinkohle	Ja	42117	Wuppertal	Nordrhein-Westfalen	1989	Ja (2019)				In Betrieb	85,0	0	0	0	0
BNA1331	Reno De Medici	HD - Kraftwerk	Steinkohle	Ja	59821	Arnsberg	Nordrhein-Westfalen	1956	Nein				In Betrieb	19,1	0	0	0	0
BNA1508	Trianel Kohlekraftwerk Lünen		Steinkohle	Ja	44536	Lünen	Nordrhein-Westfalen	2013	Nein				in Betrieb	746	746	746	746	746
BNA0413b	Westfalen	D	Steinkohle	Nein	59071	Hamm-Uentrop	Nordrhein-Westfalen	2014	Nein				In Bau	0	765	765	765	765
BNA0413c	Westfalen	E	Steinkohle	Nein	59071	Hamm-Uentrop	Nordrhein-Westfalen	2014	Nein				In Bau	0	765	765	765	765
BNAP029	Datteln	4	Steinkohle	Ja	45711	Datteln	Nordrhein-		Nein				In Bau	0	1055	1055	1055	1055

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Energeträger	Wärmeauskopplung KWK (ja/nein)	PLZ	Ort	Bundesland	Inbetriebnahme (Jahr)	Geplante Stilllegung	Falls Energeträger Erdgas: Antrag nach § 38 GasNZV (Ja/Nein)	Falls Energeträger Erdgas: Antrag nach § 39 GasNZV (Ja/Nein)	Antrag/Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV (Ja/Nein)	NEP 2025 Status 31.12.2013	NEP 2025 Nettoleistung 31.12.2013 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario A 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2025 & B2 2025 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario B1 2035 & B2 2035 [MW]	NEP 2025 Leistung Szenario C 2025 [MW]
							Westfalen											
BNA046	KW Herne	Herne 5	Steinkohle	Ja	44653	Herne	Nordrhein-Westfalen	2019	Nein			Ja	In Planung	0	735	0	0	0
BNA062	KW Lünen	Lünen 8	Steinkohle	Ja	44536	Lünen	Nordrhein-Westfalen	2018	Nein			Ja	In Planung	0	735	0	0	0
BNA0510b	HKW Karcherstr.	20	Steinkohle	Ja	67655	Kaiserslautern	Rheinland-Pfalz	1996	Nein				In Betrieb	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
BNA0093	Kraftwerk Bexbach	BEX	Steinkohle	Nein	66450	Bexbach	Saarland	1983	Nein				In Betrieb	721	721	721	0	0
BNA0252	Kraftwerk Ens Dorf	Block 3	Steinkohle	Nein	66806	Ens Dorf	Saarland	1971	Nein				In Betrieb	283	0	0	0	0
BNA0253	Kraftwerk Ens Dorf	Block 1	Steinkohle	Ja	66806	Ens Dorf	Saarland	1963	Ja (2020)				In Betrieb	106	0	0	0	0
BNA0820	Weither	Weither III	Steinkohle	ja	66287	Quierschied	Saarland	1976	Nein				In Betrieb	656	656	0	0	0
BNA0998	Modellkraftwerk	MKV	Steinkohle	ja	66333	Völklingen-Fenne	Saarland	1982	Nein				In Betrieb	179	179	179	0	0
BNA0999	Heizkraftwerk	HKV	Steinkohle	ja	66333	Völklingen-Fenne	Saarland	1989	Nein				In Betrieb	211	211	211	0	211
BNA0861b	Römerbrücke	HKW Römerbrücke	Steinkohle	Ja	66121	Saarbrücken	Saarland	1988	Nein				In Betrieb	50,0	50,0	50,0	0	50,0
BNA0270	Heizkraftwerk FL	Block 11	Steinkohle	ja	24939	Flensburg	Schleswig-Holstein	1992	Nein				In Betrieb	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
BNA0271	Heizkraftwerk FL	Block 10	Steinkohle	ja	24939	Flensburg	Schleswig-Holstein	1988	Nein				In Betrieb	29,0	29,0	29,0	0	29,0
BNA0272	Heizkraftwerk FL	Block 9	Steinkohle	ja	24939	Flensburg	Schleswig-Holstein	1985	Nein				In Betrieb	33,0	33,0	33,0	0	0
BNA0273	Heizkraftwerk FL	Block 8	Steinkohle	ja	24939	Flensburg	Schleswig-Holstein	1982	Nein				In Betrieb	35,0	35,0	35,0	0	0
BNA0274	Heizkraftwerk FL	Block 7	Steinkohle	ja	24939	Flensburg	Schleswig-Holstein	1978	Nein				In Betrieb	23,0	23,0	0	0	0
BNA0403	Wedel	Wedel 2	Steinkohle	Ja	22880	Wedel	Schleswig-Holstein	1962	Ja (2021)				In Betrieb	123	0	0	0	0
BNA0404	Wedel	Wedel 1	Steinkohle	Ja	22880	Wedel	Schleswig-Holstein	1961	Ja (2021)				In Betrieb	137	0	0	0	0
BNA0526	Gemeinschafts-KW Kiel		Steinkohle	Ja	24149	Kiel	Schleswig-Holstein	1970	Ja (2015)				In Betrieb	323	0	0	0	0
BNA1330	Steinbeis Energie	Kohlekessel	Steinkohle	Ja	25348	Glückstadt	Schleswig-Holstein	2010	Nein				In Betrieb	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0

**A-2 Ausgewiesene Windflächen in Deutschland**

Land (grau hinterlegt = Regionalpläne nur teilweise vorhanden)	Anzahl der Anlagen pro km <sup>2</sup> (im Durchschnitt)	Leistung pro Anlage [MW] (am häufigsten genannt)	Eigenerhebung Gesamtsumme der ausgewiesenen Fläche [km <sup>2</sup> ]	ÜNB Gesamtsumme der ausgewiesenen Fläche [km <sup>2</sup> ]
Baden-Württemberg	6,20	2,50	47,52	0,00
Bayern	8,00	3,00	363,64	0,00
Berlin	0,00	3,00	0,00	0,00
Brandenburg	8,15	3,00	508,00	502,05
Bremen	12,70	2,00	3,15	0,00
Hamburg	10,00	2,50	1,73	0,00
Hessen	7,00	3,00	495,00	23,63
Mecklenburg-Vorpommern	10,50	3,00	131,00	135,28
Niedersachsen	11,80	3,00	280,34	0,00
Nordrhein-Westfalen	10,00	3,00	267,00	0,00
Rheinland-Pfalz	9,75	3,00	150,31	0,00
Saarland	8,49	3,00	12,00	0,00
Sachsen	12,50	2,50	36,55	24,43
Sachsen-Anhalt	8,20	2,50	171,00	185,28
Schleswig-Holstein	8,00	3,00	269,00	268,91
Thüringen	14,00	2,00	50,00	50,79
<b>Summe</b>			<b>2.786,24</b>	<b>1.190,37</b>

Tabelle 21: Auswertung der Regionalverbände

**A-3 Ergebnis der Verteilnetzbetreiber-Abfrage**

Verteilnetzbetreiber 110-KV-Ebene	beantragte Anschlussleistung 2014-2016 [MW]	Realisierungswahrscheinlichkeit [%]	erwarteter Zubau 2014 - 2016 [MW]	durchschnittl. erwarteter Zubau p. a. 2014 - 2016 [MW]
E.ON Mitte AG	1125,05	20	225,01	75,00
STAWAG Netz GmbH	31,20	50	15,60	5,20
Netze BW GmbH	1608,1	66	1061,35	353,78
E.ON Avacon AG	1127,63	70	789,34	263,11
Wesernetz Bremen GmbH	15,30	100	15,30	5,10
Bayernwerk AG	569,45	50	284,73	94,91
E.DIS AG	7953,92	33	2651,04	883,68
Westfalen Weser Netz AG	752,65	80	602,12	200,71
LEW Verteilnetz GmbH	314,43	50	157,22	52,41
HSN Magdeburg GmbH	1164,90	95	1106,66	368,89
Celle-Uelzen Netz GmbH	91,55	15	13,73	4,58
LSW Netz GmbH & Co. KG	151,20	21	31,75	10,58
ED Netze GmbH & Co. KG	62,50	k. a.	62,50	20,83
Syna GmbH	549,52	20	109,90	36,63
Mitteldeutsche Netzgesellschaft mbH	2572,88	80	2058,30	686,10
WSW Netz GmbH	5,00	k. a.	5,00	1,67
New Netz GmbH	94,40	70	66,08	22,03
TEN Thüringer Energienetze GmbH	856,14	21	179,79	59,93
Stromnetz Berlin GmbH	6,90	100	6,90	2,30
Stromnetz Hamburg GmbH	64,40	k. a.	64,40	21,47
EWE Netz GmbH	948,77	80	759,02	253,01
ENSO Netz GmbH	73,90	75	55,43	18,48
Energie AssetNetWork GmbH	179,27	20	35,85	11,95
N-ERGIE Netz GmbH	415,44	60	249,26	83,09
Harz Energie Netz GmbH	86,61	45	38,97	12,99
Netzgesellschaft Ostwürttemberg	118,47	40	47,39	15,80
Pfalzwerke Netz AG	731,43	45	329,14	109,71
VNB Rhein-Main-Neckar GmbH&Co. KG	199,66	24	47,92	15,97
WEMAG Netz GmbH	540,53	80	432,42	144,14
Mainfranken Netze GmbH	44,20	0	0,00	0,00
E.ON Netz GmbH	2315,04	20	463,01	154,34
Schleswig-Holstein Netz AG	2240,72	95	2128,68	709,56
Westnetz GmbH	7192,85	75	5394,64	1798,21
<b>Gesamt</b>	<b>34204,00</b>		<b>19488,44</b>	<b>6496,15</b>

Tabelle 22: Ergebnis VNB-Abfrage

## A-4 Kurzübersicht über die Regionalisierungsmethodik

Bestand: Basierend auf den Anlagenbestandsdaten der ÜNB ermittelter Wind Onshore Bestand Ende 2013

Stützpunkt: Kurzfristige Entwicklung des Wind Onshore-Ausbaus in den kommenden drei Jahren ausgehend von der historischen Entwicklung der letzten drei Jahre, der WEA-Antragslage der Verteilnetzbetreiber und der Landesentwicklungsplänen.

1. Bestandsermittlung (GW) auf Basis der ÜNB Stammdaten
2. Ermittlung der Landes-Stützpunkte (GW), der kurzfristigen Entwicklung in den Bundesländern
3. Summieren der Landesstützpunkte zum Bundesstützpunkt (GW)
4. Vorgabe des Bundesbestandes 2035 (GW) aus EEG
5. Verteilung des Bundesbestandes 2035 über den FFE-Ansatz über das Bundesgebiet
6. Ermittlung der Länderbestände 2035 (GW) auf Basis des FFE Ansatzes (Schritt 5)
7. Festlegung des Bundesbestandes 2025 (GW) auf Basis des EEG
8. Ermittlung des Landesbestandes 2025 (GW) auf Basis des:
  - Bundesbestandes 2025 (Bund2025)
  - Bundesbestandes 2035 (Bund2035)
  - Landesbestandes 2035 (Land2035)
  - Landesstützpunkt (StützLand)
  - Bundestützpunkt (StützBund)

Gesucht: Landesbestand 2025 (Land2025)

$$\frac{Bund2025 - StützBund}{Bund2035 - StützBund} = \frac{Land\ 2025 - StützLand}{Land2035 - StützLand}$$

$$\frac{Bund2025 - StützBund}{Bund2035 - StützBund} * (Land2035 - StützLand) = Land2025 - StützLand$$

$$StützLand + \frac{Bund2025 - StützBund}{Bund2035 - StützBund} * (Land2035 - StützLand) = Land2025$$

**A-5 Methodik zur Berechnung der Jahreshöchstlast für 2013**

