

## Kommentierung des Szenariorahmens NEP 2019-2030

Freiburg, 15.02.2018

### **Autorinnen und Autoren**

Franziska Flachsbarth  
Öko-Institut e.V.

Matthias Koch  
Öko-Institut e.V.

Dierk Bauknecht  
Öko-Institut e.V.

### **Geschäftsstelle Freiburg**

Postfach 17 71  
79017 Freiburg

#### **Hausadresse**

Merzhauser Straße 173  
79100 Freiburg  
Telefon +49 761 45295-0

### **Büro Berlin**

Schicklerstraße 5-7  
10179 Berlin  
Telefon +49 30 405085-0

### **Büro Darmstadt**

Rheinstraße 95  
64295 Darmstadt  
Telefon +49 6151 8191-0

[info@oeko.de](mailto:info@oeko.de)  
[www.oeko.de](http://www.oeko.de)



# Inhaltsverzeichnis

<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>3</b>
<b>1. Präambel: Klimapolitische Ambition des Szenariorahmens</b>	<b>5</b>
<b>2. Analyse der politischen Zielstellungen für den Klimaschutz</b>	<b>6</b>
<b>3. Klimaschutzziele im Szenariorahmen NEP Strom 2019-2030</b>	<b>9</b>
3.1. CO <sub>2</sub> -Emissionsobergrenze	9
3.2. Vorgabe einer CO <sub>2</sub> -Emissionsobergrenze und Wahl des Modellierungsinstrumentes	12
3.3. EE- Anteile am Bruttostromverbrauch	15
3.4. Speicher	15
3.5. Versorgungssicherheit und technisch-wirtschaftliche Betriebsdauern von konventionellen Kraftwerken	16
3.6. Sensitivitäten	17
3.7. Weitere Umweltaspekte	18
3.8. Expertenbefragung	18
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>19</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: CO <sub>2</sub> -Emissionsbudgets nach den Zielen der Bundesregierung 2010	7
---	---



## 1. Präambel: Klimapolitische Ambition des Szenariorahmens

Mit dem vorliegenden Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2019-2030 haben die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sehr viel richtig gemacht: Eine größere Gruppe von Stakeholdern wurde frühzeitig in den Prozess der Szenarienentwicklung eingebunden, der Klimaschutzplan 2050 wurde berücksichtigt, die CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze für das Handlungsfeld Energiewirtschaft wurde mit dem UBA abgestimmt und für 2030 nach dem Anlagenprinzip bestimmt. Dennoch entspricht die CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze für alle drei Szenarien in 2030 nahezu exakt dem Wert, der in 2017 für 2030 ermittelt wurde. Da es zu keiner politisch umgesetzten Verschärfung der Klimaschutzziele für den Stromsektor gekommen ist, fehlt im NEP weiterhin ein ambitioniertes Klimaschutz-Szenario, das die Herausforderungen aufgreift, die sich aus dem Klimaschutzabkommen von Paris ergeben. Das ist ein Problem.

Die Szenarien des NEP müssen sich nach §12a EnWG „im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung“ bewegen. Das von Deutschland ratifizierte Pariser Abkommen enthält zwar keine nationalen Minderungsziele, dennoch lassen sich aus dem dort vereinbarten globalen Ziel nationale Emissionsreduktionen ableiten. Das Klimaschutzabkommen von Paris stellt nach Ansicht der ÜNB und der Bundesnetzagentur (BNetzA) keine hinreichend wahrscheinliche Entwicklung dar bzw. es wird infrage gestellt, dass ein Paris-kompatibles Szenario §12a EnWG entspricht. Basierend auf den auf S. 14 und 26 des Szenariorahmens genannten politischen Rahmenbedingungen decken die Szenarien eine sehr geringe Bandbreite möglicher zukünftiger Entwicklungen ab.<sup>1</sup> Immerhin wurde mit dem vorliegenden Szenariorahmen erstmals vorgeschlagen, dass auch das konservative Szenario A die CO<sub>2</sub>-Minderungsziele der Bundesregierung berücksichtigt. Neben der Ausrichtung der Szenarien ist mit Verweis auf §12a EnWG auch der in den Szenarien zu betrachtende Zeithorizont auf eine Voraussicht von maximal 20 Jahren exogen – d.h. politisch – vorgegeben.

Vorschläge zu erbringen, die eine der beiden Prämissen verletzen, war mit Verweis auf ein fehlendes politisches Signal bzw. auf die Rechtsgrundlage bisher von geringem Nutzen und ggf. tatsächlich falsch adressiert. Es ist aber absolut notwendig, den heutigen Netzausbaubedarf mit Blick auf höhere EE-Anteile als bisher in 2030 oder 2035 gesetzlich verabschiedet zu bestimmen, wenn Deutschland seiner Verpflichtung zum Klimaschutz nachkommt. Und es ist dringend, denn CO<sub>2</sub>-Emissionen müssen jetzt reduziert werden und Netzausbau benötigt erfahrungsgemäß Zeit.

Deshalb stellen wir der Kommentierung des Szenariorahmens den übergreifenden und vor allem an die politischen Entscheidungsträger gerichteten Kritikpunkt voran, dass die beiden o.g. Prämissen aufgehoben werden müssen:

- Die Bundesregierung sollte den ÜNB und der BNetzA eine Vorgabe machen, welche nationalen energiepolitischen Ziele sie aus dem Pariser Klimaschutzabkommen ableitet. Für die Planung eines sicheren zukünftigen Stromnetzes benötigen wir Szenarien, die mit dem Klimaschutzabkommen von Paris kompatibel sind.
- Deutschland braucht ein Übertragungsnetz für eine 100% regenerative Energieversorgung, der Netzausbaubedarf für 2030 ist mit Blick auf dieses Ziel zu entwickeln. Um den ÜNB den Handlungsspielraum zu gewähren, ein Langfristszenario 2050 zu veröffentlichen und eine robuste Netzplanung vorzunehmen, sollte §12a EnWG entsprechend modifiziert werden.

---

<sup>1</sup> Vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al. 2018, S. 14 und 24f

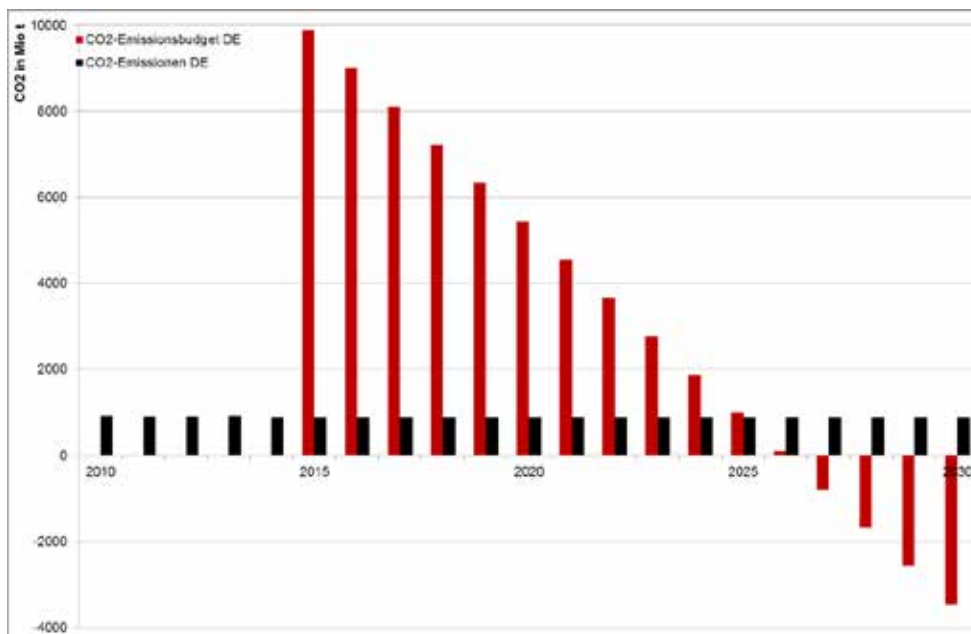
Die Kommentierung steht im Zeichen des dringenden politischen Handlungsbedarfs zur Justierung der Klimaschutzziele. Aufgrund dessen wird ihr ein Abschnitt zur Implementierung von Klimaschutzmaßnahmen vorangestellt. Dieser soll das Plädoyer unterstützen, den EE-Anteil in allen Szenarien mindestens auf die in den Koalitionsverhandlungen genannten 65% anzuheben und mindestens in den Szenarien B und C eine wesentlich strengere CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze für die Szenariojahre 2030 und 2035 anzusetzen.

## 2. Analyse der politischen Zielstellungen für den Klimaschutz

Auf der UN-Klimakonferenz in Paris (COP 21) wurde im Dezember 2015 das Übereinkommen getroffen, die globale Erwärmung auf deutlich unter 2 °C, möglichst 1,5 °C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Um mit einer Wahrscheinlichkeit von 66% eine Begrenzung der weltweiten Temperaturerhöhung auf unter 2°C zu erreichen, muss die ab 2015 insgesamt ausgestoßene CO<sub>2</sub>-Menge<sup>2</sup> weltweit auf etwa 890 Mrd. t begrenzt werden.<sup>3</sup>

Bisher gibt es zwischen den Staaten keine Einigung, wie das möglicherweise verbleibende globale Emissionsbudget auf die einzelnen Staaten allokiert werden soll. Ein diskutierter und für Deutschland tendenziell vorteilhafter Verteilschlüssel nimmt die Aufteilung des verbleibenden CO<sub>2</sub>-Emissionsbudgets auf der Grundlage einer globalen Pro-Kopf-Verteilung mit aktuellem Bevölkerungsstand vor. Demnach stünde Deutschland (2015: ca. 1,1% der Weltbevölkerung) seit Anfang des Jahres 2015 noch ein Emissionsbudget von etwa 9,9 Mrd. t CO<sub>2</sub> zur Verfügung.<sup>4</sup>

**Abbildung 2-1: „Business as Usual“: Konstant bleibende CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland und Verbrauch des zur Verfügung stehenden Emissionsbudgets**



Quelle: Öko-Institut e.V.

<sup>2</sup> Die CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenzen beziehen sich meist auf alle Treibhausgase, ausgedrückt in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten. Da CO<sub>2</sub> im Stromsektor das einzig relevante Treibhausgas ist, wird im Text darauf verzichtet, eine differenzierte Unterscheidung zu treffen.

<sup>3</sup> Vgl. IPCC 2013, S. 27; IPCC 2014, S. 64

<sup>4</sup> Vgl. WWF Deutschland 2017, S. 38ff

Nach mittlerweile über zwei Jahren gibt es in Deutschland keinen politisch verabschiedeten Plan, der das Übereinkommen von Paris in eine politische Zielsetzung transferiert. Im Jahr 2016 wurden in Deutschland weiterhin knapp 895 Mio. t CO<sub>2</sub> emittiert<sup>5</sup>, in 2017 kam es zu keiner signifikanten Senkung der Emissionen. Das heißt: Von 2015 bis heute haben wir bereits 27% des verbleibenden Emissionsbudgets aufgebraucht. Und bei einem weiteren Verweilen auf dem derzeitigen Emissionsniveau wäre das Deutschland nach dem o.g. Verteilschlüssel zugestandene Budget bereits in neun Jahren, also 2026, aufgebraucht (vgl. Abbildung 2-1), bei anderen Verteilschlüsseln sogar noch früher.

Die Bundesregierung hat 2010 bzw. 2011 Zwischenziele hin zu einer CO<sub>2</sub>-Minderung von 80 - 95% in 2050 verabschiedet: Bis 2020 sollen 40% CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zu 1990 eingespart werden, bis 2030 sollen die gesamtdeutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen dann um 55% im Vergleich zu 1990 – also auf 549 Mio. t CO<sub>2</sub> – gesenkt werden.<sup>6</sup>

Werden diese Ziele als eine CO<sub>2</sub>-Budgetplanung verstanden und wird unterstellt, dass von einer linearen Absenkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgegangen wurde, so können die in Tabelle 2-1 dargestellten CO<sub>2</sub>-Emissionsbudgets für Deutschland ermittelt werden.

Im Hinblick auf das 2015 getroffene Übereinkommen von Paris und das für Deutschland hieraus resultierende angenommene CO<sub>2</sub>-Emissionsbudget in Höhe von 9,9 Mrd. t CO<sub>2</sub> zeigt sich deutlich, dass auf Seiten der Bundesregierung der dringende Handlungsbedarf besteht, die gesetzlich festgelegten Klimaschutzziele von 2010 an die Ergebnisse der COP 21 anzupassen: Es ist davon auszugehen, dass Deutschland nur etwa die Hälfte des bei den bisherigen Zielen implizit angenommenen CO<sub>2</sub>-Budgets zur Verfügung hat, um das 2°C-Ziel abzubilden.

**Tabelle 2-1: CO<sub>2</sub>-Emissionsbudgets nach den Zielen der Bundesregierung 2010**

CO <sub>2</sub> -Emissionsbudget in Mrd. t ...	bis 2030	bis 2050	insg.	emissionsfrei
... mit Minderungsziel 80% von 2010 betrachtet	14,9	23,0	25,4	2070
... mit Minderungsziel 95% von 2010 betrachtet	14,9	22,0	22,0	2052
... mit Minderungsziel 80% von 2015 betrachtet	10,5	18,6	<b>21,0</b>	2070
... mit Minderungsziel 95% von 2015 betrachtet	10,5	17,6	<b>17,6</b>	2052
<b>... nach COP 21 von 2015 betrachtet</b>	<b>9,6</b>	<b>9,9</b>	<b>9,9</b>	<b>2035</b>

Quelle: Öko-Institut e.V.

Das Ziel der Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf 732 Mio. t CO<sub>2</sub> bis 2020 wird nach einhelliger Meinung verfehlt. Der schwarze Graph in Abbildung 2-2 veranschaulicht die historischen CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschlands seit 2010, die transparent-grau hervorgehobene Fläche stellt die aus den 2010 aufgestellten Klimaschutzzielen der Bundesregierung resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen bei linearer Degression dar. Die rote Fläche kann als ein mögliches Resultat der politischen Entscheidung interpretiert werden, das Zwischenziel für 2020 aufzugeben und auf das Ziel 2030 zu fokussieren. Die Differenz zwischen der roten und grauen Fläche entspricht dann der Überschreitung des aus den Zielen von 2010 resultierenden Budgets (ca. 1,5 Mrd. t CO<sub>2</sub>).

<sup>5</sup> Vgl. UBA 2018

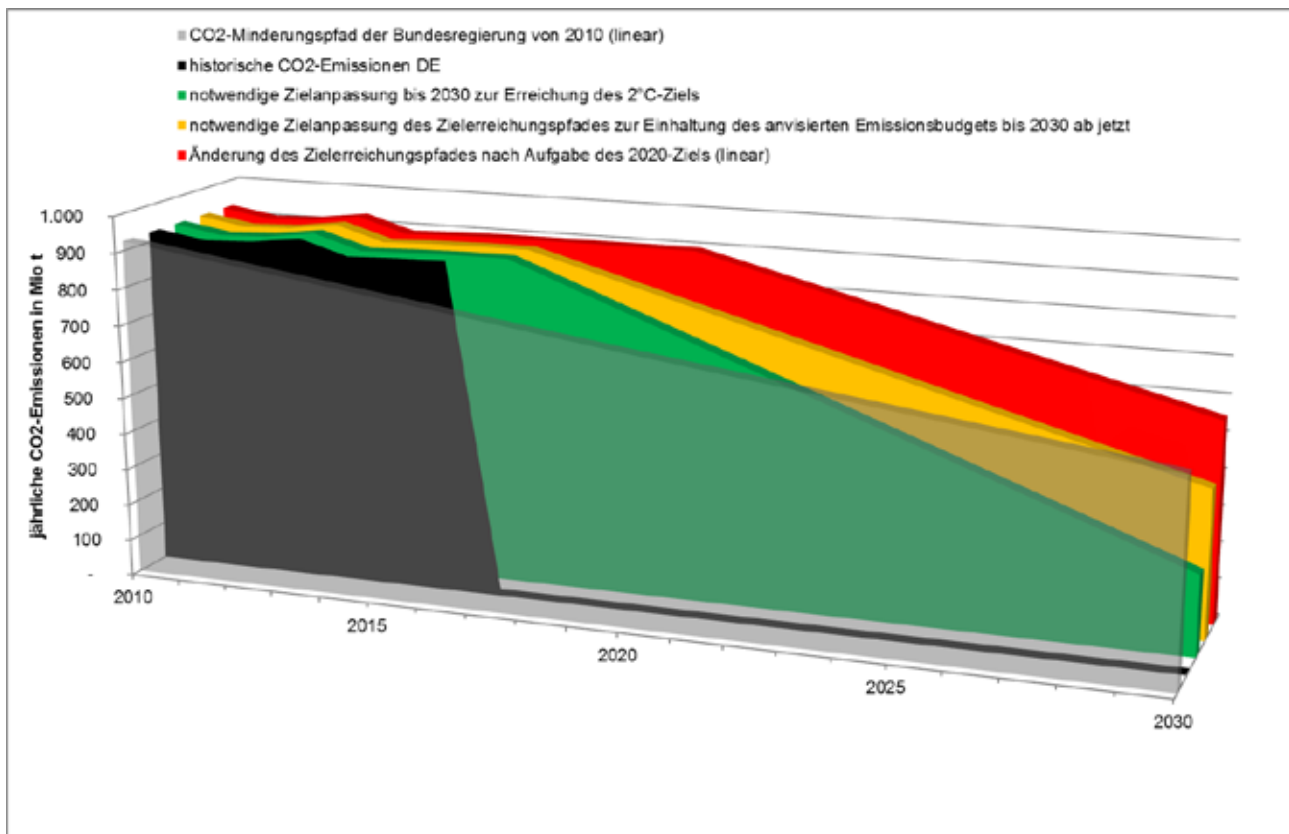
<sup>6</sup> Vgl. Bundesregierung 2010

Anzumerken ist, dass ein derartiger Emissionsminderungspfad den Vorgaben des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung entspricht.

Um das aus den bisherigen Klimaschutzzielen der Bundesregierung abgeleitete Budget bis 2030 einzuhalten (d.h. die Überschreitung der schwarzen Fläche von der grauen auszugleichen), wäre ein der orangenen Fläche entsprechender CO<sub>2</sub>-Minderungspfad erforderlich – sofern wir jetzt beginnen würden, Maßnahmen zur Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen zu ergreifen. Dies entspräche einer Verschärfung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze für 2030 auf eine Minderung um 68% gegenüber dem Niveau von 1990 und einer jährlichen Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 38 Mio. t.<sup>7</sup>

Dies ist das klimapolitische Erfordernis, um den Zielen gerecht zu werden, die vor dem Übereinkommen von Paris bestanden. Die Einhaltung des 2°C-Ziels erfordert bei linearer jährlicher Minderung, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2030 um 82% auf ein Niveau von 219 Mio. t CO<sub>2</sub> zu reduzieren und bis 2035 emissionsfrei zu sein. Dieser Emissionsminderungspfad ist in Abbildung 2-2 als grüne Fläche dargestellt.

**Abbildung 2-2: Auswirkungen unterschiedlicher CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungspfade auf die Gesamtemissionsmengen bei linearer Entwicklung**



Quelle: Öko-Institut e.V.

<sup>7</sup> An dieser Stelle wäre es korrekter, das Budget bis 2050 in den Blick zu nehmen, da dieserart die Minderung bis 2030 erfolgen muss, dann aber in 2030 eine Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf 532 Mio. t CO<sub>2</sub> zulässig wäre. Bei korrekter Darstellung wäre in 2030 weiterhin ein Minderungsziel um 55% zulässig, dann würde sich das Minderungsziel bis 2040 aber auf 74% (80% Minderungspfad) bzw. 77% (95% Minderungspfad) und bis 2050 auf 94% (80% Minderungspfad) bzw. 98% (95% Minderungspfad) verschärfen.



Die Budgetrechnungen verdeutlichen, dass der von der Bundesregierung veröffentlichte Klimaschutzplan 2050 zwar „im Lichte von Paris“ verfasst wurde, das Übereinkommen von Paris aber keinesfalls politisch implementiert. Da der Klimaschutzplan 2050 keine Anpassung der 2010 bzw. 2011 gesetzlich verabschiedeten CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsziele vornimmt, sondern nur das 2030-Ziel auf die einzelnen emissionsintensiven Handlungsfelder herunterbricht, kann dieser keine Intensivierung der Klimaschutzbemühungen im Sinne von Paris darstellen. Eine politische Strategie entsprechend der roten Fläche in Abbildung 2-2 und konform zum Klimaschutzplan 2050 würde bereits von 2015 - 2030 12,4 Mrd. t CO<sub>2</sub> verursachen und damit eine Einhaltung der Zielsetzung von Paris nicht mehr ermöglichen.

### 3. Klimaschutzziele im Szenariorahmen NEP Strom 2019-2030

#### 3.1. CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze

Grundsätzlich ist mit Verweis auf Kapitel 2 anzumerken, dass ein Handeln entsprechend des Klimaschutzplans 2050 es bereits in 2030 nicht mehr ermöglicht, einen angemessenen Beitrag dafür zu leisten, dass die Klimaerwärmung deutlich unter 2°C bleibt. Aufgrund dessen ist anzuraten, den Klimaschutzplan 2050 nur als eine Quelle für die Herleitung einer **szenarioabhängigen CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze** einzusetzen. Für die Umsetzung eines Paris-kompatiblen Szenarios sollte zur Herleitung einer CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze für die Stromerzeugung die Studie „Zukunft Stromsystem. Kohleausstieg 2035 – Vom Ziel her denken“ des WWF herangezogen werden.

Es wird entsprechend vorgeschlagen, für das **Szenario A** die CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze in 2030 bei **184 Mio. t CO<sub>2</sub>** zu belassen und für die **Szenarien B und C** eine CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze in Höhe von **120 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2030 und 70 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2035** einzuhalten.<sup>8</sup>

Die BNetzA bittet um Stellungnahmen, wie die CO<sub>2</sub>-Berechnungen der ÜNB auf der Grundlage der Vorgabe des Klimaschutzplans 2050 beurteilt werden.

Im Klimaschutzplan 2050 wird das sektorenübergreifende Minderungsziel der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber 1990 in Höhe von -55% auf die einzelnen Sektoren heruntergebrochen. Dem Handlungsfeld Energiewirtschaft wird ein Minderungsziel in Höhe von -61% bis -62% gegenüber 1990 zugewiesen.

Im NEP wurden die CO<sub>2</sub>-Emissionen bisher nach dem Erzeugungskonzept verortet, d.h. es wurde mit Blick auf das Produkt Strom auf die Stromerzeugung fokussiert. Die Stromerzeugung hat 1990 366 Mio. t CO<sub>2</sub> verursacht. Dies war der Ausgangspunkt für die Berechnung der zulässigen CO<sub>2</sub>-Emissionen in 2030.

Die Vorgabe des Klimaschutzplans rekurriert auf das Anlagenkonzept, d.h. die CO<sub>2</sub>-Emissionen einer Anlage, die der Energiewirtschaft zugeordnet wird, sind dem Handlungsfeld der

<sup>8</sup> Vgl. WWF Deutschland 2017, S. 127

Energiewirtschaft zuzurechnen. Die historischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des Handlungsfelds Energiewirtschaft betragen 1990 466 Mio. t CO<sub>2</sub>.<sup>9</sup>

Um die Vorgabe des Klimaschutzplans in den NEP-Szenarien in Form einer CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze berücksichtigen zu können, ist es konsequent, auf das Anlagenkonzept umzusteigen. An der Differenz der historischen Emissionen von 1990 ist ersichtlich, dass sich die Stromerzeugung und das Handlungsfeld Energiewirtschaft nicht entsprechen.

Das CO<sub>2</sub>-Emissionsbudget für den Stromsektor setzt sich jeweils aus einer Teilmenge der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Handlungsfelder Energiewirtschaft und Industrie zusammen. Im Handlungsfeld Energiewirtschaft sind neben den CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Kraftwerken der öffentlichen Versorgung (Strom und KWK-Wärme) auch noch diejenigen CO<sub>2</sub>-Emissionen inbegriffen, die durch öffentliche Heizwerke sowie Wärmeerzeuger in Raffinerien und des übrigen Umwandlungsbereichs verursacht werden. Diese werden in Strommarktmodellen nicht abgebildet – d.h. um deren zukünftig zu erwartenden Emissionen wäre die CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze für die Szenarien des NEP zu reduzieren. Nicht im Handlungsfeld Energiewirtschaft zusammengefasst, in einem Strommarktmodell aber gemeinhin abgebildet, sind die im Handlungsfeld Industrie zu verortenden CO<sub>2</sub>-Emissionen der Industriekraftwerke. Mit Blick auf die CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze wäre diese also anzuheben.

Die ÜNB haben entsprechende Überlegungen angestellt und die historischen CO<sub>2</sub>-Emissionen von 1990 um 11 Mio. t CO<sub>2</sub> auf 455 Mio. t CO<sub>2</sub> reduziert.<sup>10</sup> Wir bitten die BNetzA zu prüfen, ob die **historischen CO<sub>2</sub>-Emissionen** in Höhe von 455 Mio. t CO<sub>2</sub> mit der **Systemgrenze des Marktmodells** übereinstimmen. Wie oben dargestellt, sollten jedoch für die Szenarien B und C deutlich ambitioniertere CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenzen festgelegt werden.

Der **Vorschlag der BNetzA**, weiterhin bei dem Erzeugungskonzept und der Finnischen Methode zu bleiben und entsprechend ca. 150 Mio. t CO<sub>2</sub> für die Stromerzeugung und ca. 35 Mio. t CO<sub>2</sub> für die Wärmeerzeugung in KWK vorzugeben<sup>11</sup>, ist methodisch ebenfalls akzeptabel und stellt in der Relation eine plausible Quantifizierung dar. Im Vergleich zum NEP 2017-2030 mit 165 Mio. t CO<sub>2</sub> wird an dem Vorschlag der BNetzA die Zielverschärfung für die Stromerzeugung in Höhe von 15 Mio. t CO<sub>2</sub> sichtbar.

Die ÜNB bitten um Stellungnahmen, welche CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze für das Szenariojahr 2035 anzusetzen ist.

Im aktuellen Szenariorahmen wurde keine **Emissionsobergrenze für das Szenariojahr 2035** festgelegt. Die ÜNB haben aber die Frage gestellt, ob die Emissionsobergrenze linear abgesenkt oder auf dem Niveau von 2030 bleiben soll. Entsprechend der Argumentation in Kapitel 2 wird angeraten, die CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze bei den o.g. **70 Mio. t CO<sub>2</sub>** anzusetzen. Zumindest ist eine **lineare Absenkung** vorzunehmen. Ein Belassen der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf dem Niveau von 2030 ist aus Klimaschutzsicht nicht zielführend und kann unseres Erachtens auch nicht als energiepolitisches Ziel der Bundesregierung betrachtet werden.

<sup>9</sup> Vgl. Bundeskabinett 2016, S. 8

<sup>10</sup> Vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al. 2018, S. 28

<sup>11</sup> Vgl. BNetzA 2018, S. 19

Die ÜNB nehmen an, dass der Klimaschutzplan keine Verschärfung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze im Vergleich zum vorangegangenen NEP darstellt und dass weiterhin 165 Mio. t CO<sub>2</sub> auf den Strom und 21 Mio. t CO<sub>2</sub> auf die Wärme entfallen könnten (S. 28).

Mit Blick auf die anstehende Strommarktmodellierung des neuen Szenariorahmens sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass davon auszugehen ist, dass die durch KWK-Anlagen anfallenden **CO<sub>2</sub>-Emissionen im Strommarktmodell der ÜNB bisher zu niedrig** ausgefallen sind:

Rechnet man im NEP 2017-2030 aus den brennstoffspezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen den Brennstoffeinsatz zurück und setzt diesen ins Verhältnis zur brennstoffspezifischen Stromerzeugung, so ergeben sich durchschnittliche elektrische Wirkungsgrade in Höhe von 44 % für Erdgas, 42 % für Steinkohle und 41 % für Braunkohle.<sup>12</sup> Diese Wirkungsgrade sind typisch für Kondensationskraftwerke in einem modernen Kraftwerkspark.

Der durchschnittliche **elektrische Wirkungsgrad in der KWK-Scheibe** von thermischen Kraftwerken lag im Jahr 2015 bei rund 20% für Kohlekraftwerke und rund 30% für Erdgaskraftwerke.<sup>13</sup> In der Strommarktmodellierung des Öko-Instituts sind die KWK-Scheiben mit elektrischen Wirkungsgraden dieser Größenordnung parametrisiert.

Der Vergleich zu den Ergebnissen der Strommarktmodellierung des Öko-Instituts für das Szenario B 2030 des NEP 2017-2030 zeigt, dass auf diesen Effekt Mehremissionen für die KWK-Strom- und Wärmeerzeugung aus fossilen Brennstoffen in der Größenordnung von rund 20 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> zurückzuführen sind. Aufgrund dessen sollte das Strommarktmodell so angepasst werden, dass die **Wirkungsgradabsenkung von KWK-Kraftwerken** zutreffend abgebildet werden kann.

Auch die resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen von **Gichtgas-Kraftwerken** wurden im NEP bisher unterschätzt. Die ÜNB sollten diesbezüglich den in der Strommarktmodellierung verwendeten Emissionsfaktor für Gichtgas mit dem **Emissionsfaktor im nationalen Treibhausgasinventar** des Umweltbundesamtes<sup>14</sup> abgleichen und anwenden. Aufgrund dieser Anpassung sollten die im NEP ausgewiesenen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energieträger „Abfall“ und „Sonstige Konventionelle“ zukünftig auf dem seit 1990 sehr konstanten Niveau von 41 Mio. t CO<sub>2</sub> liegen.<sup>15</sup>

Um etwaige Unklarheiten zu beseitigen, schlägt das Öko-Institut vor, dass das Strommarktmodell der ÜNB an **zwei historischen Jahren kalibriert** werden muss. Hierbei sollten die resultierenden Brennstoffmixe, die Import-Exportflüsse und die CO<sub>2</sub>-Emissionen mit den historischen Ergebnissen übereinstimmen.

Die ÜNB bezeichnen es als sachgerecht, dass das CO<sub>2</sub>-Budget der Kraftwerke durch Sektorkopplung erhöht wird (S. 27) und stellen zur Diskussion, in welcher Höhe das CO<sub>2</sub>-Emissionsbudget heraufgesetzt werden soll.

Das Öko-Institut ist der Ansicht, dass der Klimaschutzplan der Bundesregierung so interpretiert werden muss, dass dem Stromsektor **keine zusätzlichen Emissionsbudgets durch**

<sup>12</sup> Vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al. 2017, S. 65 (Abb. 18) und S. 77 (Abb. 25)

<sup>13</sup> Vgl. AGE 2017, Kap. 5.3 und 5.4

<sup>14</sup> Vgl. UBA 2017, S. 810

<sup>15</sup> Vgl. Harthan et al. 2017, S.46 (Tab. 4-3)

**Sektorkopplung** zugeordnet werden und schlägt aufgrund dessen vor, das Emissionsbudget des Stromsektors trotz Sektorkopplung nicht heraufzusetzen.

Um eine übermäßige Steigerung der Stromnachfrage zu verhindern, legt der Klimaschutzplan eine Handlungsreihenfolge (Effizienz, EE im Ursprungssektor, Sektorübergang) fest. Sofern Nachfrage in den Stromsektor überwandert, wird zumindest perspektivisch davon ausgegangen, dass diese Nachfrage durch **CO<sub>2</sub>-freien Strom** gedeckt wird.<sup>16</sup> Dies bedeutet, dass keine Notwendigkeit besteht, für diese Nachfrage zusätzliche CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromsektor zu verorten. Bestärkt wird diese Auslegung durch folgenden Abschnitt:

*„Mit Blick auf das Ziel für 2030 ist klar, dass die Energiewirtschaft einen angemessenen Beitrag zum Gesamtminderungsziel leisten muss. Dabei ist auch die zusätzliche Stromnachfrage aus dem Gebäude- und Verkehrsbereich zu berücksichtigen, die im Rahmen der Sektorkopplung entsteht. Gemäß dem Zwischenziel für 2030 müssen die Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft auf 175 bis 183 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente bis 2030 gemindert werden. Auch in der Folgezeit sind weitere Reduktionen erforderlich, um das Klimaziel für 2050 zu erreichen.“ (Bundeskabinett 2016, S.36)*

Von dem Stromsektor wird ein angemessener Beitrag zum Gesamtminderungsziel gefordert. Zu diesem Beitrag zählen auch die Herausforderungen, die sich für diesen aus der bereits bis 2030 stattfindenden Sektorkopplung ergeben. Trotz expliziten Mitdenkens der Sektorkopplung wird die Emissionsobergrenze für den Stromsektor in diesem Abschnitt auf 175-183 Mio. t CO<sub>2</sub> festgelegt. Dies lässt unseres Erachtens **keinen Interpretationsspielraum**, um über etwaige zusätzliche CO<sub>2</sub>-Emissionsbudgets aus anderen Sektoren zu verhandeln.

### 3.2. Vorgabe einer CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze und Wahl des Modellierungsinstrumentes

Die BNetzA bittet um Stellungnahmen, ob die verbindliche Vorgabe eines „CO<sub>2</sub>-Ziels“ sinnvoll sei.

Im 1. Entwurf des NEP 2017-2030 haben die ÜNB auf das Problem verwiesen, dass es bei einer iterativen Modellierung, wie es für die Einhaltung einer Emissionsobergrenze bei rollierendem Horizont erforderlich ist, nur sehr aufwändig möglich ist, eine Obergrenze direkt zu treffen. Sollten kleine Abweichungen zu der Vorgabe bestehen (<1%), so darf das Ergebnis als hinreichend genau betrachtet werden. Eine schärfere Vorgabe einer CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze wird von Seiten des Öko-Instituts als nicht zielführend betrachtet.

Die Vorgabe einer sich in dieser Bandbreite bewegenden CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze hingegen wird von Seiten des Öko-Instituts als sinnvoll und notwendig erachtet. Ohne diese Vorgabe würden die resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen bei dem angenommenen Kraftwerkspark deutlich über den gesetzlich festgelegten Reduktionszielen liegen. In Kapitel 2 wurde dargelegt, dass bereits diese Vorgaben deutlich zu niedrig angesetzt sind, um die Klimaerwärmung auf unter 2°C zu begrenzen.

Da es nicht Ziel sein sollte, eine CO<sub>2</sub>-Vorgabe zu emittieren, sondern diese als maximale Begrenzung anzuerkennen, bittet das Öko-Institut darum, nicht von der Vorgabe eines „CO<sub>2</sub>-Ziels“, sondern von einer „CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze“ zu sprechen.

<sup>16</sup> Vgl. Bundeskabinett 2016, S. 29

Die BNetzA bittet um Stellungnahmen, ob die verbindliche Vorgabe eines Modellierungsinstrumentes zur „Erreichung des CO<sub>2</sub>-Ziels“ sinnvoll sei. Darüber hinaus wird abgefragt, welches Modellierungsinstrument als zielführend erachtet wird.

Von den ÜNB werden vier Modellierungsansätze vorgeschlagen und eine Präferenz für Modellierungsansatz 1) ausgesprochen:

1. Erhöhung des nationalen CO<sub>2</sub>-Preises
2. Anpassung des Kraftwerksparks durch Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken
3. Modellierung von Nachrüstungen, Umbau und Modernisierungen von Kraftwerken
4. Emissionsbudgets für einzelne Kraftwerke (Betriebsstundenvorgabe, Einsatzrestriktion)

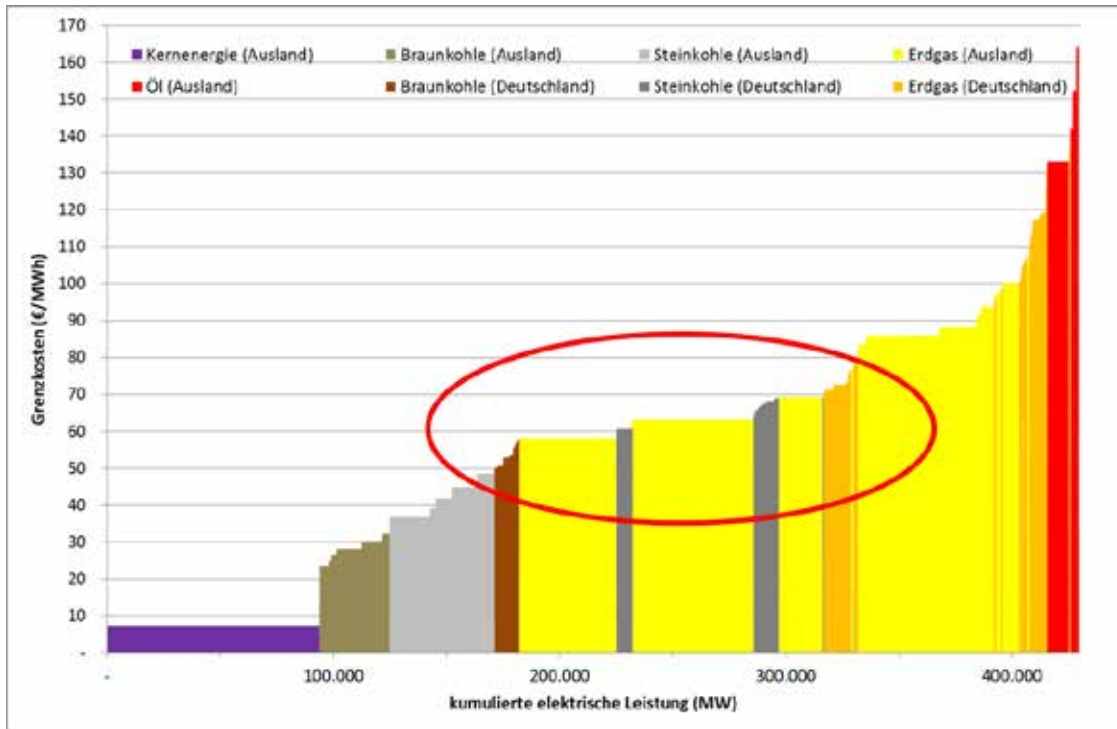
Das Öko-Institut hat bei Einführung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze im NEP 2025 eine Vergleichsrechnung zwischen den vorgeschlagenen Modellierungsinstrumenten 1) und 2) für das Szenario B2 2025 durchgeführt. In dem Fall 1) wurde der CO<sub>2</sub>-Preis im Ausland bei 21 €/ t CO<sub>2</sub> belassen und der nationale CO<sub>2</sub>-Preis auf 45 €/ t CO<sub>2</sub> angehoben. Im Fall 2) wurde der CO<sub>2</sub>-Preis einheitlich bei 21 €/ t CO<sub>2</sub> belassen, aber die deutschen Braunkohlekraftwerke wurden aus dem Markt genommen.

Abbildung 3-1 und Abbildung 3-2 ermöglichen einen Vergleich der aus dem unterschiedlichen Modellierungsansatz resultierenden **europäischen Merit Orders**. Während im Fall 2) in Abbildung 3-2 die Reihenfolge der europäischen Merit Order im Vergleich zur Referenz mit der Ausnahme aufrechterhalten bleibt, dass die deutschen Braunkohlekraftwerke fehlen, wird an Abbildung 3-1 deutlich, dass im Fall 1) die deutschen Braunkohlekraftwerke hinter die gesamten ausländischen Steinkohlekraftwerke rücken und die deutschen Steinkohlekraftwerke sich hinter den effizientesten ausländischen Erdgaskraftwerken einreihen. Die effizientesten deutschen Erdgaskraftwerke liegen hinter mittelmäßigen europäischen Gaskraftwerken.

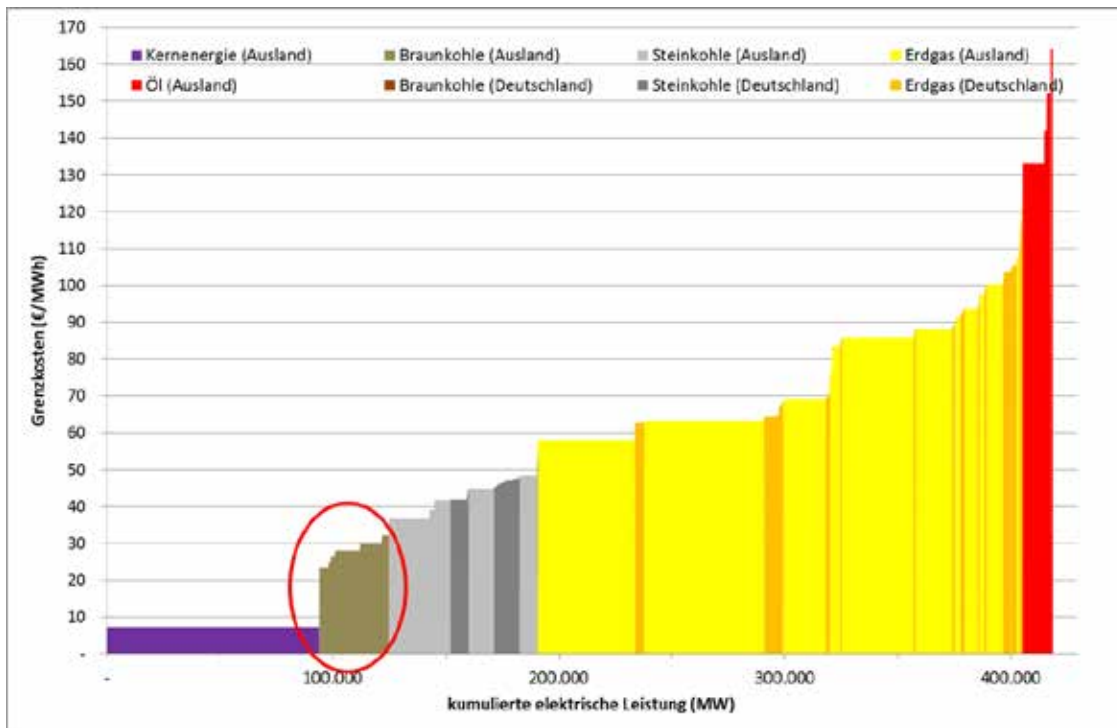
In der Konsequenz produzieren die deutschen Kraftwerke nach Modellierungsansatz 1) aufgrund des höheren CO<sub>2</sub>-Preises wesentlich weniger Strom (Steinkohle -92 TWh, Erdgas -16 TWh), und die ausländischen Kraftwerke treten in die Erzeugungslücke (Nettoimport steigt um 31 TWh: Steinkohle + 4 TWh, Erdgas + 27 TWh). Die variierende Stromerzeugung nimmt entscheidend Einfluss auf die resultierenden Lastflüsse.

Veränderungen in dieser Größenordnung, die einzig aus einem unterschiedlichen Modellierungsansatz zur Abbildung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze dienen, können unseres Erachtens **Einfluss auf den identifizierten Netzausbaubedarf** nehmen.

**Abbildung 3-1: Resultierende Merit Order für das Szenario B2 2025 nach Anhebung des CO<sub>2</sub>-Preises in Deutschland auf 45 €/t CO<sub>2</sub> (Rest: 21 €/t CO<sub>2</sub>)**



**Abbildung 3-2: Resultierende Merit Order für das Szenario B2 2025 nach Ausschluss der deutschen Braunkohlekraftwerke (einheitlicher CO<sub>2</sub>-Preis: 21 €/t CO<sub>2</sub>)**



Quelle: Öko-Institut e.V.

Da aktuell kein politisches Instrument existiert, welches die Einhaltung von nationalen Klimaschutzziele im Stromsektor garantiert, gibt es keinen eindeutig „richtigen“ Modellierungsansatz. Aufgrund der Bedeutung im Hinblick auf die Ergebnisse sollte **der Modellierungsansatz auf jeden Fall durch die BNetzA vorgegeben** werden. Darüber hinaus sollte in Erwägung gezogen werden, eine **Sensitivitätsrechnung** durchzuführen, in der die Ergebnisse der zwei sich am stärksten widersprechenden Modellierungsansätze einander gegenübergestellt werden.

Wie bereits in der vorangegangenen Stellungnahme dargelegt, hält das Öko-Institut es für wahrscheinlich, dass bis 2030 fast alle europäischen Staaten Maßnahmen ergriffen haben, um ihre nationalen Klimaschutzziele zu erreichen.<sup>17</sup> Aufgrund dessen schlagen wir als Modellierungsansatz eine 5. Variante – die **Anhebung des europäischen CO<sub>2</sub>-Preises** – vor. Dies würde dazu führen, dass die deutschen Kraftwerke gegenüber ihrer ausländischen Konkurrenz nicht an Wettbewerbsfähigkeit verlieren.

### 3.3. EE- Anteile am Bruttostromverbrauch

Die BNetzA bittet um Stellungnahmen, ob die den Szenarien A, B und C zugeordneten EE-Anteile am Bruttostromverbrauch als angemessen betrachtet werden.

Die Abschätzung des zukünftigen Anteils Erneuerbarer Energien der ÜNB basiert auf dem EE-Ausbaupfad des EEG 2017<sup>18</sup>, so dass für das Szenario A ein EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in Höhe von 50,5%, für das Szenario B ein Anteil von 54,3% und für das Szenario C ein Anteil von 54,8% vorgeschlagen wird. Das im aktuellen Entwurf für einen Koalitionsvertrag genannte Ziel, den EE-Anteil für das Jahr 2030 auf 65% zu erhöhen, stellt unseres Erachtens ein erklärtes politisches Ziel dar, welches in der Szenariengestaltung Berücksichtigung finden sollte.

Um hohe EE-Abregelung aufgrund von Netzengpässen zu vermeiden, wird der EE-Ausbau im **aktuellen Entwurf für einen Koalitionsvertrag** an das Voranschreiten des Netzausbaus geknüpft. Damit wird der Netzausbau zu einer Prämisse, die die Zielerreichung des EE-Anteils von 65% erst ermöglicht. Mit dem Netzentwicklungsplan soll der bis 2030 notwendige Netzausbau ermittelt werden, der die politisch angestrebten EE-Ausbauziele ermöglicht. Aufgrund dessen betrachtet das Öko-Institut es als eine Pflicht, den **EE-Anteil in allen Szenarien** des Netzentwicklungsplans auf **mindestens 65%** anzuheben.

### 3.4. Speicher

Die BNetzA bittet um Stellungnahmen, ob ihr Vorschlag, sich bei der Szenariengestaltung an den Prognosen der BVES zu orientieren, angemessen sei.

Der Vorschlag der BNetzA, auch größere und gewerblich genutzte Speicher in die Prognosen mit aufzunehmen, wird begrüßt. Auch die Orientierung an der Klassifizierung des **BVES** ist sinnvoll. Bei den Prognosen zeichnen sich ggf. insbesondere für **Speicher ab 150 kW** höhere Zubauzahlen

<sup>17</sup> Vgl. Flachsbarth et al 2017, S. 9

<sup>18</sup> EEG 2017, §4

ab, so dass für das Szenario C auch eine **Verdopplung der vorgeschlagenen Kapazität und Leistung** in dieser Kategorie angenommen werden könnte.<sup>19</sup>

Die **installierte Leistung von Pumpspeicherkraftwerken** wurde mit dem Entwurf des Szenariorahmens 2019-2030 deutlich nach unten korrigiert. Im Szenariorahmen 2017-2030 wurde szenariounabhängig davon ausgegangen, dass die installierte Leistung in 2030 bei 11,9 GW und 2035 bei 13 GW liegt. Nun wird die Pumpspeicherleistung szenarioabhängig zwischen 9,3 GW (Szenario A) und 11,3 GW (Szenario B 2035) variiert. Durch diese Modifikation wird die zusätzliche Speicherflexibilität dieses Szenariorahmens gegenkompensiert.

Das Öko-Institut wünscht sich eine Erläuterung, inwiefern die Entwicklungen von 2017-2019 Anlass dazu geben, die Annahmen bezüglich der zusätzlichen Pumpspeicherleistung nach unten zu korrigieren (z.B. Einstellung des Planungsverfahrens für das PSW Atdorf).

### 3.5. Versorgungssicherheit und technisch-wirtschaftliche Betriebsdauern von konventionellen Kraftwerken

Ausgehend davon, dass aus der Festlegung technisch-wirtschaftlicher Betriebsdauern die zukünftig installierte Leistung konventioneller Kraftwerke hervorgeht, bittet die BNetzA um Stellungnahmen, ob diese als angemessen befunden werden.

Im vorliegenden Szenariorahmen wurden die technisch-wirtschaftlichen Lebensdauern von konventionellen Kraftwerken bei den Erwartungen des vorangegangenen Netzentwicklungsplans Strom 2017-2030 belassen. Aus den technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauern ergeben sich die installierten Leistungen für die Szenariojahre 2030 und 2035. Daraus resultiert beispielsweise, dass sich die Szenarien A und B 2030 bei Braunkohle um eine installierte Leistung von 2 GW und bei Steinkohle um 5,3 GW unterscheiden und dass die installierte Kohleleistung im Szenario B zwischen 2030 und 2035 konstant bleibt.

Die Forderung nach mindestens einem Szenario, welches mit den Zielen des Klimaschutzabkommens von Paris konform ist, geht mit einer Szenariodefinition einher, die im Szenariojahr 2030 eine **deutlich geringere Leistung an Kohlekraftwerken** vorsieht, welche bis 2035 weiter reduziert wird. Das **Transformationsszenario** der WWF-Studie „Zukunft Stromsystem. Kohleausstieg 2035 – Vom Ziel her denken“ rechnet in 2030 (2035) mit einer Braunkohleleistung in Höhe von 6 (3) GW und mit einer Steinkohleleistung in Höhe von 8 (8) GW. Gekoppelt sind diese Annahmen an eine Begrenzung der Betriebsdauern der Kohlekraftwerke auf maximal 30 Jahre sowie an ein optimiertes Erzeugungsregime ab dem 21. Betriebsjahr (Emissionsbegrenzung auf 450 g CO<sub>2</sub>/kWh bei einer Auslastung von 85%).<sup>20</sup> Ende 2035 erfolgt in diesem Szenario die Abschaltung aller Kohlekraftwerke.

Unter Einbeziehung der Ergebnisse der Marktsimulation des NEP Strom 2017-2030 stellt sich insbesondere im Szenario C bei einigen Energieträgern (Erdgas, Öl) die Frage, ob ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen gegeben ist.<sup>21</sup> Sollte dies nicht der Fall sein, könnte mit einem an die Marktsimulation angeschlossenen **Stilllegungskalkül** eine Anpassung der zu erwartenden installierten Leistungen vorgenommen werden.

<sup>19</sup> Vgl. Schiltz 2016

<sup>20</sup> Vgl. WWF Deutschland 2017, S. 82

<sup>21</sup> Vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al. 2017, S. 74



Die BNetzA bittet um Stellungnahmen, ob das Thema der Versorgungssicherheit relevant für die Bestimmung des Netzausbaubedarfs ist und ob es sinnvoll sei, innerhalb des Szenariorahmens eine Diskussion über die Versorgungssicherheit zu führen.

An diese Überlegungen schließt die Frage nach der **Versorgungssicherheit** an, die eine politisch sehr wichtige Diskussion darstellt. Unseres Erachtens ist die Versorgungssicherheit aber nicht einzig durch die ÜNB zu gewährleisten. Die ÜNB haben nach §12, 3 EnWG die Aufgabe, „durch [die Bereitstellung einer] entsprechende[n] Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen.“<sup>22</sup> Deutlich wird, dass es nicht ihre Aufgabe ist und sein kann, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit konventionelle Kraftwerkskapazität vorzuhalten. Insofern sollte die Diskussion **nicht innerhalb des NEP-Prozesses** geführt werden.

### 3.6. Sensitivitäten

Die BNetzA bittet um Hinweise, falls Sensitivitätsrechnungen als sinnvoll erachtet werden.

Sensitivitätsrechnungen sind dann angebracht, wenn eine getroffene Szenarioannahme großen Einfluss auf die relevanten Modellierungsergebnisse nimmt. Das relevante Modellierungsergebnis des Netzentwicklungsplans ist der resultierende Netzausbaubedarf des jeweiligen Szenarios. Annahmen mit einem erwartungsgemäß hohen Einfluss auf das relevante Modellierungsergebnis sind:

- Anteil und regionale Verteilung der EE-Erzeugungsanlagen
- Kapazität und regionale Verteilung der Flexibilitätsoptionen, z.B. Speicher
- Zeitlicher Verlauf und Höhe der inländischen Nachfrage
- Annahmen über das Ausland
- Bemessung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze
- Modellierungsansatz zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze

Jede dieser Annahmen ist ausreichend unsicherheitsbehaftet, um eine Sensitivitätsrechnung zu legitimieren. Da ein Szenariodurchlauf von der Marktsimulation bis zum schlussendlich resultierenden Netzausbaubedarf relativ aufwendig ist, beschränkt sich das Öko-Institut darauf, eine Sensitivitätsrechnung bezüglich der **Wahl des Modellierungsinstrumentes zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze** vorzuschlagen.

Die ÜNB sollten für das **Szenario B 2030** eine Sensitivitätsrechnung durchführen, in der anstelle der Anhebung des nationalen CO<sub>2</sub>-Preises entweder die **Anhebung des europäischen CO<sub>2</sub>-Preises** oder die **Anpassung des Kraftwerksparks** durch Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken vorgenommen wird. Ziel der Sensitivitätsrechnung sollte ein Erkenntnisgewinn darüber sein, ob die Wahl des Modellierungsinstrumentes Einfluss auf die Bestimmung des Netzausbaubedarfes nimmt.

<sup>22</sup> EnWG 2017, §12, 3

### 3.7. Weitere Umweltaspekte

Die BNetzA bittet um Hinweise, welche weiteren Umweltaspekte im Szenariorahmen berücksichtigt werden könnten, die nicht Gegenstand einer grundlegenden politischen Entscheidung sind.

Die Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken verursacht Umweltfolgen für Menschen, Tiere, Pflanzen, Wasser, Luft, Klima, Boden und weitere Schutzgüter. Im Rahmen der Netzausbauplanung ist eine Strategische Umweltprüfung im Sinne des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung allerdings erst auf einer sehr späten Stufe – für die Bundesbedarfspläne nach § 12e des Energiewirtschaftsgesetzes – vorgesehen.<sup>23</sup> Um die Folgen für die Schutzgüter frühzeitig in dem Verfahren berücksichtigen zu können, sollten sie auf einer früheren Verfahrensstufe ermittelt werden. Dies gilt insbesondere für die je nach Szenario unterschiedlichen Folgen der fortgeführten fossilen Stromerzeugung auf das **Klima** und die davon **betroffenen Schutzgüter**.

Vor diesem Hintergrund sollten Szenariorahmen nach § 12a des Energiewirtschaftsgesetzes und Netzentwicklungspläne nach § 12b des Energiewirtschaftsgesetzes in die Liste der **SUP-pflichtigen Pläne und Programme**<sup>24</sup> aufgenommen werden.

Denkbar wäre ebenfalls, den Szenarien eine Kostenschätzung für die zu erwarteten **Klimafolgeschäden** anzufügen.

### 3.8. Expertenbefragung

Für die Erstellung des Szenariorahmens NEP Strom 2019-2030 wurde im Vorfeld eine Expertenbefragung in Form eines ausführlichen Fragebogens durchgeführt. Die Rückläufe aus der Expertenbefragung sind in dem Szenariorahmen aufgegriffen und teilweise kommentiert worden. Dies wird von Seiten des Öko-Instituts als ein **konstruktives Verfahren der Öffentlichkeitsbeteiligung** begrüßt, und es wird dafür plädiert, diese Beteiligungsform zu einem festen Bestandteil des NEP-Prozesses zu machen.

Im Zuge der Transparenz ist die Veröffentlichung der Ergebnisse dieser Befragung u.a. für die nicht beteiligten Personen wünschenswert. Eine differenzierte **Auswertung des Fragebogens** ließe es zu, rückzuschließen, wie stark die Erwartungen der befragten Experten voneinander divergieren. Zudem würde es ermöglichen, Rückschlüsse darauf zu ziehen, inwiefern die Erwartungen der befragten Experten quantitativ Eingang in den Szenariorahmen gefunden haben.

<sup>23</sup> EnWG 2017, §12e

<sup>24</sup> Vgl. UVPG 2017, Anlage 5, Nr. 1

## Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2017): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017. 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2018): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019).
- AG Energiebilanzen e.V. (AGEB) (Hg.) (2017): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. 1990 bis 2016. AG Energiebilanzen e.V. (AGEB). Online verfügbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>, zuletzt geprüft am 14.02.2018.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2018): Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2019-2030. Online verfügbar unter [https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030\\_2019/szenariorahmen2019-2030/de.html](https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030_2019/szenariorahmen2019-2030/de.html), zuletzt geprüft am 14.02.2018.
- Bundesregierung (2010): Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.09.2010. Online verfügbar unter [http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/\\_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf](http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf), zuletzt geprüft am 14.02.2018.
- Bundeskabinettsbeschluss (2016): Klimaschutzplan 2050-Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Online verfügbar unter [https://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan\\_2050\\_bf.pdf](https://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf), zuletzt geprüft am 14.02.2018.
- EEG (2017): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. 2014, Teil I, Nr. 33, S. 1066-1132), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. 2016, Teil I, S. 2258-2357).
- EnWG (2017): Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808).
- Flachsbarth, Franziska; Koch, Matthias (2017): Kommentierung des 1. Entwurfs des NEP Strom 2030. Hg. v. Öko-Institut e.V. Freiburg. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Kommentierung-NEP2030.pdf>, zuletzt geprüft am 14.02.2018.
- Harthan, Ralph O.; Emele, Lukas; Hermann, Hauke; Matthes, Felix Chr. (2017): Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Hg. v. Öko-Institut e.V. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Sektorale-Abgrenzung-deutscher-Treibhausgas-Emissionen.pdf>, zuletzt geprüft am 14.02.2018.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2013). Climate Change 2013. The Physical Science Basis. Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge, New York, Melbourne, Madrid, Cape Town, Singapore, São Paulo, Delhi, Mexico City. Online verfügbar unter [www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/](http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/), zuletzt geprüft am 14.02.2018.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2014): Climate Change 2014. Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Geneva. Online verfügbar unter [www.ipcc.ch/report/ar5/syr/](http://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/), zuletzt geprüft am 14.02.2018.

- Schiltz, Ben (2016): Building new battery systems on the computer. Techno-economic modeling. Online verfügbar unter <https://anl.app.box.com/v/TE-Modeling-Fact-Sheet>, zuletzt geprüft am 14.02.2018.
- Umweltbundesamt (UBA) (2017): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2017 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2015. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/berichterstattung-unter-der-klimarahmenkonvention-2>, zuletzt geprüft am 14.02.2018.
- Umweltbundesamt (UBA) (2018): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen. Fassung zur EU-Submission 15.01.2018. Arbeitsstand 18.12.2017. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen>, zuletzt geprüft am 14.02.2018.
- UVPG (2017): Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung der Bekanntmachung vom 24. Februar 2010 (BGBl. I S. 94), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 8. September 2017 (BGBl. I S. 3370).
- WWF Deutschland (2017): Zukunft Stromsystem Kohleausstieg 2035 - Vom Ziel her denken. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Stromsystem-Kohleausstieg-2035.pdf>, zuletzt geprüft am 14.02.2018.