

# Klima oder Kohle? Reduktion des Kohlestroms zur Erreichung des deutschen 40%-Klimaschutzziels bis 2020

## Inhalt

Zentrale Ergebnisse und Empfehlungen.....	2
I. Einleitung und Ausgangslage.....	3
II. Steigende CO <sub>2</sub> -Emissionen gefährden Deutschlands Klimaschutzziel bis 2020.....	6
1. Emissionssituation des fossilen Kraftwerksparks in Deutschland .....	7
2. Blockscharfe CO <sub>2</sub> -Emissionen deutscher Kohle- und Gaskraftwerke .....	8
III. Altersbegrenzungen fossiler Kraftwerke .....	8
1. Szenarien absoluter Altersgrenzen für fossile Bestandsanlagen.....	8
a) <i>Referenz: Kraftwerksabschaltung nach 45 Betriebsjahren.....</i>	9
b) <i>Szenario A: Kraftwerksabschaltung nach 40 Betriebsjahren.....</i>	12
c) <i>Szenario B: Kraftwerksabschaltung mit 35 Betriebsjahren (Braunkohle) bzw. 40 Jahren (Steinkohle und Erdgas).....</i>	15
d) <i>Fazit.....</i>	17
2. Absolute Altersgrenzen für Bestandsanlagen in Kombination mit maximalen CO <sub>2</sub> -Jahresfrachten .....	17
a) <i>Auswirkungen auf Braunkohlekraftwerke.....</i>	18
b) <i>Auswirkungen auf Steinkohlekraftwerke.....</i>	19
c) <i>Auswirkungen auf Erdgaskraftwerke.....</i>	19
d) <i>Fazit.....</i>	20
3. Schlussfolgerungen .....	20

## Zentrale Ergebnisse und Empfehlungen

Die Bundesregierung hat in der Koalitionsvereinbarung das Klimaschutzziel Deutschlands bestätigt, die Treibhausgasemissionen um 40 % (gegenüber 1990) bis 2020 zu mindern. Mit dem Aktionsprogramm Klimaschutz sollen am 3. Dezember Maßnahmen bekannt gegeben werden, wie das Klimaschutzziel der Bundesregierung erreicht werden kann. Die vorliegende Kurzstudie macht deutlich, dass dieses nur dann gelingen kann, wenn

- **Deutschland innerhalb der nächsten sechs Jahre seine Treibhausgas-Emissionsfracht um 200 Mio. Jahrestonnen (CO<sub>2</sub> äquivalent) gegenüber dem Niveau von 2013 senkt.**
- **die Energiewirtschaft, und hier insbesondere der Stromerzeugungssektor, davon einen Minderungsbeitrag in der Größenordnung von 100 Mio. Jahrestonnen (CO<sub>2</sub> äquivalent) gegenüber 2013 leisten.<sup>1</sup>**

Um ihrer Verantwortung für einen glaubwürdigen Klimaschutz nachzukommen, muss die Bundesregierung eine Energiepolitik umsetzen, die den Stromerzeugungssektor als stärksten Emittenten von Treibhausgasen in die Pflicht nimmt.

Das Erreichen des Klimaschutzziels ist nur dann möglich, wenn innerhalb der kommenden sechs Jahre umfassende, kurzfristig zu realisierende Maßnahmen im Stromerzeugungssektor ergriffen werden. Hierbei muss es Kernaufgabe sein, die gegenwärtigen Überkapazitäten in der Stromerzeugung nach Klimaschutzaspekten zu verringern. Es muss demnach der Ausstoß von Treibhausgasen durch (Braun-) Kohlekraftwerke deutlich reduziert werden.

Die vorliegende Kurzstudie macht deutlich, dass dies gelingen kann, wenn entweder

- **Braunkohleblöcke nach 35 Betriebsjahren und Steinkohleblöcke nach 40 Jahren stillgelegt werden, oder**
- **Kohlekraftwerke ab dem 35. Betriebsjahr nur mehr eine maximal zu emittierende CO<sub>2</sub>-Jahresfracht zugeteilt bekommen und diese nach höchstens 40 Betriebsjahren endgültig abgeschaltet werden.**

Germanwatch und der WWF fordern deshalb die Bundesregierung auf, am 3. Dezember 2014 ein Klimaschutz-Aktionsprogramm zu verabschieden, das die Betreiber der deutschen Kohlekraftwerke verpflichtet, bis 2020 mindestens 100 Mio. Jahrestonnen (CO<sub>2</sub> äquivalent) gegenüber dem heutigen Emissionsniveau (2013) zu mindern. Dies ist auch eine wichtige Voraussetzung für eine glaubwürdige klimapolitische Rolle Deutschlands als Gastgeber des G7-Gipfels sowie bei der internationalen Klimakonferenz in Paris 2015.

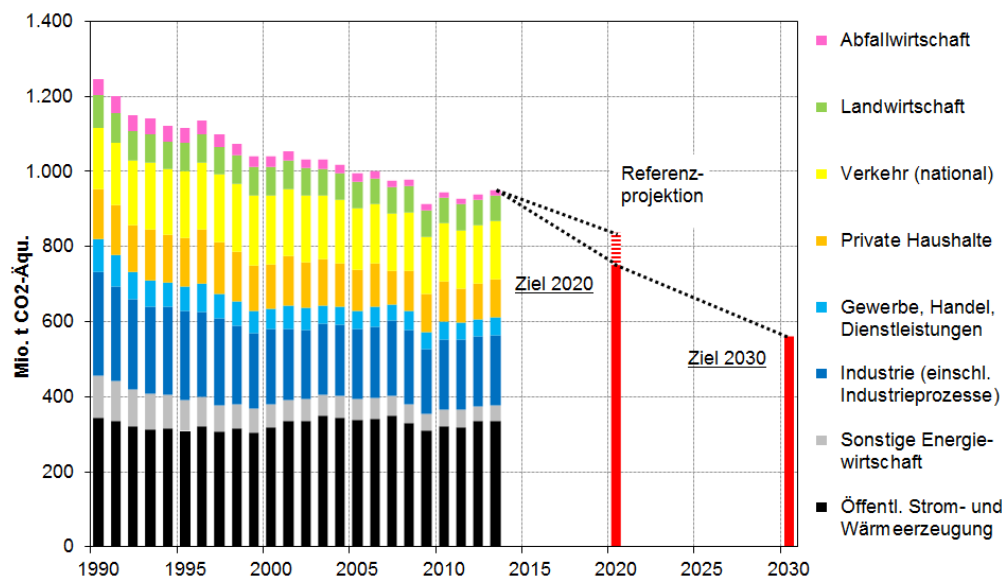
---

<sup>1</sup> Nach Berechnungen des BMUB wird auf Basis der bis dato eingeleiteten energie- und klimapolitischen Maßnahmen sowie wahrscheinlichen Annahmen für die Entwicklung zentraler Indikatoren bis 2020 eine Emissionsreduktion von 33% gegenüber dem Basisjahr 1990 erreicht. Dies bedeutete eine Klimaschutzlücke von 87 Mio. Jahrestonnen (CO<sub>2</sub> äquivalent), woraus sich ein entsprechender Minderungsbeitrag im Stromerzeugungssektor von wenigstens 50 Mio. Jahrestonnen (CO<sub>2</sub> äquivalent) ergäbe. Wir haben in dieser Kurzstudie die Lücke gegenüber dem heutigen Emissionsniveau (2013) als Ausgangslage genommen.

# I. Einleitung und Ausgangslage

Der Weltklimarat IPCC hat Klartext gesprochen: Bis zur Mitte des Jahrhunderts muss der Ausstieg aus der Kohle, bis Ende des Jahrhunderts der Ausstieg aus den fossilen Energieträgern insgesamt abgeschlossen sein, um einen im großen Maßstab gefährlichen Klimawandel noch abzuwenden. Dann kann noch mit 60 % Wahrscheinlichkeit erreicht werden, dass der globale Temperaturanstieg auf 2 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau begrenzt bleibt.

Abb. 1: Historische und zukünftige THG-Emissionen und -reduktionsziele in Deutschland (UBA, AG Energiebilanzen, Öko-Institut)



Im Koalitionsvertrag vom November 2013 hat die Bundesregierung vor diesem Hintergrund den zentralen Stellenwert des Klimaschutzes in ihrer Politik bestätigt. Damit wurden die klima- und energiepolitischen Entscheidungen des Energiekonzeptes von 2010/11 bekräftigt, wonach Deutschland bis 2020 seine Treibhausgas (THG)-Emissionen gegenüber dem Basisjahr 1990 um 40 % reduzieren muss, um auf dem 2-Grad-Pfad zu bleiben.

Wie wir in dieser Kurzstudie zeigen, kann Deutschland dieses Ziel ohne Änderungen in der Kohlepolitik nicht erreichen. Innerhalb der nächsten sechs Jahre muss Deutschland seine Treibhausgas-Emissionsfracht um 200 Mio. Jahrestonnen (CO<sub>2</sub> äquivalent) gegenüber dem heutigen Niveau (2013) senken, wenn das 40 %-Ziel erreicht werden soll. Rund die Hälfte der noch zu reduzierenden Emissionen muss die Energiewirtschaft – und hier insbesondere der Stromerzeugungssektor – beisteuern.

In den kommenden Wochen werden wegweisende Entscheidungen für die Weiterentwicklung der deutschen Klima- und Energiepolitik fallen. Die Bundesregierung plant ein ganzes Paket an Gesetzesmaßnahmen zu verabschieden, um sicherzustellen, dass Deutschland sein avisiertes Emissionsminderungsziel von 40 % bis 2020 trotz der bestehenden Klimalücke noch erreichen kann. Dazu soll in erster Linie das für den 3. Dezember 2014 angekündigte Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 beitragen.

Die Entscheidungen der kommenden Wochen sind in höchstem Maße komplex. Es geht um nicht weniger als die Frage, wie Deutschland in Zukunft eine glaubwürdige und konsequente Umsetzung seiner klima- und energiepolitischen Ziele gewährleisten und gleichzeitig die industriellen Wertschöpfungsketten erhalten und ausbauen kann.

Laut Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020<sup>2</sup> wird auf Basis der bis dato eingeleiteten energie- und klimapolitischen Maßnahmen sowie wahrscheinlichen Annahmen für die Entwicklung zentraler Indikatoren bis 2020 lediglich eine Emissionsreduktion von 33 % gegenüber dem Basisjahr von 1990 erreicht (siehe Referenzprojektion in Abb. 1). Mithin besteht nach diesen Berechnungen eine Klimaschutzlücke zum Erreichen des 40 %-Klimaschutzziels von rund 7 %-Punkten oder 87 Mio. t CO<sub>2</sub> äquivalent (siehe rote Schraffierung in Abb. 1).

Wir schauen uns in dieser Studie hingegen die reale Entwicklung an. Entgegen dem erklärten Willen der Politik sind die THG-Emissionen in den letzten Jahren wieder gestiegen statt zu sinken. 2011 waren die Emissionen bereits um 25,6 % gegenüber dem Stand von 1990 gesunken, Ende 2013 lag die Reduktion nur noch bei 23,9 %. Hintergrund der zunehmenden Emissionen ist eine Renaissance der Kohlenutzung, da der EU-Emissionshandel wegen ausgebliebener Reformen nicht das notwendige Preissignal für CO<sub>2</sub>-ärmere Energieträger sendet. Neben der kümmerlichen Politik im Bereich Energieeffizienz und den relativ kühlen Wintern ist das der zentrale Grund dafür, dass die Lücke zum 40 %-Klimaziel in den Jahren 2012 und 2013 größer wurde. Festzuhalten bleibt: Soll das 40 %-Ziel erreicht werden, müssen die Emissionen bis 2020 gegenüber 2013 insgesamt um 200 Mio. t CO<sub>2</sub> äquivalent, das sind 16 %-Punkte, sinken.

Auf der Grundlage der BMUB-Szenarien ergäbe sich lediglich ein notwendiger Reduktionsbeitrag des Kraftwerkssektors von 50 Mio. t CO<sub>2</sub> äquivalent. Die reale Lücke ist weitaus größer. Mit 100 Mio. t CO<sub>2</sub> äquivalent ist die vom Kraftwerkssektor zu füllende Lücke heute in etwa doppelt so groß wie in den von der Bundesregierung genutzten Klimaschutzszenarien<sup>3</sup> unterstellt. Die Ursache für diese eklatante Abweichung liegt in den zugrundeliegenden Annahmen der bisher genutzten Szenarien. Diese gehen nicht nur von einem Emissionszertifikatspreis von 20 €/t CO<sub>2</sub> aus, sondern auch davon, dass bestehende Braun- und Steinkohlekraftwerke nach einer Lebensdauer von 45 Jahren außer Betrieb gehen.<sup>4</sup> Ein Blick in die Kraftwerksliste der BNetzA zeigt, dass dies nicht selbstverständlich ist. Aktuell speisen über 20 Kohleblöcke mit mehr als 45 Betriebsjahren Strom in das öffentliche Netz ein.

Ein Beispiel: RWE hat bis Ende 2012 am Standort Frimmersdorf ein Dutzend Braunkohleblöcke erst nach mehr als 50 Betriebsjahren stillgelegt. Auch der Bundesverband Braunkohle (DEBRIV) erwartet, dass „die ganz überwiegende Zahl der heute bestehenden Anlagen auch 2023 noch in

---

<sup>2</sup> BMUB (2014): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 – Eckpunkte des BMUB; online unter: [http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/klimaschutz\\_2020\\_aktionsprogramm\\_ec\\_kpunkte\\_bf.pdf](http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutz_2020_aktionsprogramm_ec_kpunkte_bf.pdf).

<sup>3</sup> Öko-Institut / Fraunhofer ISI (2014): Zusammenfassung der ersten Ergebnisse des Projekts Klimaschutzszenarien 2050, S. 11; online unter: <http://www.oeko.de/oekodoc/2019/2014-604-de.pdf>; UBA (2013): Politikszenerarien für den Klimaschutz VI - Treibhausgas-Emissionszenarien bis zum Jahr 2030; S. 157; online unter: <http://www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/politikszenerarien-fuer-den-klimaschutz-vi>

<sup>4</sup> BMU (2013): „Projections and national programmes 2013 delivery for Germany“, online unter: <http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/ghgpro/envuucoda/overview>

Vgl. Öko-Institut / Fraunhofer ISI (2014), UBA (2013): (Fn. 3)

Betrieb sein werden.“<sup>5</sup> Würden ausnahmslos alle Kraftwerke nach 45 Jahren stillgelegt, würde sich die Lücke zur Erreichung des Klimaschutzziels bis 2020 im Kraftwerksbereich um 55 Mio. t CO<sub>2</sub> äquivalent verringern. Ein Kernproblem sind also die langen Laufzeiten der alten (Braun-)Kohle- meiler, die in der Regel auch den höchsten CO<sub>2</sub>-Ausstoß pro Energieeinheit haben.

Unstrittig in der momentanen Debatte ist, dass – soll das deutsche Klimaziel erreicht werden – die Energiewirtschaft, als mit Abstand stärkster Emittent, den größten Beitrag zur Senkung der THG-Emissionen leisten muss, zumal sie das größte Einsparpotenzial in der kurzen Frist bis 2020 aufweist.

Aus diesem Grund müssen nun umso mehr, parallel zum EU ETS, nationale oder supranationale Regelungen eingeführt werden, um die Klimaschutzlücke zu schließen und das nationale THG-Minderungsziel zu erreichen. Das verlangt auch das europäische Recht. Juristisch gebietet das Primärrecht der Europäischen Union, dass das Vorsorgeprinzip zum Einsatz kommt, wenn das eigentlich vorgesehene Klimaschutz-Instrument, der Emissionshandel, versagt.

Um eine ausreichende Lenkungswirkung zu entfalten, müsste der Zertifikatspreis beim Emissionshandel bei mindestens 35 €/t CO<sub>2</sub> liegen anstatt bei heutigen 6 €/t CO<sub>2</sub>. Zur Behebung der Ursachen dieser mangelnden Lenkungswirkung bedarf es einer tiefgreifenden strukturellen Reform des EU ETS. Solch eine Reform ist bestenfalls perspektivisch zu erwarten. Regelungen innerhalb des EU ETS, die vor dem Jahr 2020 schon zu den nötigen Emissionsminderungen führten, sind augenblicklich nicht absehbar.

Nationale oder supranationale Maßnahmen sind im Kraftwerkssektor ergänzend zum Emissionshandel notwendig, um die Glaubwürdigkeit Deutschlands in der Klima- und Energiepolitik zu erhalten. Notwendig sind aber auch ergänzende Regelungen auf europäischer Ebene und Nachbarländern, um eine Verschiebung der Emissionen dorthin zu verhindern. Instrumente wie die geplante Marktstabilitätsreserve im Emissionshandel können eine solche Verschiebung von Emissionen innerhalb der EU vermeiden und dafür sorgen, dass nationale Maßnahmen zu mehr Klimaschutz in Europa führen.

Im Folgenden wird dargelegt, welche Emissionsminderungsbeiträge insbesondere der Stromerzeugungssektor als größter CO<sub>2</sub>-Emittent leisten müssen und diskutiert, mit welchen Politikinstrumenten und Maßnahmen das Klimaschutzziel der Bundesregierung bis 2020 erreicht werden kann.

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Schließung der Klimaschutzlücke und damit das Erreichen des Klimaschutzziels bis 2020 bei weiter bestehender Versorgungssicherheit durch eine im Ordnungsrecht zu verankernde Altersbegrenzung für die Betriebsdauer fossiler Kraftwerke erreicht werden kann. Danach würden Braunkohleblöcke aufgrund ihrer höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen nach 35 Betriebsjahren und Steinkohleblöcke nach 40 Jahren stillgelegt. Das erforderliche Reduktionspotenzial ließe sich aber auch durch eine kombinierte Regelung erzielen, die festlegt, dass Kraftwerke ab dem 35. Betriebsjahr nur mehr eine maximale CO<sub>2</sub>-Jahresfracht emittieren dürfen und nach 40 Jahren endgültig abgeschaltet werden. Die zweite Variante ließe sich so ausgestalten, dass sie den Unterneh-

---

<sup>5</sup> DEBRIV (2012): Informationen und Meinungen (5/2012); online unter: [http://www.braunkohle.de/index.php?article\\_id=98&fileName=i\\_m\\_05\\_2012.pdf](http://www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=i_m_05_2012.pdf) sowie DEBRIV-Stellungnahme vom 27.08.2012 zum Entwurf Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013; online unter: [http://www.braunkohle.de/index.php?article\\_id=98&fileName=debriv\\_stellungnahme\\_netzentwicklungsplan\\_stellungnahme.pdf](http://www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=debriv_stellungnahme_netzentwicklungsplan_stellungnahme.pdf)

men mehr Flexibilität gibt. So könnten diese die maximal zulässige CO<sub>2</sub>-Jahresfracht eines Kraftwerksblocks auch auf andere Kraftwerke (in derselben Betriebsaltersklasse zwischen 35 und 40 Jahren innerhalb einer Betreibergesellschaft) übertragen. Im Ergebnis ließe sich bei gleicher CO<sub>2</sub>-Reduktion der Kraftwerksbetrieb der betroffenen Altanlagen flexibler gestalten, wobei auch Wirtschaftlichkeitserwägungen der Kraftwerksbetreiber einbezogen werden können und die sozial verträgliche Ausphasung der betroffenen Anlagen ermöglicht würde.

## II. Steigende CO<sub>2</sub>-Emissionen gefährden Deutschlands Klimaschutzziel bis 2020

In Deutschland sind die Treibhausgasemissionen im vergangenen Jahr erneut gestiegen (+1,2 % gegenüber 2012). Das zeigen Berechnungen des Umweltbundesamtes<sup>6</sup>, wonach die nationale Treibhausgasfracht im vergangenen Jahr 950 Mio. t (CO<sub>2</sub> äquivalent) betrug. Der Kohlendioxidanteil lag bei 834 Mio. t. Davon lassen sich der Energiewirtschaft<sup>7</sup> 362 Mio. t CO<sub>2</sub> zurechnen. Der größte Teil davon, 317 Mio. t, stammt aus der Stromerzeugung.

Abb. 2: Emissionen ausgewählter Treibhausgase nach Quellkategorien, \*) Prognose UBA.

Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	Einheit	1990	2000	2005	2010	2011	2012	2013*	Ziel 2020	Δ 2013-2020
Energiewirtschaft	Mio. t	423,4	356,8	377,3	352,5	349,9	360,1	362,8	254,0	108,8
<b>davon Stromerzeugung</b>	<b>Mio. t</b>	<b>357,0</b>	<b>319,0</b>	<b>324,0</b>	<b>305,0</b>	<b>304,0</b>	<b>313,0</b>	<b>317,0</b>	<b>214,2</b>	<b>102,8</b>
- Braunkohlen	Mio. t	201,0	158,0	163,0	153,0	158,0	167,0	167,0		
- Steinkohlen	Mio. t	119,0	119,0	109,0	95,0	91,0	95,0	102,0		
- Erdgas	Mio. t	18,0	22,0	28,0	32,0	30,0	26,0	23,0		
- Mineralöle	Mio. t	9,0	6,0	8,0	6,0	5,0	4,0	4,0		
- Sonstige	Mio. t	11,0	13,0	16,0	20,0	21,0	21,0	21,0		
Verarbeitendes Gewerbe	Mio. t	175,6	117,7	103,8	115,2	116,6	114,1	115,8	105,4	10,4
Verkehr	Mio. t	162,4	181,0	160,4	153,5	155,5	153,9	154,7	97,4	57,3
Haushalte und Kleinverbraucher	Mio. t	204,5	170,1	156,9	151,4	131,2	137,5	145,8	122,7	23,1
Militär und weitere kleine Quellen	Mio. t	11,8	2,3	1,7	1,3	1,2	1,0		7,1	-7,1
Diffuse Emissionen aus Brennstoffen	Mio. t	2,0	2,4	2,3	1,6	1,6	1,5	1,5	1,2	0,3
Industrieprozesse	Mio. t	59,8	59,5	57,7	52,4	53,1	52,2	52,2	35,9	16,3
Lösemittel Produktverwendung	Mio. t	2,6	1,8	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,6	-0,2
<b>CO<sub>2</sub> gesamt</b>	<b>Mio. t</b>	<b>1.042,1</b>	<b>891,6</b>	<b>861,7</b>	<b>829,4</b>	<b>810,6</b>	<b>821,7</b>	<b>834,2</b>	<b>625,3</b>	<b>208,9</b>
<b>Alle Sektoren</b>	<b>% von 1990 = 100 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>85,6 %</b>	<b>82,7 %</b>	<b>79,6 %</b>	<b>77,8 %</b>	<b>78,9 %</b>	<b>80,0 %</b>	<b>60,0 %</b>	
Veränderung ggü. 1990	%	0,0 %	-14,4 %	-17,3 %	-20,4 %	-22,2 %	-21,1 %	-20,0 %	<b>-40,0 %</b>	
<b>Energiewirtschaft</b>	<b>% von 1990 = 100 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>84,3 %</b>	<b>89,1 %</b>	<b>83,3 %</b>	<b>82,6 %</b>	<b>85,0 %</b>	<b>85,7 %</b>	<b>60,0 %</b>	
Veränderung ggü. 1990	%	0,0 %	-15,7 %	-10,9 %	-16,7 %	-17,4 %	-15,0 %	-14,3 %	<b>-40,0 %</b>	
<b>Stromerzeugung</b>	<b>% von 1990 = 100 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>89,4 %</b>	<b>90,8 %</b>	<b>85,4 %</b>	<b>85,2 %</b>	<b>87,7 %</b>	<b>88,8 %</b>	<b>60,0 %</b>	
Veränderung ggü. 1990	%	0,0 %	-10,6 %	-9,2 %	-14,6 %	-14,8 %	-12,3 %	<b>-11,2 %</b>	<b>-40,0 %</b>	

<sup>6</sup> UBA (2014): Treibhausgasausstoß in Deutschland 2013; online unter: <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgasausstoß-in-deutschland-2013>

<sup>7</sup> Beinhaltet neben Kraftwerken zur Stromerzeugung auch Wärmeerzeugung sowie Erdgasverdichter.

Weitere THG (CO <sub>2</sub> äquivalent)	Einheit	1990	2000	2005	2010	2011	2012	2013*	Ziel 2020	Δ 2013- 2020
Methan (CH <sub>4</sub> )	Mio. t	108,8	75,1	59,3	50,1	48,7	48,7	47,5	65,3	-17,7
Distickstoffoxid (N <sub>2</sub> O)	Mio. t	85,7	61,7	61,2	55,0	57,3	55,8	56,0	51,4	4,6
F-Gase, gesamt	Mio. t	11,9	12,5	12,7	12,4	12,7	12,8	12,8	7,1	5,7
<b>THG gesamt (CO<sub>2</sub> äquivalent)</b>	<b>Mio. t</b>	<b>1.248,5</b>	<b>1.040,9</b>	<b>994,9</b>	<b>946,9</b>	<b>929,3</b>	<b>939,1</b>	<b>950,6</b>	<b>749,1</b>	<b>201,5</b>

THG gesamt 1990 = 100 %	% von 1990	100,0 %	83,4 %	79,7 %	75,8 %	74,4 %	75,2 %	76,1 %	60,0 %
Veränderung ggü. 1990	%	0,0 %	-16,6 %	-20,3 %	-24,2 %	-25,6 %	-24,8 %	-23,9 %	-40,0 %

## 1. Emissionssituation des fossilen Kraftwerksparks in Deutschland

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) erfasst seit 2011 sämtliche Bestandskraftwerke in Deutschland mit einer elektrischen Leistung von mindestens 10 Megawatt in einer Kraftwerksliste. In dieser Datenbank werden für jeden Kraftwerksblock u. a. die elektrische Nettonennleistung, das Jahr der Aufnahme der kommerziellen Stromeinspeisung, eingesetzte Energieträger, der Kraftwerksbetreiber, Daten zum Standort sowie der Betriebszustand der Anlage gelistet. Eine aktualisierte Fassung der Kraftwerksliste veröffentlicht die BNetzA mehrmals pro Jahr auf ihren Internetseiten.<sup>8</sup> Die hier zuletzt berücksichtigte Version datiert vom 16. Juli 2014. In der Kraftwerksliste vom 12. Dezember 2012 wurden zusätzliche Informationen blockscharf publiziert, darunter etwa die elektrische Bruttonennleistung und die Jahresvolllaststunden als Quotient aus Netto-Stromerzeugung und Nettonennlast.

Grundlage für die hier erfolgten Berechnungen kraftwerksbedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bildet die BNetzA-Kraftwerksliste aus Dezember 2012. Diese wurde erweitert mit den seither zusätzlich gelisteten fossilen Kraftwerksblöcken der Version aus Juli 2014. Zur Berechnung blockscharfer CO<sub>2</sub>-Emissionen wurde die Datenbank mit Literaturwerten<sup>9</sup> energieträgerspezifischer CO<sub>2</sub>-Emissionen (in g/kWh<sub>thermisch</sub>) ergänzt sowie die in der Datenbank aus 2012 angegebene Kraftwerksauslastung auf die Situation in 2013 angepasst.<sup>10</sup> Mithilfe des elektrischen Wirkungsgrades, der abhängig vom Alter und Kraftwerkstyp variiert,<sup>11</sup> lassen sich für jeden Kraftwerksblock spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen pro erzeugte Kilowattstunde Strom prognostizieren. Als Produkt aus spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen, Jahresvolllaststunden und Bruttonennleistung erhält man die bei der Stromerzeugung emittierten CO<sub>2</sub>-Jahresfrachten der einzelnen Kraftwerksblöcke.

<sup>8</sup> Die Kraftwerksliste der BNetzA ist online verfügbar unter:  
[http://www.bundesnetzagentur.de/cdn\\_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cdn_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html)

<sup>9</sup> UBA (2014): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2013, S.9, online unter:

[http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate\\_change\\_23\\_2014\\_komplett.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_23_2014_komplett.pdf);

Übertragungsnetzbetreiber (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012, S. 32; online unter:

[http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP\\_2012\\_2/NEP2012\\_2\\_Kapitel\\_3\\_und\\_4.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP_2012_2/NEP2012_2_Kapitel_3_und_4.pdf); Forschungsstelle für

Energiewirtschaft (2010): Basisdaten zur Bereitstellung elektrischer Energie, S. 3; online unter:

[https://www.ffe.de/download/wissen/186\\_Basisdaten\\_Energietraeger/Basisdaten\\_von\\_Energietraegern\\_2010.pdf](https://www.ffe.de/download/wissen/186_Basisdaten_Energietraeger/Basisdaten_von_Energietraegern_2010.pdf)

<sup>10</sup> Berechnungsgrundlage ist die Änderung der durchschnittlichen Jahresvolllaststunden deutscher Kraftwerke, je nach Energieträger für die Jahre 2011 und 2013 nach Datenlage des BDEW.

<sup>11</sup> DIW Berlin (2014): Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling: Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets, S.23; online unter:

[http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.440963.de/diw\\_datadoc\\_2014-072.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.440963.de/diw_datadoc_2014-072.pdf)

## 2. Blockscharfe CO<sub>2</sub>-Emissionen deutscher Kohle- und Gaskraftwerke

Auf der Grundlage dieser Daten errechnet sich für die 2013 ins deutsche Stromnetz einspeisenden Braunkohlekraftwerke (20,6 GW installierte Netto-Leistung) eine Jahresfracht von 176 Millionen Tonnen Kohlendioxid bei einer Bruttostromerzeugung von 161 TWh. Steinkohlekraftwerke (24,7 GW<sub>netto</sub>) emittierten mit der Stromerzeugung (118 TWh) im gleichen Zeitraum 105 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>. Die Emissionsmenge erdgasbefuerter Stromerzeugungsanlagen (19,2 GW<sub>netto</sub>) summierte sich in 2013 rechnerisch auf 20 Millionen Tonnen Kohlendioxid. Insgesamt lassen sich darüber 300 Mio. t CO<sub>2</sub> blockscharf den in Betrieb befindlichen Stromerzeugungsanlagen zuordnen. Die Berechnungen decken sich weitgehend mit den Emissionsprognosen für die Stromerzeugung des Umweltbundesamtes für das vergangene Jahr (Abb. 2).<sup>12</sup> Auch die errechneten Strommengen, die den CO<sub>2</sub>-Berechnungen zugrunde liegen, decken sich gut mit offiziellen Angaben zur Bruttostromerzeugung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, wonach Braunkohlekraftwerke 160,9 TWh und Steinkohlekraftwerke 121,7 TWh im vergangenen Jahr erzeugten, während hier 161 TWh für die Braunkohle und 118 TWh für die Steinkohle ermittelt wurden.<sup>13</sup>

## III. Altersbegrenzungen fossiler Kraftwerke

### 1. Szenarien absoluter Altersgrenzen für fossile Bestandsanlagen

In den bislang vorliegenden Klimaschutzszenarien<sup>14</sup> wird unterstellt, dass bestehende Braun- und Steinkohlekraftwerke nach einer Lebensdauer von 45 Jahren außer Betrieb gehen. Ein Blick in die Kraftwerksliste der BNetzA zeigt jedoch, dass dies keinen Automatismus darstellt. Aktuell speisen mehr als 20 Kohleblöcke (4,0 GW<sub>netto</sub>) mit mehr als 45 Betriebsjahren nach wie vor Strom ins öffentliche Netz ein. Auch in der Vergangenheit liefen insbesondere Braunkohlekraftwerke häufig länger als 45 Jahre. So hat RWE bis Ende 2012 am Kraftwerksstandort Frimmersdorf insgesamt ein Dutzend 150 MW-Blöcke erst nach mehr als 50 Betriebsjahren stillgelegt. Die Braunkohleblöcke, die um das Jahr 1960 in Betrieb gingen, wurden abgeschaltet, weil RWE genehmigungsrechtlich – als Auflage für den Neubau der BoA-Blöcke 2 und 3 in Neurath – dazu verpflichtet war.<sup>15</sup> Der Bundesverband Braunkohle (DEBRIV) sieht Braunkohlemeiler nach 45 Betriebsjahren nicht am Lebensende, sondern geht vielmehr davon aus, „dass die deutschen Braunkohlenkraftwerke bis 2023 voll wettbewerbsfähig bleiben“. Der Lobbyverband erwartet, dass „die ganz überwiegende Zahl der heute bestehenden Anlagen auch 2023 noch in Betrieb sein werden.“<sup>16</sup> Angemerkt sei an dieser Stelle, dass RWE heute 14 Braunkohleblöcke mit einer Nettoleistung von 5

<sup>12</sup> Das UBA prognostiziert für das Jahr 2013 strombedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von insgesamt 317 Mio. t CO<sub>2</sub>, wovon 167 Mio. t aus der Braunkohleverstromung, 102 Mio. t aus Steinkohle- und 23 Mio. t aus Erdgaskraftwerken resultieren; vgl. UBA (Fn. 9), S. 17.

<sup>13</sup> AGEB: Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990 bis 2013 Deutschland (Stand: 22.10.2014); online unter: <http://www.ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html>

<sup>14</sup> Vgl. Öko-Institut / Fraunhofer ISI (2014), UBA (2013) (Fn. 3)

<sup>15</sup> Immissionsschutzrechtlicher Genehmigungsbescheid der Bezirksregierung Düsseldorf v. 20.06.2005, S. 8ff.; online unter: [http://www.brd.nrw.de/umweltschutz/immissionsschutz/pdf/Genehmigungs-bescheid\\_RWE\\_Power\\_BoA.pdf](http://www.brd.nrw.de/umweltschutz/immissionsschutz/pdf/Genehmigungs-bescheid_RWE_Power_BoA.pdf)

<sup>16</sup> Vgl. DEBRIV (Fn. 5)



Gigawatt betreibt, die bereits 40 Jahre und länger am Netz sind und 2023 folglich älter als 50 Jahre wären.

Im Folgenden soll analysiert werden, welcher ordnungsrechtliche Rahmen gewährleistet, dass in den verbleibenden sechs Jahren im Stromerzeugungssektor ein Reduktionspotenzial von wenigstens 100 Mio. t CO<sub>2</sub> erschlossen wird, also die durch die Energiewirtschaft einzusparende Treibhausgasmenge für das Erreichen des 40 %-Ziels. Die folgenden Ausführungen stützen sich auf eigene Berechnungen. Sie stellen keine rechnergestützte Modellierung dar, mit der sich etwa Merit-Order-Effekte prognostizieren ließen, die bei einem signifikanten Rückgang der Braunkohlestrommengen zu steigender Steinkohleverstromung führen kann, mit entsprechenden Auswirkungen auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen.

### a) Referenz: Kraftwerksabschaltung nach 45 Betriebsjahren

Unter der Annahme, dass fossile Kraftwerke mit Erreichen ihrer technischen Lebensdauer von 45 Betriebsjahren stillgelegt werden, reduziert sich die CO<sub>2</sub>-Jahresfracht bis zum Jahr 2020 im Vergleich zum heutigen Emissionsniveau um 55 Mio. t. Dabei ist berücksichtigt, dass in den kommenden Jahren bis zu sechs Steinkohlekraftwerke<sup>17</sup> mit einer elektrischen Gesamtleistung von 6,5 GW<sub>net</sub> neu ans Netz gehen werden.

Abb. 3: Rechnerische Reduktion der Kraftwerksleistung, der Strommenge sowie der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Stilllegung der fossilen Stromerzeugungsanlagen mit Erreichen von 45 Betriebsjahren.

Referenz: Stilllegung fossile Kraftwerke mit 45 Betriebsjahren																
Stilllegungsjahr	Rückgang Bruttoleistung (GW)				Rückgang Nettoleistung (GW)				Rückgang Nettostrommenge (GWh)				Rückgang CO <sub>2</sub> -Jahresfracht (Mio. t)			
	Braunkohle	Steinkohle*	Erdgas*	Summe	Braunkohle	Steinkohle*	Erdgas	Summe	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Summe	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Summe
2016	-2,5	-7,0	-0,4	-2,8	-2,3	-6,4	-0,4	-2,5	-16.095	-23.165	-839	-3.910	-22,3	-24,7	-0,5	-18,8
<i>./. neue SkKW**</i>		<b>7,1</b>				<b>6,6</b>		<b>-2,5</b>		<b>36.190</b>		<b>-3.910</b>		<b>28,7</b>		<b>-6,1</b>
2017	-0,6	0,0	-0,3	-0,9	-0,6	0,0	-0,3	-0,9	-4.458	0	-317	-4.775	-5,9	0,0	-0,2	-6,1
2018	-0,3	0,0	-2,4	-2,7	-0,3	0,0	-2,3	-2,6	-1.823	0	-240	-2.063	-2,3	0,0	-0,1	-2,5
2019	-2,0	0,0	-1,3	-3,3	-1,9	0,0	-1,3	-3,2	-12.033	0	-711	-12.743	-15,5	0,0	-0,4	-15,9
2020	-1,3	-0,1	-0,7	-2,1	-1,2	-0,1	-0,7	-2,0	-8.677	-346	-119	-9.142	-11,1	-0,3	-0,1	-11,5
SUMME	-6,8	0,0	-5,1	-11,9	-6,2	0,1	-4,9	-11,1	-43.085	12.679	-2.227	-32.633	-57,1	3,6	-1,3	-54,8

\*) davon zur Stilllegung bereits beantragt (in GW)

Steinkohle	Erdgas	Summe
3,23	3,62	<b>6,85 (brutto)</b>
2,98	3,51	<b>6,49 (netto)</b>

\*\*) Annahme: Auslastung neuer Steinkohlekraftwerke (bis 2016) 5.500 h

zum Vergleich.: Ø Volllaststunden Bestandsanlagen (2013) 4.300 h

Aus diesen Zahlen wird deutlich, dass die bis 2020 im Bereich der Stromerzeugung erforderliche CO<sub>2</sub>-Reduktion durch die unterstellte Stilllegung von Kraftwerken nach Ablauf von 45 Betriebsjahren allein nicht erreicht wird.

<sup>17</sup> Karlsruhe RDK8 (EnBW), Hamburg-Moorburg (Vattenfall), Mannheim Block 9 (GKM), Hamm-Uentrop (RWE), Wilhelmshaven (GDF Suez), Datteln Block 4 (E.ON). Für die Prognose der CO<sub>2</sub>-Emissionen wurde unterstellt, dass die Neuanlagen in den nächsten Jahren durchschnittlich 5.500 Volllaststunden erreichen. Zum Vergleich: Steinkohlemeiler liefen in 2013 gemäß Angaben des BDEW im Schnitt 4.300 Stunden unter Volllast. Die Kraftwerksbetreiber prognostizierten für ihre Neuanlagen in den Genehmigungsverfahren zwischen 6.000 und 7.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

Abb. 4: Bis 2020 stillzulegende Braunkohlekraftwerksblöcke bei einer Laufzeit von 45 Jahren.

Stilllegung Braunkohleblöcke mit 45 Betriebsjahren (Referenz)										
Jahr der Stilllegung	Unternehmen	Kraftwerksname	Block	Standort	Bundesland	Inbetriebnahme	Alter [in 2014]	Netto-Nennleistung [in MW]	Strommenge (netto) [in TWh]	CO2-Jahresfracht [in Mio. t]
2016	Mibrag	Deuben		Teuchern	Sachsen-Anhalt	1936	78	67	0,40	0,68
2016	RWE	Frechen/Wachtberg	Frechen/Wachtberg	Frechen	NRW	1959	55	118	0,83	1,22
2016	RWE	HKW Sachtleben		Duisburg	NRW	1962	52	28	0,19	0,28
2016	RWE	Niederaußem	C	Bergheim	NRW	1965	49	294	2,42	3,51
2016	RWE	Weisweiler	E	Eschweiler-Weisweiler	NRW	1965	49	312	2,19	3,08
2016	RWE	Weisweiler	F	Eschweiler-Weisweiler	NRW	1967	47	304	2,14	2,96
2016	RWE	Niederaußem	D	Bergheim	NRW	1968	46	297	1,64	2,20
2016	RWE	Niederaußem	E	Bergheim	NRW	1970	44	295	2,22	2,94
2016	RWE	Frimmersdorf	Q	Grevenbroich-Frimmersdorf	NRW	1970	44	278	1,95	2,65
2016	RWE	Niederaußem	F	Bergheim	NRW	1971	43	299	2,10	2,76
2017	RWE	Neurath	A	Grevenbroich-Neurath	NRW	1972	42	277	2,17	2,93
2017	RWE	Neurath	B	Grevenbroich-Neurath	NRW	1972	42	288	2,29	2,96
2018	RWE	Neurath	C	Grevenbroich-Neurath	NRW	1973	41	292	1,82	2,34
2019	RWE	Niederaußem	H	Bergheim	NRW	1974	40	648	4,53	5,76
2019	RWE	Niederaußem	G	Bergheim	NRW	1974	40	653	3,34	4,26
2019	RWE	Weisweiler	G	Eschweiler-Weisweiler	NRW	1974	40	592	4,16	5,47
2020	RWE	Weisweiler	H	Eschweiler-Weisweiler	NRW	1975	39	592	4,16	5,44
2020	RWE	Neurath	D	Grevenbroich-Neurath	NRW	1975	39	607	4,51	5,69
<b>SUMME</b>								<b>6.241</b>	<b>43,09</b>	<b>57,12</b>

Abb. 5: Bis 2020 stillzulegende Steinkohlekraftwerksblöcke bei einer Laufzeit von 45 Jahren.

Stilllegung Steinkohleblöcke mit 45 Betriebsjahren (Referenz)										
Jahr der Stilllegung	Unternehmen	Kraftwerksname	Block	Standort	Bundesland	Inbetriebnahme	Alter [in 2014]	Netto-Nennleistung [in MW]	Strommenge (netto) [in TWh]	CO2-Jahresfracht [in Mio. t]
2016	Reno Di Medici	HD-Kraftwerk		Amsberg	NRW	1956	58	21	0,12	0,15
2016	E.ON	Shamrock		Herne	NRW	1957	57	132	0,45	0,59
2016	Vattenfall	Wedel	Wedel 1	Wedel / Holstein	Schleswig-Holstein	1961	53	137	0,77	0,88
2016	Currenta	G-Kraftwerk		Leverkusen	NRW	1962	52	103	0,45	0,49
2016	Steag	Lünen	Lünen 6	Lünen	NRW	1962	52	149	0,86	0,93
2016	Vattenfall	Wedel	Wedel 2	Wedel / Holstein	Schleswig-Holstein	1962	52	123	0,36	0,42
2016	VSE	Ensdorf	Block 1	Ensdorf	Saarland	1963	51	106	0,46	0,51
2016**	EnBW	Walheim	WAL 1	Walheim	Baden-Württemberg	1964	50	103	0,09	0,10
2016	GKM Veltheim	Veltheim	2	Porta Westfalica	NRW	1965	49	93	0,29	0,31
2016**	EnBW	HKW Heilbronn	HLB 5	Heilbronn	Baden-Württemberg	1965	49	110	0,06	0,07
2016***	GKM Mannheim	GKM	Block 3	Mannheim	Baden-Württemberg	1966	48	203	0,00	0,00
2016	Infracor	Kraftwerk II	Block 3	Marl	NRW	1966	48	63	0,40	0,42
2016	Steag	KW Herne	Herne 3	Herne	NRW	1966	48	280	0,78	0,86
2016**	EnBW	HKW Heilbronn	HLB 6	Heilbronn	Baden-Württemberg	1966	48	110	0,10	0,11
2016**	EnBW	Walheim	WAL 2	Walheim	Baden-Württemberg	1967	47	153	0,23	0,24
2016	E.ON	Scholven	B	Gelsenkirchen	NRW	1968	46	345	2,11	2,23
2016**	swb	KW Hafen	Block 5	Bremen	Bremen	1968	46	127	0,75	0,85
2016	Sappi	HKW Stockstadt		Stockstadt	Bayern	1969	45	25	0,11	0,12
2016	Vattenfall	Reuter	Reuter C	Berlin	Berlin	1969	45	124	0,54	0,58
2016****	RWE	Westfalen	C	Hamm-Uentrop	NRW	1969	45	284	0,00	0,00
2016	Steag	KW Lünen	Lünen 7	Lünen	NRW	1969	45	324	0,94	0,99
2016	E.ON	Scholven	C	Gelsenkirchen	NRW	1969	45	345	1,38	1,45
2016**	GKM Veltheim	Veltheim	3	Porta Westfalica	NRW	1970	44	303	1,33	1,40
2016**	GKM Mannheim	GKM	Block 4	Mannheim	Baden-Württemberg	1970	44	203	0,84	0,88
2016	24sieben GmbH	GKM Kiel		Kiel	Schleswig-Holstein	1970	44	323	1,33	1,40
2016**	E.ON	Scholven	D	Gelsenkirchen	NRW	1970	44	345	1,59	1,65
2016	Infracor	Kraftwerk I	Block 4	Marl	NRW	1971	43	55	0,24	0,25
2016	Currenta	Kraftwerk N 230		Krefeld-Uerdingen	NRW	1971	43	110	0,48	0,50
2016	Saarstahl	Kraftwerk Ensdorf	Block 3	Ensdorf	Saarland	1971	43	283	1,24	1,30
2016	Steag	KW West	West 1	Voerde	NRW	1971	43	322	0,70	0,74
2016	Steag	KW West	West 2	Voerde	NRW	1971	43	318	0,71	0,77
2016**	E.ON	Scholven	E	Gelsenkirchen	NRW	1971	43	345	2,07	2,13
2016**	E.ON	Knepper	C	Dortmund	NRW	1971	43	345	1,36	1,40
<b>Zwischensumme (2016)</b>								<b>6.410</b>	<b>23,17</b>	<b>24,72</b>
2020	Solvay Chemicals	Industrie-Kraftwerk		Rheinberg	NRW	1975	39	79	0,35	0,35
<b>SUMME</b>								<b>6.489</b>	<b>23,51</b>	<b>25,07</b>

\*) Block vorläufig stillgelegt    \*\*) Stilllegung bereits beantragt    \*\*\*) Reservekraftwerk    \*\*\*\*) saisonale Konservierung

Abb. 6: Bis 2020 stillzulegende Erdgaskraftwerke nach 45 Betriebsjahren.

Stilllegung Gasblöcke mit 45 Betriebsjahren (Referenz)										
Jahr der Stilllegung	Unternehmen	Kraftwerksname	Block	Kraftwerksstandort	Bundesland	Inbetriebnahme	Alter [in 2014]	Netto-Nennleistung [in MW]	Strommenge (netto) [in TWh]	CO2-Jahresfracht [in Mio. t]
2016	KW Oberburg	Oberburg	2	Oberburg	Bayern	1920	94	36	0,22	0,14
2016	K+S AG	Hattorf	Hattorf	Philippsthal	Hessen	1962	52	146	0,19	0,12
2016	RheinEnergie	HKW Merkenich	Block 4	Köln	NRW	1965	49	16	0,01	0,01
2016	K+S AG	Unterbreizbach	Unterbreizbach	Unterbreizbach	Thüringen	1965	49	59	0,12	0,07
2016	Smurfit Kappa Zülpich	Gaskraftwerk	GKW	Zülpich	NRW	1966	48	15	0,07	0,04
2016	UPM GmbH	UPM Augsburg	Dampfturbine 3	Augsburg	Bayern	1966	48	30	0,06	0,04
2016	SW Bonn/Rhein-Sieg	Heizkraftwerk Süd	Heizkraftwerk Süd	Bonn	NRW	1969	45	14	0,04	0,02
2016**	HKW Würzburg	Friedensrücke	TSIII	Würzburg	Bayern	1971	43	23	0,06	0,04
2016	FS-Karton GmbH	FS-Karton	Neuss	Neuss	NRW	1971	43	20	0,07	0,04
<b>Zwischensumme (2016)</b>								<b>359</b>	<b>0,84</b>	<b>0,51</b>
2017**	swb	KW Hastedt	Block 14	Bremen	Bremen	1972	42	155	0,06	0,03
2017	Vattenfall	Lichterfelde	Lichterfelde 1	Berlin	Berlin	1972	42	144	0,24	0,14
2017	EV Oberhausen	HKW 1	HKW 1	Oberhausen	NRW	1972	42	23	0,02	0,01
<b>Zwischensumme(2017)</b>								<b>322</b>	<b>0,32</b>	<b>0,19</b>
2018**	Statkraft	Landesbergen Gas		Landesbergen	Niedersachsen	1973	41	500	0,01	0,01
2018	Statkraft	Emden Gas		Emden	Niedersachsen	1973	41	50	0,03	0,02
2018**	RWE	Emsland	B1	Lingen	Niedersachsen	1973	41	55	0,02	0,01
2018**	RWE	Emsland	B2	Lingen	Niedersachsen	1973	41	355	0,02	0,01
2018	Infracor	Kraftwerk III	Block 311	Marl	NRW	1973	41	70	0,03	0,02
2018	RWE	Gersteinwerk	F1	Werne	NRW	1973	41	55	0,01	0,00
2018	RWE	Gersteinwerk	G1	Werne	NRW	1973	41	55	0,01	0,00
2018	RWE	Gersteinwerk	H1	Werne	NRW	1973	41	55	0,00	0,00
2018	RWE	Gersteinwerk	I1	Werne	NRW	1973	41	55	0,01	0,01
2018**	RWE	Gersteinwerk	F2	Werne	NRW	1973	41	355	0,05	0,03
2018**	RWE	Gersteinwerk	G2	Werne	NRW	1973	41	355	0,05	0,03
2018*	RWE	Gersteinwerk	I2	Werne	NRW	1973	41	355	0,00	0,00
<b>Zwischensumme (2018)</b>								<b>2.315</b>	<b>0,14</b>	<b>0,14</b>
2019**	GKM Veltheim	Kraftwerk Veltheim	4 GT	Porta Westfalica	NRW	1974	40	65	0,00	0,00
2019***	E.ON	Irsching	3	Vohburg	Bayern	1974	40	415	0,00	0,00
2019	SW Düsseldorf	GT	Block E GTE2	Düsseldorf	NRW	1974	40	65	0,08	0,05
2019	SW Düsseldorf	GT	Block E GTE1	Düsseldorf	NRW	1974	40	67	0,09	0,05
2019**	RWE	Emsland	C1	Lingen	Niedersachsen	1974	40	55	0,06	0,03
2019**	RWE	Emsland	C2	Lingen	Niedersachsen	1974	40	355	0,09	0,05
2019	Infracor	Kraftwerk III	Block 312	Marl	NRW	1974	40	78	0,08	0,05
2019	Vattenfall	Lichterfelde	Lichterfelde 3	Berlin	Berlin	1974	40	144	0,26	0,15
2019	K+S AG	Sigmundshall	Sigmundshall	Wunstorf	Niedersachsen	1974	40	19	0,05	0,03
<b>Zwischensumme (2019)</b>								<b>1.262</b>	<b>0,71</b>	<b>0,42</b>
2020	SW Bochum	HKW Hiltrop		Bochum	NRW	1975	39	30	0,02	0,01
2020**	SW Hannover	KWH	B	Hannover	Niedersachsen	1975	39	102	0,09	0,05
2020**	SW München	Freimann GT 2	2	München	Bayern	1975	39	80	0,00	0,00
2020**	SW München	Freimann GT 1	1	München	Bayern	1975	39	80	0,00	0,00
2020**	GKM Veltheim	KW Veltheim	4 DT	Porta Westfalica	NRW	1975	39	335	0,00	0,00
2020**	GKM Veltheim	GT Bielefeld	GT Ummeln	Bielefeld	NRW	1975	39	55	0,00	0,00
<b>Zwischensumme (2020)</b>								<b>682</b>	<b>0,12</b>	<b>0,07</b>
<b>SUMME</b>								<b>4.941</b>	<b>1,99</b>	<b>1,32</b>

### b) Szenario A: Kraftwerksabschaltung nach 40 Betriebsjahren

Werden fossile Kraftwerke bereits nach 40 Betriebsjahren vom Netz genommen, lässt sich die CO<sub>2</sub>-Jahresfracht bis Ende des Jahrzehnts um 86 Millionen Tonnen reduzieren. Eine Verkürzung der Betriebszeit um weitere fünf Jahre gegenüber dem Referenzszenario (Stilllegung mit 45 Jahren) ermöglicht eine zusätzliche Einsparung von rund 30 Mio. t Kohlendioxid bis zum Jahr 2020, die sich zur Hälfte aus der Braunkohle- und aus der Steinkohleverstromung generiert. Auch mit diesem Szenario wird ersichtlich, dass die bis Ende des Jahrzehnts notwendige CO<sub>2</sub>-Reduktion im Bereich der Energiewirtschaft nicht genügt, um das 40 %-Reduktionsziel zu erreichen.

Abb. 7: Rechnerische Reduktion der Kraftwerksleistung, der Strommenge sowie der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Stilllegung fossiler Stromerzeugungsanlagen nach 40 Betriebsjahren.

Szenario A: Stilllegung fossiler Kraftwerke mit 40 Betriebsjahren																
Stilllegungsjahr	Rückgang Bruttoleistung (GW)				Rückgang Nettoleistung (GW)				Rückgang Nettostrommenge (GWh)				Rückgang CO <sub>2</sub> -Jahresfracht (Mio. t)			
	Braunkohle	Steinkohle*	Erdgas*	Summe	Braunkohle	Steinkohle*	Erdgas*	Summe	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Summe	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Summe
2016	-7,4	-8,6	-5,4	-14,4	-6,8	-7,9	-5,2	-13,4	-46.618	-30.778	-2.750	-43.956	-61,6	-32,4	-1,6	-67,0
<i>./. neue SkKW**</i>		7,1				6,6				36.190				28,7		
2017	0,0	0,0	-1,0	-1,0	0,0	0,0	-1,0	-1,0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
2018	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	-48	0	-48	0,0	0,0	0,0	0,0
2019	-0,6	-1,8	0,0	-2,4	-0,5	-1,7	0,0	-2,2	-4.108	-7.955	0	-12.064	-5,1	-7,9	0,0	-13,0
2020	-0,5	0,0	-0,5	-1,1	-0,5	0,0	-0,5	-1,0	-4.136	-76	-527	-4.739	-5,1	-0,1	-0,2	-5,4
SUMME	-8,5	-3,4	-6,9	-18,7	-7,8	-3,0	-6,7	-17,6	-54.862	-2.667	-3.277	-60.806	-71,8	-11,8	-1,9	-85,5

\*) davon zur Stilllegung bereits beantragt (in GW)

\*\*) Annahme: Auslastung neuer Steinkohlekraftwerke (bis 2016) 5.500 h

Steinkohle	Erdgas	Summe
3,23	3,62	6,85 (brutto)
2,98	3,51	6,49 (netto)

zum Vergleich.: Ø Volllaststunden Bestandsanlagen (2013) 4.300 h

Der mit den Kraftwerksstilllegungen einhergehende Rückgang der erzeugten Strommenge lässt keine Versorgungsengpässe erwarten. Im ersten Stilllegungsjahr (2016) wäre mit einer verringerten Einspeisung von 44 Terawattstunden (TWh) zu rechnen. Dem ist der jährliche Stromexportüberschuss Deutschlands gegenüberzustellen, der im vergangenen Jahr bei 33,8 TWh lag.<sup>18</sup> Nach den bisherigen Zahlen dürfte das physikalische Außenhandels saldo Deutschlands beim Strom in 2014 die Marke von 30 Terawattstunden erneut deutlich überschreiten.<sup>19</sup> Unterstellt man zudem für die nächsten Jahre den im EEG 2014 festgelegten Ausbaukorridor für die erneuerbaren Energien, kann in diesem Bereich von einem jährlichen Strommengen zuwachs von rund 7 TWh ausgegangen werden.

Abb. 8: Zu erwartender jährlicher Zuwachs an elektrischer Leistung und Arbeit aus erneuerbaren Energien auf Basis der Ausbauziele im EEG 2014.

#### Jährlicher Zuwachs erneuerbarer Energien auf Basis des EEG 2014

Energieträger	Jährlicher Zubau installierte Leistung	Ø Jahresvolllaststunden (2007-13)	Jährliche Strommenge
Wind	2.500 MW	1.624 h	4.061 GWh
PV	2.500 MW	923 h	2.307 GWh
Biomasse	100 MW	5.842 h	584 GWh
<b>Summe</b>			<b>6.952 GWh</b>

<sup>18</sup> AG Energiebilanzen (2014): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990–2013 nach Energieträgern, online unter: [http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=20141022\\_brd\\_stromerzeugung1990-2013.pdf](http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20141022_brd_stromerzeugung1990-2013.pdf)

<sup>19</sup> Nach Berechnungen des BDEW liegt der Exportüberschuss Deutschlands in den ersten drei Quartalen dieses Jahres bei 21,5 TWh und damit nahe dem Wert des Vergleichszeitraums in 2013 (21,2 TWh).

Der jährliche Stromzuwachs aus erneuerbaren Energien in den Jahren 2014 bis 2020 (insgesamt 48 TWh) sowie eine Rückführung des Exportüberschusses auf das Niveau der Jahre 2009 bis 2012 (durchschnittlich 15 TWh) würde die mit den Kraftwerksstilllegungen zurückgehende Strommenge im Jahr 2020 rechnerisch ausgleichen.

Abb. 9: Bis 2020 stillzulegende Braunkohlekraftwerksblöcke nach einer Laufzeit von 40 Jahren.

Stilllegung Braunkohleblöcke mit 40 Betriebsjahren										
Jahr der Stilllegung	Unternehmen	Kraftwerksname	Block	Standort	Bundesland	Inbetriebnahme	Alter [in 2014]	Netto-Nennleistung [in MW]	Strommenge (netto) [in TWh]	CO2-Jahresfracht [in Mio. t]
2016	Mibrag	Deuben		Teuchern	Sachsen-Anhalt	1936	78	67	0,40	0,68
2016	RWE	Frechen/Wachtberg	Frechen/Wachtberg	Frechen	NRW	1959	55	118	0,83	1,22
2016	RWE	HKW Sachtleben		Duisburg	NRW	1962	52	28	0,19	0,28
2016	RWE	Niederaußem	C	Bergheim	NRW	1965	49	294	2,42	3,51
2016	RWE	Weisweiler	E	Eschweiler-Weisweiler	NRW	1965	49	312	2,19	3,08
2016	RWE	Weisweiler	F	Eschweiler-Weisweiler	NRW	1967	47	304	2,14	2,96
2016	RWE	Niederaußem	D	Bergheim	NRW	1968	46	297	1,64	2,20
2016	RWE	Niederaußem	E	Bergheim	NRW	1970	44	295	2,22	2,94
2016	RWE	Frimmersdorf	Q	Grevenbroich-Frimmersdorf	NRW	1970	44	278	1,95	2,65
2016	RWE	Niederaußem	F	Bergheim	NRW	1971	43	299	2,10	2,76
2016	RWE	Neurath	A	Grevenbroich-Neurath	NRW	1972	42	277	2,17	2,93
2016	RWE	Neurath	B	Grevenbroich-Neurath	NRW	1972	42	288	2,29	2,96
2016	RWE	Neurath	C	Grevenbroich-Neurath	NRW	1973	41	292	1,82	2,34
2016	RWE	Niederaußem	H	Bergheim	NRW	1974	40	648	4,53	5,76
2016	RWE	Niederaußem	G	Bergheim	NRW	1974	40	653	3,34	4,26
2016	RWE	Weisweiler	G	Eschweiler-Weisweiler	NRW	1974	40	592	4,16	5,47
2016	RWE	Weisweiler	H	Eschweiler-Weisweiler	NRW	1975	39	592	4,16	5,44
2016	RWE	Neurath	D	Grevenbroich-Neurath	NRW	1975	39	607	4,51	5,69
2017	RWE	Neurath	E	Grevenbroich-Neurath	NRW	1976	38	604	3,53	4,45
<b>Zwischensumme</b>								<b>6.845</b>	<b>46,62</b>	<b>61,57</b>
2019	Vattenfall	Boxberg	N	Boxberg	Sachsen	1979	35	465	3,76	4,67
2019	Romonta	Grubenheizkraftwerk		Seegebiet Mansfelder Lanc	Sachsen-Anhalt	1979	35	49	0,34	0,44
2020	Vattenfall	Boxberg	P	Boxberg	Sachsen	1980	34	465	4,14	5,10
<b>SUMME</b>								<b>7.824</b>	<b>54,86</b>	<b>71,79</b>

Abb. 10: Bis 2020 stillzulegende Steinkohlekraftwerksblöcke nach einer Laufzeit von 40 Jahren.

Stilllegung Steinkohleblöcke mit 40 Betriebsjahren										
Jahr der Stilllegung	Unternehmen	Kraftwerksname	Block	Standort	Bundesland	Inbetriebnahme	Alter [in 2014]	Netto-Nennleistung [in MW]	Strommenge (netto) [in TWh]	CO2-Jahresfracht [in Mio. t]
2016	Reno Di Medici	HD-Kraftwerk		Arnsberg	NRW	1956	58	21	0,12	0,15
2016	E.ON	Shamrock		Herne	NRW	1957	57	132	0,45	0,59
2016	Vattenfall	Wedel	Wedel 1	Wedel / Holstein	Schleswig-Holstein	1961	53	137	0,77	0,88
2016	Currenta	G-Kraftwerk		Leverkusen	NRW	1962	52	103	0,45	0,49
2016	Steag	Lünen	Lünen 6	Lünen	NRW	1962	52	149	0,86	0,93
2016	Vattenfall	Wedel	Wedel 2	Wedel / Holstein	Schleswig-Holstein	1962	52	123	0,36	0,42
2016	VSE	Ensdorf	Block 1	Ensdorf	Saarland	1963	51	106	0,46	0,51
2016	EnBW	Walheim	WAL 1	Walheim	Baden-Württemberg	1964	50	103	0,09	0,10
2016	GKM Veltheim	Veltheim	2	Porta Westfalica	NRW	1965	49	93	0,29	0,31
2016**	EnBW	HKW Heilbronn	HLB 5	Heilbronn	Baden-Württemberg	1965	49	110	0,06	0,07
2016***	GKM Mannheim	GKM	Block 3	Mannheim	Baden-Württemberg	1966	48	203	0,00	0,00
2016	Infracor	Kraftwerk II	Block 3	Marl	NRW	1966	48	63	0,40	0,42
2016	Steag	KW Herne	Herne 3	Herne	NRW	1966	48	280	0,78	0,86
2016**	EnBW	HKW Heilbronn	HLB 6	Heilbronn	Baden-Württemberg	1966	48	110	0,10	0,11
2016	EnBW	Walheim	WAL 2	Walheim	Baden-Württemberg	1967	47	153	0,23	0,24
2016	E.ON	Scholven	B	Gelsenkirchen	NRW	1968	46	345	2,11	2,23
2016**	swb	KW Hafen	Block 5	Bremen	Bremen	1968	46	127	0,75	0,85
2016	Sappi	HKW Stockstadt		Stockstadt	Bayern	1969	45	25	0,11	0,12
2016	Vattenfall	Reuter	Reuter C	Berlin	Berlin	1969	45	124	0,54	0,58
2016****	RWE	Westfalen	C	Hamm-Uentrop	NRW	1969	45	284	0,00	0,00
2016	Steag	KW Lünen	Lünen 7	Lünen	NRW	1969	45	324	0,94	0,99
2016	E.ON	Scholven	C	Gelsenkirchen	NRW	1969	45	345	1,38	1,45
2016	GKM Veltheim	Veltheim	3	Porta Westfalica	NRW	1970	44	303	1,33	1,40
2016**	GKM Mannheim	GKM	Block 4	Mannheim	Baden-Württemberg	1970	44	203	0,84	0,88
2016	24sieben GmbH	GKM Kiel		Kiel	Schleswig-Holstein	1970	44	323	1,33	1,40
2016**	E.ON	Scholven	D	Gelsenkirchen	NRW	1970	44	345	1,59	1,65
2016	Infracor	Kraftwerk I	Block 4	Marl	NRW	1971	43	55	0,24	0,25
2016	Currenta	Kraftwerk N 230		Krefeld-Uerdingen	NRW	1971	43	110	0,48	0,50
2016	Saarstahl	Kraftwerk Ensdorf	Block 3	Ensdorf	Saarland	1971	43	283	1,24	1,30
2016	Steag	KW West	West 1	Voerde	NRW	1971	43	322	0,70	0,74
2016	Steag	KW West	West 2	Voerde	NRW	1971	43	318	0,71	0,77
2016**	E.ON	Scholven	E	Gelsenkirchen	NRW	1971	43	345	2,07	2,13
2016**	E.ON	Knepper	C	Dortmund	NRW	1971	43	345	1,36	1,40
2016	Solvay	Industrie-Kraftwerk		Rheinberg	NRW	1975	39	79	0,35	0,35
2016	E.ON	Wilhelmshaven	1	Wilhelmshaven	Niedersachsen	1976	38	757	5,25	5,30
2016	Steag	Weiber	Weiber III	Quierschied	Saarland	1976	38	656	2,02	2,07
<b>Zwischensumme (2016)</b>								<b>7.902</b>	<b>30,78</b>	<b>32,44</b>
2018	SW Flensburg	HKW Flensburg	Block 7	Flensburg	Schleswig-Holstein	1978	36	23	0,05	0,05
2019	SW Hannover	KWM	Block 3	lohenhameln OT Mehrurr	Niedersachsen	1979	35	690	3,26	3,22
2019**	E.ON	Scholven	F	Gelsenkirchen	NRW	1979	35	676	2,49	2,48
2019	swb	KW Hafen	Block 6	Bremen	Bremen	1979	35	278	2,15	2,17
<b>Zwischensumme (2018/19)</b>								<b>1.667</b>	<b>7,96</b>	<b>7,92</b>
2020	SW Erlangen	HKW Erlangen	K6 DT2	Erlangen	Bayern	1980	34	17	0,08	0,08
<b>SUMME</b>								<b>9.586</b>	<b>38,81</b>	<b>40,44</b>

\*) Block vorläufig stillgelegt    \*\*) Stilllegung bereits beantragt    \*\*\*) Reservekraftwerk    \*\*\*\*) saisonale Konservierung

Abb. 11: Bis 2020 stillzulegende Erdgaskraftwerksblöcke nach einer Betriebsdauer von 40 Jahren.

Stilllegung Gasblöcke mit 40 Betriebsjahren										
Jahr der Stilllegung	Unternehmen	Kraftwerksname	Block	Kraftwerksstandort	Bundesland	Inbetriebnahme	Alter [in 2014]	Netto-Nennleistung [in MW]	Strommenge (netto) [in TWh]	CO2-Jahresfracht [in Mio. t]
2016	Kraftwerk Obensburg	Obensburg	2	Obensburg	Bayern	1920	94	36	0,22	0,14
2016	K+S AG	Hattorf	Hattorf	Philippsthal	Hessen	1962	52	146	0,19	0,12
2016	RheinEnergie	HKW Merkenich	Block 4	Köln	NRW	1965	49	16	0,01	0,01
2016	K+S AG	Unterbreizbach	Unterbreizbach	Unterbreizbach	Thüringen	1965	49	59	0,12	0,07
2016	Smurfit Kappa Zülpich	Gaskraftwerk	GKW	Zülpich	NRW	1966	48	15	0,07	0,04
2016	UPM GmbH	UPM Augsburg	Dampfturbine 3	Augsburg	Bayern	1966	48	30	0,06	0,04
2016	SW Bonn	Heizkraftwerk Süd	Heizkraftwerk Süd	Bonn	NRW	1969	45	14	0,04	0,02
2016**	HKW Würzburg	HKW Friedensbrücke	TSIII	Würzburg	Bayern	1971	43	23	0,06	0,04
2016	FS-Karton	FS-Karton		Neuss	NRW	1971	43	20	0,07	0,04
2016**	swb	KW Hastedt	Block 14	Bremen	Bremen	1972	42	155	0,06	0,03
2016	Vattenfall	Lichterfelde	Lichterfelde 1	Berlin	Berlin	1972	42	144	0,24	0,14
2016	EV Oberhausen	HKW 1	HKW 1	Oberhausen	NRW	1972	42	23	0,02	0,01
2016**	Statkraft	Landesbergen Gas		Landesbergen	Niedersachsen	1973	41	500	0,01	0,01
2016	Statkraft	Emden Gas		Emden	Niedersachsen	1973	41	50	0,03	0,02
2016**	RWE	Emsland	B1	Lingen	Niedersachsen	1973	41	55	0,02	0,01
2016**	RWE	Emsland	B2	Lingen	Niedersachsen	1973	41	355	0,02	0,01
2016	Infracor	Kraftwerk III	Block 311	Marl	NRW	1973	41	70	0,03	0,02
2016	RWE	Gersteinwerk	F1	Werne	NRW	1973	41	55	0,01	0,00
2016	RWE	Gersteinwerk	G1	Werne	NRW	1973	41	55	0,01	0,00
2016	RWE	Gersteinwerk	H1	Werne	NRW	1973	41	55	0,00	0,00
2016	RWE	Gersteinwerk	I1	Werne	NRW	1973	41	55	0,01	0,01
2016**	RWE	Gersteinwerk	F2	Werne	NRW	1973	41	355	0,05	0,03
2016**	RWE	Gersteinwerk	G2	Werne	NRW	1973	41	355	0,05	0,03
2016*	RWE	Gersteinwerk	I2	Werne	NRW	1973	41	355	0,00	0,00
2016**	GKM Veltheim	KW Veltheim	4 GT	Porta Westfalica	NRW	1974	40	65	0,00	0,00
2016***	E.ON	Irsching	3	Vohburg	Bayern	1974	40	415	0,00	0,00
2016	SW Düsseldorf	GT	Block E GTE2	Düsseldorf	NRW	1974	40	65	0,08	0,05
2016	SW Düsseldorf	GT	Block E GTE1	Düsseldorf	NRW	1974	40	67	0,09	0,05
2016**	RWE	Emsland	C1	Lingen	Niedersachsen	1974	40	55	0,06	0,03
2016**	RWE	Emsland	C2	Lingen	Niedersachsen	1974	40	355	0,09	0,05
2016	Infracor	Kraftwerk III	Block 312	Marl	NRW	1974	40	78	0,08	0,05
2016	Vattenfall	Lichterfelde	Lichterfelde 3	Berlin	Berlin	1974	40	144	0,26	0,15
2016	K+S AG	Sigmundshall	Sigmundshall	Wunstorf	Niedersachsen	1974	40	19	0,05	0,03
2016	SW Bochum	HKW Hiltrop		Bochum	NRW	1975	39	30	0,02	0,01
2016**	SW Hannover	KWH	B	Hannover	Niedersachsen	1975	39	102	0,09	0,05
2016**	GKM Veltheim	GT Bielefeld	GT Ummeln	Bielefeld	NRW	1975	39	55	0,00	0,00
2016**	SW München	Freimann GT 2	2	München	Bayern	1975	39	80	0,00	0,00
2016**	SW München	Freimann GT 1	1	München	Bayern	1975	39	80	0,00	0,00
2016**	GKM Veltheim	KW Veltheim	4 DT	Porta Westfalica	NRW	1975	39	335	0,00	0,00
2016	SW Düsseldorf	Gasblock	Block E	Düsseldorf	NRW	1976	38	293	0,52	0,30
<b>Zwischensumme</b>								<b>5.234</b>	<b>2,75</b>	<b>1,62</b>
2017***	E.ON	Staudinger	4	Großkrotzenburg	Hessen	1977	37	622	0,00	0,00
2017***	KWM	Kraftwerk Mainz	KW2	Mainz	Rheinland-Pfalz	1977	37	335	0,00	0,00
2020	SW München	Süd DT1	1	München	Bayern	1980	34	80	0,06	0,03
2020	SW München	Süd GT3	1	München	Bayern	1980	34	98	0,09	0,04
2020	SW München	Süd GT2	1	München	Bayern	1980	34	98	0,12	0,05
2020	Mark-E AG	HKW Hagen-Kabel	H4/5	Hagen	NRW	1980	34	230	0,18	0,08
2020	Evonik	HKW Rheinfelden		Rheinfelden	Baden-Württemberg	1980	34	15	0,08	0,04
<b>SUMME</b>								<b>6.711</b>	<b>3,28</b>	<b>1,87</b>

\*) Block vorläufig stillgelegt    \*\*) Stilllegung bereits beantragt    \*\*\*) Reservekraftwerk

**c) Szenario B: Kraftwerksabschaltung mit 35 Betriebsjahren (Braunkohle) bzw. 40 Jahren (Steinkohle und Erdgas)**

Werden Braunkohleblöcke mit 35 Jahren stillgelegt sowie steinkohle- und erdgasbefeuerte Kraftwerke mit dem Erreichen von 40 Betriebsjahren, reduziert sich die CO<sub>2</sub>-Jahresfracht bis 2020 – unter Annahme gleicher Vollbenutzungsstunden wie in 2013 – um bis zu 107 Millionen Tonnen. Eine Verkürzung der Laufzeit um zehn Jahre (Braunkohle) bzw. fünf Jahre bei Steinkohle und Erdgas ermöglicht eine zusätzliche Treibhausgasreduktion von rund 50 Mio. t gegenüber dem Referenzszenario.

Abb. 12: Rechnerische Reduktion der Kraftwerksleistung, der Strommenge sowie der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Stilllegung von Braunkohlekraftwerken mit Erreichen von 35 Betriebsjahren sowie Steinkohle- und Erdgaskraftwerken mit 40 Betriebsjahren.

Szenario B: Stilllegung Braunkohlekraftwerke mit 35 Betriebsjahren, andere fossile Kraftwerke mit 40 Betriebsjahren																
Stilllegungsjahr	Rückgang Bruttoleistung (GW)				Rückgang Nettoleistung (GW)				Rückgang Nettostrommenge (GWh)				Rückgang CO <sub>2</sub> -Jahresfracht (Mio. t)			
	Braunkohle	Steinkohle*	Erdgas*	Summe	Braunkohle	Steinkohle*	Erdgas*	Summe	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Summe	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Summe
2016	-9,1	-8,6	-5,4	-16,1	-8,5	-7,9	-5,2	-15,0	-59.157	-30.778	-2.750	-56.495	-77,1	-32,4	-1,6	-82,5
<i>J. neue SkKW**</i>		<b>7,1</b>				<b>6,6</b>				<b>36.190</b>				<b>28,7</b>		
2017	-0,5	0,0	-1,0	-1,5	-0,5	0,0	-1,0	-1,4	-3.761	0	0	-3.761	-4,6	0,0	0,0	-4,6
2018	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-65	-48	0	-113	-0,1	0,0	0,0	-0,1
2019	-0,6	-1,8	0,0	-2,4	-0,5	-1,7	0,0	-2,2	-3.320	-7.955	0	-11.275	-4,0	-7,9	0,0	-11,9
2020	-0,9	0,0	-0,5	-1,4	-0,8	0,0	-0,5	-1,4	-6.489	-76	-527	-7.092	-7,8	-0,1	-0,2	-8,2
SUMME	-11,1	-3,4	-6,9	-21,4	-10,3	-3,0	-6,7	-20,0	-72.792	-2.667	-3.277	-78.736	-93,6	-11,8	-1,9	-107,3

\*) davon zur Stilllegung bereits beantragt (in GW) \*\*) Annahme: Auslastung neuer Steinkohlekraftwerke (bis 2016) 5.500 h

Steinkohle	Erdgas	<b>Summe</b>	zum Vergleich.: Ø Volllaststunden Bestandsanlagen (2013) 4.300 h
3,23	3,62	<b>6,85 (brutto)</b>	
2,98	3,51	<b>6,49 (netto)</b>	

Der größte Teil der von der (vorzeitigen) Abschaltung betroffenen Steinkohle- und Erdgaskraftwerke ist heute bereits zur Stilllegung bei der BNetzA angemeldet. Die Stilllegungsanzeigen für fossile Kraftwerke setzen sich zusammen aus 3,0 Gigawatt Leistung im Bereich der Steinkohle und 3,5 GW<sub>netto</sub> erdgasbefeuerte Anlagen.

Von den insgesamt 6,8 GW<sub>netto</sub> Gaskraftwerkskapazität, die im Szenario B nach 40 Jahren stillzulegen sind, liegen 4,8 GW nördlich des Mains und 1,9 GW südlich der Mainlinie. Von den süddeutschen Gaskraftwerken wären wiederum 1,2 GW erst zum Ende des Jahrzehnts von der Stilllegung betroffen, so dass sich erforderliche Ersatzkapazitäten hierfür fristgerecht errichten ließen.

Abb. 13: Bis 2020 stillzulegende Braunkohlekraftwerksblöcke nach einer Betriebsdauer von 35 Jahren.

Stilllegung Braunkohleblöcke mit 35 Betriebsjahren										
Jahr der Stilllegung	Unternehmen	Kraftwerksname	Block	Kraftwerksstandort	Bundesland	Inbetriebnahme	Alter [in 2014]	Netto-Nennleistung [in MW]	Strommenge (netto) [in TWh]	CO2-Jahresfracht [in Mio. t]
2016	Mibrag	Deuben		Teuchem	Sachsen-Anhalt	1936	78	67	0,40	0,68
2016	RWE	Frechen/Wachtberg		Frechen	NRW	1959	55	118	0,83	1,22
2016	RWE	HKW Sachtleben		Duisburg	NRW	1962	52	28	0,19	0,28
2016	RWE	Niederaußem	C	Bergheim	NRW	1965	49	294	2,42	3,51
2016	RWE	Weisweiler	E	Eschweiler-Weisweiler	NRW	1965	49	312	2,19	3,08
2016	RWE	Weisweiler	F	Eschweiler-Weisweiler	NRW	1967	47	304	2,14	2,96
2016	RWE	Niederaußem	D	Bergheim	NRW	1968	46	297	1,64	2,20
2016	RWE	Niederaußem	E	Bergheim	NRW	1970	44	295	2,22	2,94
2016	RWE	Frimmersdorf	Q	Grevenbroich-Frimmersdorf	NRW	1970	44	278	1,95	2,65
2016	RWE	Niederaußem	F	Bergheim	NRW	1971	43	299	2,10	2,76
2016	RWE	Neurath	A	Grevenbroich-Neurath	NRW	1972	42	277	2,17	2,93
2016	RWE	Neurath	B	Grevenbroich-Neurath	NRW	1972	42	288	2,29	2,96
2016	RWE	Neurath	C	Grevenbroich-Neurath	NRW	1973	41	292	1,82	2,34
2016	RWE	Niederaußem	H	Bergheim	NRW	1974	40	648	4,53	5,76
2016	RWE	Niederaußem	G	Bergheim	NRW	1974	40	653	3,34	4,26
2016	RWE	Weisweiler	G	Eschweiler-Weisweiler	NRW	1974	40	592	4,16	5,47
2016	RWE	Weisweiler	H	Eschweiler-Weisweiler	NRW	1975	39	592	4,16	5,44
2016	RWE	Neurath	D	Grevenbroich-Neurath	NRW	1975	39	607	4,51	5,69
2016	RWE	Neurath	E	Grevenbroich-Neurath	NRW	1976	38	604	3,53	4,45
2016	Vattenfall	Boxberg	N	Boxberg	Sachsen	1979	35	465	3,76	4,67
2016	Romonta	Grubenheizkraftwerk		Seegebiet Mansfelder Lanc	Sachsen-Anhalt	1979	35	49	0,34	0,44
2016	Vattenfall	Boxberg	P	Boxberg	Sachsen	1980	34	465	4,14	5,10
2016	Vattenfall	KW Jänschwalde	A	Peitz	Brandenburg	1981	33	465	3,14	3,86
2016	Vattenfall	Klingenberg	Klingenberg	Berlin	Berlin	1981	33	164	1,15	1,45
<b>Zwischensumme</b>								<b>8.453</b>	<b>59,16</b>	<b>77,09</b>
2017	Vattenfall	KW Jänschwalde	B	Peitz	Brandenburg	1982	32	465	3,76	4,58
2019	Vattenfall	KW Jänschwalde	C	Peitz	Brandenburg	1984	30	465	3,10	3,72
2019	RWE	Fortuna Nord	Fortuna Nord	Bergheim	NRW	1984	30	54	0,22	0,27
2020	Mibrag	Buschhaus	D	Heilmstedt	Niedersachsen	1985	29	352	2,57	3,16
2020	Vattenfall	KW Jänschwalde	D	Peitz	Brandenburg	1985	29	465	3,92	4,68
<b>SUMME</b>								<b>10.254</b>	<b>72,73</b>	<b>93,50</b>

Auch hier dürfte der jährliche Ökostromzuwachs bis 2020 zusammen mit einer erheblichen Reduktion des Exportsaldos die „Stromlücke“ von knapp 80 TWh weitgehend schließen. Geht man von einem ausgeglichenen Außenhandelsaldo beim Strom aus, schließt sich die abschaltungsbedingte Erzeugungslücke bis Ende des Jahrzehnts gänzlich.

### **Signifikanter Rückgang von unflexibler Grundlastkapazität**

Mit der Stilllegung aller Braunkohleblöcke nach 35 Betriebsjahren ließe sich nicht nur ein erheblicher Rückgang der Treibhausgasemissionen erreichen. Die Abschaltung der als Grundlastkraftwerke konzipierten Braunkohlemeiler würde zudem sieben Gigawatt<sup>20</sup> kraftwerkstechnisch bedingte Mindestleistung bis Ende des Jahrzehnts reduzieren. Mit steigenden Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien sinkt der Bedarf an klassischen Grundlastkraftwerken. Der verbleibende Kraftwerkspark muss sich durch hohe Flexibilität auszeichnen, um der unstillen Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom folgen zu können. Ausschlaggebend sind hierfür die Schnellstartfähigkeit (geringe technische Mindestbetriebszeit und geringe Mindeststillstandzeiten) sowie die Fähigkeit zur flexiblen Fahrweise (hoher Leistungsgradient und geringe Mindestleistung) der Anlagen – technische Eigenschaften, die insbesondere alte Braunkohlekraftwerke nicht besitzen. Der Abbau konventioneller Grundlastenerzeugung würde dringend benötigte Netzkapazitäten für die Integration der erneuerbaren Energien freisetzen und das Stromerzeugungssystem flexibilisieren, wodurch sich die Systemsicherheit erhöhen und die Häufigkeit kritischer Netzsituationen und entsprechend kostenintensiver Redispatchmaßnahmen reduzieren ließe.

<sup>20</sup> Wert basiert auf Angaben der BNetzA-Kraftwerksliste (12/2012), in geringem Umfang ergänzt durch eigene Berechnungen.



#### d) Fazit

Um bis Ende des Jahrzehntes das nationale Treibhausgasreduktionsziel von minus 40 % zu erreichen, muss Deutschland seine Treibhausgasemissionsfracht um 200 Mio. t (CO<sub>2</sub> äquivalent) gegenüber dem heutigen Niveau senken. Die Hälfte hierzu muss der Stromerzeugungssektor beitragen. Der Rückgang der Treibhausgasemissionen, der sich mit der Abschaltung fossiler Kraftwerke nach Erreichen der angenommenen technischen Lebensdauer von 45 Jahren ergibt, genügt bei weitem nicht, um das Reduktionsziel in 2020 zu erreichen. Stattdessen bedarf es zusätzlicher – etwa ordnungsrechtlicher – Maßnahmen, die einen deutlich darüber hinausgehenden Rückgang des Kohlendioxidausstoßes aus Kohlekraftwerken gewährleisten. Dies wird möglich, wenn der Gesetzgeber durch ordnungspolitische Entscheidungen dafür sorgt, dass Braunkohlekraftwerke mit Ablauf von 35 Betriebsjahren und Steinkohlekraftwerke nach 40 Jahren ihren Leistungsbetrieb einstellen. Stilllegungsverpflichtungen für Erdgaskraftwerke sind aus klimapolitischer Sicht entbehrlich, da die darüber zu generierende CO<sub>2</sub>-Reduktion vernachlässigbar gering ist.

Abb. 14: Rückgang der Leistung, Strommenge und CO<sub>2</sub>-Emissionen fossiler Bestandsanlagen in 2020 bei altersabhängiger Laufzeitbegrenzung.

**Reduktionsmengen im Jahr 2020** auf Basis **altersbedingter Stilllegungen** nach 35 Jahren (Braunkohle) bzw. 40 Jahren (Steinkohle und Erdgas)

Energieträger	Rückgang elektrische Nettoleistung	Rückgang Nettostrommenge (in 2020)	Rückgang CO <sub>2</sub> -Ausstoß (in 2020)
Braunkohle	-10.263 MW	-72,8 TWh	-93,6 Mio. t
Steinkohle	-2.989 MW	-2,7 TWh	-11,8 Mio. t
Erdgas	-6.176 MW	-3,2 TWh	-1,8 Mio. t
<b>Summe</b>	<b>-19.428 MW</b>	<b>-78,7 TWh</b>	<b>-107,3 Mio. t</b>

## 2. Absolute Altersgrenzen für Bestandsanlagen in Kombination mit maximalen CO<sub>2</sub>-Jahresfrachten

Neben der Kraftwerksabschaltung mit Erreichen absoluter Altersgrenzen sind spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerte bei der Stromerzeugung eine weitere Maßnahme zur signifikanten Reduktion des kraftwerksbedingten Treibhausgasausstoßes. Emissionsstandards (engl. Emission Performance Standards - EPS) für den Energiesektor sind heute in Teilen Nordamerikas bereits üblich. Innerhalb der Europäischen Union führt Großbritannien als erstes Land einen spezifischen CO<sub>2</sub>-Grenzwert für fossile Kraftwerke ein. In Anlehnung an internationale Regelungen soll im Weiteren eine spezifische Emissionsobergrenze von 450 Kilogramm Kohlendioxid pro erzeugte Megawattstunde Strom (kg/MWh<sub>el</sub>) zugrunde gelegt werden, welche sich am Stand der Technik bei offenen Gasturbinen orientiert. Während der spezifische CO<sub>2</sub>-Grenzwert für Neuanlagen unmittelbar anwendbar ist, lässt sich ein Emissionsstandard für Bestandsanlagen in Form einer maximal zulässigen Jahresfracht etablieren, wobei auf ein erdgasbetriebenes Referenzkraftwerk mit einer entsprechenden jährlichen Auslastung Bezug genommen wird. Die folgenden Berechnungen basieren auf der 85 %igen Auslastung eines Erdgaskraftwerks als Bezugswert. Multipliziert man den spezifischen Grenzwert von 450 kg CO<sub>2</sub>/MWh<sub>el</sub> mit einer Jahresauslastung von 7.446 Stunden (85 % von 8.760 h), erhält man eine maximale jährliche CO<sub>2</sub>-Fracht von 3.551 Tonnen pro installierte Megawattstunde elektrische Leistung.

Abb. 15: Maximal zulässige CO<sub>2</sub>-Jahresfracht für Bestandsanlagen

<b>Bezugswert: Erdgaskraftwerk mit einer 85 %igen Jahresauslastung</b>					
<b>Jahresvolllaststunden</b>		spezifischer CO <sub>2</sub> -Grenzwert			max. CO <sub>2</sub> -Jahresfracht
<b>7.446 h</b>	x	450 kg / MWh <sub>el</sub>	=		3.351 t / MW <sub>el</sub>

Für die möglichst effektive Treibhausgasreduktion im Stromsektor werden im Folgenden Altersgrenzen für Bestandsanlagen in Kombination mit CO<sub>2</sub>-Jahresfrachten für einen begrenzten Zeitraum vor der endgültigen Anlagenabschaltung analysiert. Dazu soll der Leistungsbetrieb fossiler Stromerzeugungsanlagen ab dem 35. Betriebsjahr durch eine Obergrenze von 3.351 Tonnen Kohlendioxid je Megawatt installierter elektrischer Netto-Leistung (t CO<sub>2</sub>/MW<sub>el</sub>) begrenzt werden. Mit Erreichen von 40 Jahren verlieren diese Kraftwerke ihre Betriebsgenehmigung und werden folglich stillgelegt.

### a) Auswirkungen auf Braunkohlekraftwerke

Die kombinierte Regelung erschließt bis Ende des Jahrzehnts im Bereich der Braunkohle-Verstromung ein CO<sub>2</sub>-Reduktionspotential von 83 Mio. Jahrestonnen gegenüber dem heutigen Niveau (Abb. 16).

Abb. 16: Veränderungen der installierten Leistung, der Strommenge und der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Braunkohlekraftwerken im Jahre 2020 bei einer Kombination aus Emissionsstandard und Altersbegrenzung.

#### Stromerzeugungsanlagen auf Basis von Braunkohle (Status quo)

Anlagenalter (in 2020)	Installierte Nettoleistung	Ø Jahresvolllaststunden	erzeugte Nettostrommenge pro Jahr	Ø spezifischer CO <sub>2</sub> -Ausstoß pro MWh	CO <sub>2</sub> -Ausstoß pro Jahr
< 35 Jahre	10.353 MW	6.891 h	77,3 TWh	1.029 kg	82,6 Mio. t
35 - 40 Jahre	2.904 MW	7.135 h	22,1 TWh	1.127 kg	26,9 Mio. t
> 40 Jahre	7.359 MW	6.956 h	50,7 TWh	1.271 kg	66,7 Mio. t
<b>Summe</b>	<b>20.616 MW</b>		<b>150,1 TWh</b>		<b>176,2 Mio. t</b>

#### Stromerzeugungsanlagen auf Basis von Braunkohle (CO<sub>2</sub>-Jahresfracht 35–40 Jahre / Stilllegung > 40 Jahre)

Anlagenalter (in 2020)	Installierte Nettoleistung	Ø Jahresvolllaststunden	erzeugte Nettostrommenge pro Jahr	Ø spezifischer CO <sub>2</sub> -Ausstoß pro MWh	CO <sub>2</sub> -Ausstoß pro Jahr
< 35 Jahre	10.353 MW	6.891 h	77,3 TWh	1.029 kg	82,6 Mio. t
35 - 40 Jahre	2.904 MW	2.975 h	8,6 TWh	1.127 kg	10,5 Mio. t
> 40 Jahre	0 MW	0 h	0,0 TWh	1.271 kg	0,0 Mio. t
<b>Summe</b>	<b>13.257 MW</b>		<b>85,9 TWh</b>		<b>93,1 Mio. t</b>

Änderung (2020)

-7.359 MW

-64,2 TWh

-83,1 Mio. t

## b) Auswirkungen auf Steinkohlekraftwerke

Im Bereich der Steinkohleverstromung ließen sich im Vergleich zu heute durch die kombinierte Regelung bis zu 18 Mio. Jahrestonnen im Jahr 2020 reduzieren (Abb. 17).

Abb. 17: Veränderungen der installierten Leistung, der Strommenge und der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Steinkohlekraftwerken im Jahre 2020 bei einer Kombination aus Emissionsstandard und Altersbegrenzung. \*) Berücksichtigung von bis zu sechs neuen Steinkohlekraftwerke mit einer elektrischen Gesamtleistung von 6,5 GW<sub>netto</sub>.

### Stromerzeugungsanlagen auf Basis von Steinkohle (Status quo)

Anlagenalter (in 2020)	Installierte Nettoleistung	Ø Jahresvolllaststunden	erzeugte Nettostrommenge pro Jahr	Ø spezifischer CO <sub>2</sub> -Ausstoß pro MWh	CO <sub>2</sub> -Ausstoß pro Jahr
< 35 Jahre	8.105 MW	4.534 h	36,1 TWh	832 kg	32,9 Mio. t
35 - 40 Jahre	7.085 MW	4.531 h	32,9 TWh	883 kg	32,0 Mio. t
> 40 Jahre	9.569 MW	3.840 h	38,7 TWh	984 kg	40,4 Mio. t
<b>Summe</b>	<b>24.759 MW</b>		<b>107,7 TWh</b>		<b>105,3 Mio. t</b>

### Stromerzeugungsanlagen auf Basis von Steinkohle (CO<sub>2</sub>-Jahresfracht 35–40 Jahre / Stilllegung > 40 Jahre)

Anlagenalter (in 2020)	Installierte Nettoleistung	Ø Jahresvolllaststunden	erzeugte Nettostrommenge pro Jahr	Ø spezifischer CO <sub>2</sub> -Ausstoß pro MWh	CO <sub>2</sub> -Ausstoß pro Jahr
< 35 Jahre*	14.685 MW	4.714 h	72,3 TWh	814 kg	61,6 Mio. t
35 - 40 Jahre	7.085 MW	3.631 h	26,5 TWh	883 kg	25,6 Mio. t
> 40 Jahre	0 MW	0 h	0,0 TWh	984 kg	0,0 Mio. t
<b>Summe</b>	<b>21.770 MW</b>		<b>98,8 TWh</b>		<b>87,1 Mio. t</b>

**Änderung (2020)**                      **-2.989 MW**                      **-8,9 TWh**                      **-18,1 Mio. t**

## c) Auswirkungen auf Erdgaskraftwerke

Bei Erdgaskraftwerken führt die kombinierte Regelung zu einer leichten Steigerung der Strommenge, da sich die Auslastung von Bestandsanlagen zwischen 35 und 40 Jahren rechnerisch stark erhöht. Ob sich die Stromproduktion in diesem Sektor tatsächlich steigern ließe, oder nicht eher durch Stromimporte ersetzt würde, darf aufgrund der höheren Stromgestehungskosten von Gaskraftwerken bezweifelt werden. Für die konservative Betrachtung an dieser Stelle sollen der (theoretische) Anstieg der Strommenge und die daraus resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen einbezogen werden (Abb. 18).

Abb. 18: Veränderungen der elektrischen Leistung und Arbeit sowie der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Erdgaskraftwerken im Jahre 2020 bei einer Kombination aus Emissionsstandard und Altersbegrenzung.

### Stromerzeugungsanlagen auf Basis von Erdgas (Status quo)

Anlagenalter (in 2020)	Installierte Nettoleistung	Ø Jahresvolllaststunden	erzeugte Nettostrommenge pro Jahr	Ø spezifischer CO <sub>2</sub> -Ausstoß pro MWh	CO <sub>2</sub> -Ausstoß pro Jahr
< 35 Jahre	12.519 MW	3.223 h	43,2 TWh	376 kg	16,3 Mio. t
35 - 40 Jahre	550 MW	2.369 h	0,7 TWh	448 kg	0,3 Mio. t
> 40 Jahre	6.191 MW	1.245 h	2,8 TWh	569 kg	1,6 Mio. t
<b>Summe</b>	<b>19.260 MW</b>		<b>46,6 TWh</b>		<b>18,2 Mio. t</b>

**Stromerzeugungsanlagen auf Basis von Erdgas  
(CO<sub>2</sub>-Jahresfracht 35 –40 Jahre / Stilllegung > 40 Jahre)**

Anlagenalter (in 2020)	Installierte Nettoleistung	Ø Jahresvoll- laststunden	erzeugte Nettostrommenge pro Jahr	Ø spezifischer CO <sub>2</sub> -Ausstoß pro MWh	CO <sub>2</sub> -Ausstoß pro Jahr
< 35 Jahre	12.469 MW	3.245 h	43,2 TWh	376 kg	16,3 Mio. t
35 - 40 Jahre	550 MW	7.478 h	4,1 TWh	448 kg	1,9 Mio. t
> 40 Jahre	0 MW	0 h	0,0 TWh	569 kg	0,0 Mio. t
<b>Summe</b>	<b>13.019 MW</b>		<b>47,3 TWh</b>		<b>18,1 Mio. t</b>

**Änderung (2020)**                      **-6.176 MW**                                      **0,7 TWh**                                      **-0,1 Mio. t**

Es zeigt sich, dass auch bei einer (rechnerischen) Steigerung der Stromerzeugung durch 35 bis 40 Jahre alte Erdgaskraftwerksblöcke sich die Emissionssituation gegenüber dem Status quo insgesamt nicht ändern würde, da im Gegenzug Altanlagen (> 40 Betriebsjahren) und Emissionen in vergleichbarem Umfang wegfallen.

**d) Fazit**

Ein ordnungsrechtliches Instrumentarium, das CO<sub>2</sub>-Emissionsstandards in Kombination mit Kraftwerksstilllegungen nach 40 Betriebsjahren vorsieht, ermöglicht bis Ende des Jahrzehnts ein Treibhausgasreduktionspotenzial in Höhe von rund 100 Mio. t CO<sub>2</sub> und damit die notwendige Emissionsmenge, die im Bereich der Stromwirtschaft eingespart werden muss, um das Klimaschutzziel von minus 40 % bis 2020 zu erreichen.

*Abb. 19: Rückgang der Leistung, Strommenge und CO<sub>2</sub>-Emissionen fossiler Bestandsanlagen im Jahr 2020 bei einer Kombination aus CO<sub>2</sub>-Emissionsstandard und Altersbegrenzung.*

**Reduktionsmengen im Jahr 2020 auf Basis einer kombinierten Regelung  
(CO<sub>2</sub>-Jahresfracht 35–40 Jahre / Stilllegung > 40 Jahre)**

Energieträger	Rückgang elektrische Netto- leistung	Rückgang Net- tostrommenge (in 2020)	Rückgang CO <sub>2</sub> -Ausstoß (in 2020)
Braunkohle	-7.359 MW	-64,2 TWh	-83,1 Mio. t
Steinkohle	-2.989 MW	-8,9 TWh	-18,1 Mio. t
Erdgas	-6.176 MW	0,7 TWh	-0,1 Mio. t
<b>Summe</b>	<b>-16.523 MW</b>	<b>-72,4 TWh</b>	<b>-101,3 Mio. t</b>

**3. Schlussfolgerungen**

Das Klimaschutzziel der Bundesregierung, die nationalen Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 40 % gegenüber dem Basisjahr 1990 zu reduzieren, wird nur erreichbar, wenn die heutigen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung bis Ende des Jahrzehnts um 100 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> reduziert werden. Die vorliegende Analyse zeigt, dass das (politische) Vertrauen darauf, dass fossile Kraftwerke mit Erreichen ihres technischen Lebensendes tatsächlich vom Netz gehen, bei weitem nicht genügt, um die erforderlichen CO<sub>2</sub>-Reduktionen bis 2020 zu realisieren und die Klimaschutzlücke zu schließen. Die Bundesregierung muss daher zusätzliche, den EU ETS flankierende, ordnungsrechtliche Maßnahmen ergreifen, wenn die strombedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen auf das erforderliche Maß reduziert werden sollen. Die Analyse zeigt auch, dass dies grundsätzlich über zwei

Wege möglich wird: zum einen durch eine im Ordnungsrecht zu verankernde Altersbegrenzung für die Betriebsdauer fossiler Kraftwerke, nach der Braunkohleblöcke aufgrund ihrer höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen nach 35 Betriebsjahren und Steinkohleblöcke mit Ablauf von 40 Jahren stillzulegen sind. Das erforderliche Reduktionspotenzial ließe sich aber auch durch eine kombinierte Regelung erreichen, die festlegt, dass Kraftwerke ab dem 35. Betriebsjahr nur mehr eine maximale CO<sub>2</sub>-Jahresfracht emittieren dürfen und nach 40 Jahren endgültig abgeschaltet werden. Eine entsprechende Regelung ließe sich dahingehend flexibel ausgestalten, dass die maximal zulässige CO<sub>2</sub>-Jahresfracht eines Kraftwerksblocks nicht zwingend von dieser Anlage emittiert werden muss. Stattdessen wäre denkbar, dass die Emissionsmenge ganz oder teilweise auf andere Kraftwerke mit einem Betriebsalter zwischen 35 und 40 Jahren desselben Betreibers übertragen werden kann. Dadurch ließe sich die Obergrenze der zulässigen CO<sub>2</sub>-Jahresfracht der aufnehmenden Anlage erhöhen, wenn im Gegenzug die Höchstmenge der abgebenden Anlagen entsprechend reduziert würde. Im Ergebnis wäre der Kraftwerksbetrieb der betroffenen Altanlagen flexibler zu gestalten, wobei auch Wirtschaftlichkeitserwägungen der Kraftwerksbetreiber einbezogen werden könnten, als auch eine sozial verträgliche Ausphasung der betroffenen Anlagen ermöglicht würde.

**Ansprechpartner/in:**

Christoph Bals  
Politischer Geschäftsführer  
Germanwatch e.V.  
Kaiserstraße 201  
53113 Bonn  
Direkt: +49 (228) 6049217  
[bals@germanwatch.de](mailto:bals@germanwatch.de)

Tobias Pforte von Randow  
Referent für Klima und Arbeit  
Germanwatch e.V.  
Stresemannstr. 72  
10963 Berlin  
Direkt: +49 (30) 28883566  
[pfortevonrandow@germanwatch.de](mailto:pfortevonrandow@germanwatch.de)

Regine Günther  
Leiterin Klimaschutz und Energiepolitik  
WWF Deutschland  
Reinhardtstr. 18  
10117 Berlin  
Direkt: +49 (30) 311 777-236  
[regine.guenther@wwf.de](mailto:regine.guenther@wwf.de)

Henrik-W. Maatsch  
Nationale Klima- und Energiepolitik  
WWF Deutschland  
Reinhardtstr. 18  
10117 Berlin  
Direkt: +49 (30) 311 777-205  
[henrik.maatsch@wwf.de](mailto:henrik.maatsch@wwf.de)