



Sachstand

Auswirkungen eines Weiterbetriebs der AKW Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 auf die CO₂-Emissionen in Deutschland

Auswirkungen eines Weiterbetriebs der AKW Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 auf die CO₂-Emissionen in Deutschland

Aktenzeichen: WD 8 - 3000 - 064/22
Abschluss der Arbeit: 11. November 2022
Fachbereich: WD 8: Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung

Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages unterstützen die Mitglieder des Deutschen Bundestages bei ihrer mandatsbezogenen Tätigkeit. Ihre Arbeiten geben nicht die Auffassung des Deutschen Bundestages, eines seiner Organe oder der Bundestagsverwaltung wieder. Vielmehr liegen sie in der fachlichen Verantwortung der Verfasserinnen und Verfasser sowie der Fachbereichsleitung. Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste geben nur den zum Zeitpunkt der Erstellung des Textes aktuellen Stand wieder und stellen eine individuelle Auftragsarbeit für einen Abgeordneten des Bundestages dar. Die Arbeiten können der Geheimschutzordnung des Bundestages unterliegende, geschützte oder andere nicht zur Veröffentlichung geeignete Informationen enthalten. Eine beabsichtigte Weitergabe oder Veröffentlichung ist vorab dem jeweiligen Fachbereich anzuzeigen und nur mit Angabe der Quelle zulässig. Der Fachbereich berät über die dabei zu berücksichtigenden Fragen.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	4
2.	Zur Rolle der Atomkraft im deutschen Energiemix	4
2.1.	Nettostromerzeugung und Primärenergieverbrauch	4
2.2.	Grundlastfähigkeit und Residuallastfähigkeit	9
2.3.	Gas-Mangellage	11
3.	Atomausstieg und Klima	12
3.1.	Emissionshandel	14
3.2.	CO ₂ -Emissionseinsparung durch Laufzeitverlängerung?	16

1. Einleitung

Vor dem Hintergrund des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine und der damit einhergehenden Gas-Mangellage hat die Debatte über den deutschen Ausstieg aus der Atomenergie neuen Schwung erfahren.

Dieser Sachstand skizziert Faktoren, die die Beantwortung der Frage beeinflussen, welche Auswirkungen auf den CO₂-Ausstoß in Deutschland zu erwarten seien, wenn die drei noch am Netz befindlichen deutschen Atomkraftwerke (AKW) Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 über den 31. Dezember 2022 hinaus betrieben würden. Dies hängt zunächst davon ab, welche Energieträger die Atomkraft ersetzen könnten, wie CO₂-intensiv diese wären, sowie welche Rolle der Emissionshandel bei der Entwicklung des CO₂-Ausstoßes insgesamt einnimmt. Eine Einschätzung der Auswirkungen einer Verlängerung von Kohle- oder Kernkraftwerken sowie Prognosen zur kurz- und mittelfristigen Entwicklung am deutschen Strommarkt erfordert zudem die Berücksichtigung weiterer Faktoren (Erdgaspreis, Reduzierung der Stromnachfrage, Verfügbarkeit von Erneuerbaren Anlagen, wetterbedingt schwankende Erzeugungspotentiale, Ausbaupfade für Erneuerbare Energien in den Nachbarländern, zukünftige Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke).¹ Eine umfassende Darstellung dieser komplexen Zusammenhänge und eigene Berechnungen entsprechender Szenarien sind nicht Gegenstand dieses Sachstandes. Insofern kann nur auf erste Szenarien verwiesen werden, die in der wirtschaftswissenschaftlichen Diskussion angeführt werden.

2. Zur Rolle der Atomkraft im deutschen Energiemix

2.1. Nettostromerzeugung und Primärenergieverbrauch

Die insgesamt produzierte Strommenge in Deutschland wird als Bruttostromerzeugung bezeichnet. Sie wird an der Generator клемme vor der Einspeisung in das Stromnetz gemessen. Zieht man von diesem Wert den Eigenverbrauch der Kraftwerke und die Verluste durch den Stromtransport ab, erhält man die Strommenge, die dem Endverbraucher zur Verfügung steht (**Nettostromerzeugung**).² Die AKW Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 produzierten zusammengenommen in den vergangenen drei Jahren im Durchschnitt **ca. 32 TWh** (netto) Strom pro Jahr.³ Ihr Anteil an der Nettostromerzeugung in Deutschland belief sich im Jahr 2021 auf **ca. 6,7 %**.⁴ Die Entwicklung der jährlichen Nettostromerzeugung in Deutschland einschließlich

1 Vgl. weiterführend: Egerer/Grimm/Lang/Pfefferer/Sölch (2022), Mobilisierung von Erzeugungskapazitäten auf dem deutschen Strommarkt - Kurz- und mittelfristige Preiseffekte, Kurzstudie an der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, https://www.wirtschaftstheorie.rw.fau.de/files/2022/10/Kurzstudie_Mobilisierung_Erzeugungskapazitaeten_Preiseffekte_2022.pdf, S. 1 f.

2 UBA (2022), Erneuerbare und konventionelle Stromerzeugung, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/erneuerbare-konventionelle-stromerzeugung#zeitliche-entwicklung-der-bruttostromerzeugung>.

3 Eigene Berechnung unter Zugrundelegung von BASE, Bekanntmachung gemäß § 7 Abs. 1c AtG - Jahresmeldung 2021, https://www.base.bund.de/SharedDocs/Downloads/BASE/DE/berichte/kt/elektrizitaetsmenge-2021.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

4 Eigene Berechnung unter Zugrundelegung von BASE (Fn. 3) sowie der Nettostromerzeugung in Deutschland 2021 gemäß Angaben des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE (2022), <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2022/nettostromerzeugung-in-deutschland-2021-erneuerbare-energien-witterungsbedingt-schwaecher.html>.

der Anteile der verschiedenen Energieträger zeigt eine Darstellung des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE):

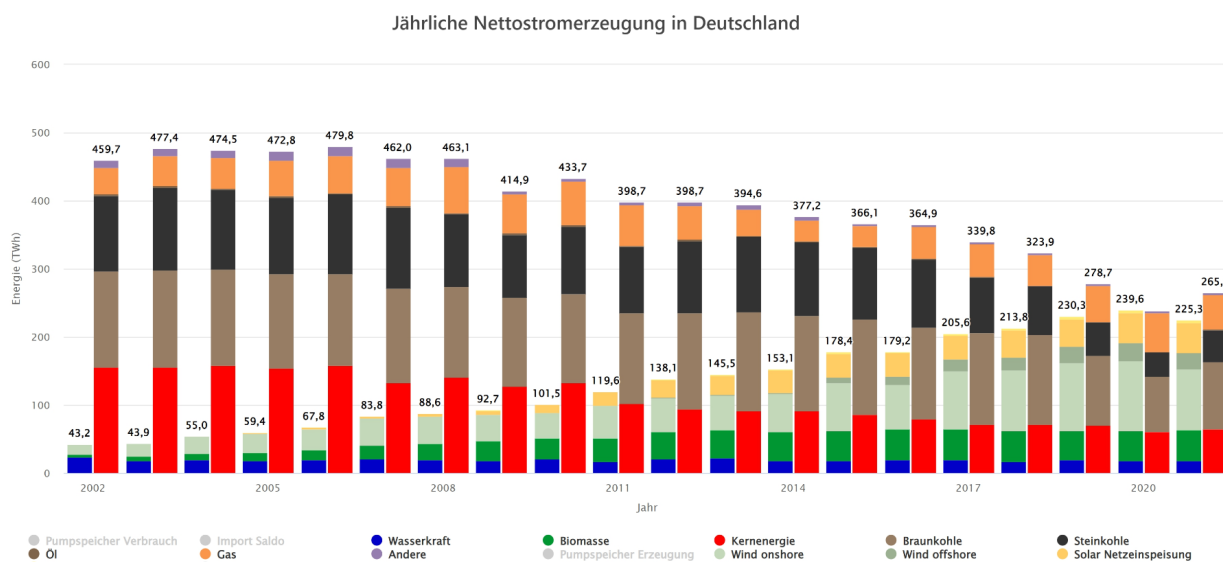


Abbildung 1⁵

In einer jüngsten Veröffentlichung schätzt das ifo Institut die elektrische Nettoleistung der AKW Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 auf ca. 4,2 GW, sodass im Falle des Festhaltens am Atomausstieg dem deutschen Strommarkt ca. 30 TWh pro Jahr „fehlen“ würden.⁶

Nach Berechnungen der AG Energiebilanzen e.V. betrug der **Nettostromverbrauch** in Deutschland im Jahr 2021 **503,4 TWh**.⁷ Der Begriff Nettostromverbrauch bezeichnet die gesamte verbrauchte Strommenge nach Abzug des Eigenbedarfs der Kraftwerke und der Übertragungs-

5 Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2022), Stromerzeugung 2002-2021, abrufbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2022/nettostromerzeugung-in-deutschland-2021-erneuerbare-energien-witterungsbedingt-schwaecher.html>.

6 Mier, Erdgas- und Strompreise, Gewinne, Laufzeitverlängerungen und das Klima, ifo Schnelldienst 9/2022 vom 14.9.2022, abrufbar unter: <https://www.ifo.de/publikationen/2022/aufsatz-zeitschrift/erdgas-und-strompreise-gewinne-laufzeitverlaengerungen>, S. 22. Zur Entwicklung des Stromverbrauchs: UBA (2022), Stromverbrauch, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch>. Siehe auch die Veröffentlichungen von statistika (2022): Nettostromverbrauch in Deutschland in den Jahren 1991 bis 2021, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/164149/umfrage/netto-stromverbrauch-in-deutschland-seit-1999/>; Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträger in den Jahren 2000 bis 2021, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/156695/umfrage/brutto-stromerzeugung-in-deutschland-nach-energietraegern-seit-2007/>.

7 AG Energiebilanzen e.V. (2022), Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021, https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/03/AGEB_Jahresbericht2020_20220325_dt.pdf, S. 34.

bzw. Netzverluste.⁸ Der Nettostromverbrauch unterscheidet sich insofern von der Nettostromerzeugung, als er Stromimporte miteinbezieht.

Der **Primärenergieverbrauch** beschreibt den Energiegehalt aller im Inland eingesetzten Energieträger. Der Begriff umfasst sog. Primärenergieträger, z.B. Braun- und Steinkohle, Mineralöl oder Erdgas, die entweder direkt genutzt, oder in sog. Sekundärenergieträger, z.B. Kohlebriketts, Kraftstoffe, Strom oder Fernwärme, umgewandelt werden.⁹ Hinsichtlich des Primärenergieverbrauchs betrug der Anteil der Kernenergie nach Darstellung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. im Jahr 2021 **6,1 %** - die bis zum Jahresende 2021 noch in Betrieb befindlichen AKW Grohnde, Gundremmingen C und Brokdorf miteinbezogen.¹⁰

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2020 und 2021 ¹⁾

AG Energiebilanzen e.V.

Energieträger	2020		2021		Veränderungen 2021 geg. 2020			Anteile in %	
	Petajoule (PJ)	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	%	2020	2021
Mineralöl	4.087	139,4	3.961	135,1	-126	-4,3	-3,1	34,4	32,3
Erdgas	3.136	107,0	3.288	112,2	152	5,2	4,9	26,4	26,8
Steinkohle	896	30,6	1.044	35,6	148	5,1	16,5	7,5	8,5
Braunkohle	958	32,7	1.128	38,5	170	5,8	17,7	8,1	9,2
Kernenergie	702	24,0	754	25,7	52	1,8	7,4	5,9	6,1
Erneuerbare Energien	1.972	67,3	1.947	66,4	-25	-0,8	-1,2	16,6	15,9
Stromaustauschsaldo	-68	-2,3	-69	-2,4	-1	-0,1	...	-0,6	-0,6
Sonstige	213	7,3	213	7,3	1	0,0	0,4	1,8	1,7
Insgesamt	11.895	405,9	12.265	418,5	371	12,6	3,1	100,0	100,0

1) Alle Angaben vorläufig, Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat, für erneuerbare Energien)

Abbildung 2¹¹

Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. bewertet die Energieträger im Rahmen der Erstellung ihrer Energiebilanzen nach der sog. Wirkungsgradmethode. Mangels physikalisch bestimmbarer Heizwerte wird bei der Bilanzierung der Energieträger Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik ein fiktiver Wirkungsgrad der Energieumwandlung von 100 % unterstellt. Das Wirkungsgradprinzip hat zur Folge, dass z.B. der primärenergetische Beitrag der Stromerzeugung aus

8 BMWK (2016), Was bedeutet "Bruttostromverbrauch"?, <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2016/01/Meldung/direkt-erklart.html>.

9 UBA (2022), Primärenergieverbrauch, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergieverbrauch#definition-und-einflussfaktoren>.

10 AG Energiebilanzen e.V. (2022), Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021, https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/03/AGEB_Jahresbericht2020_20220325_dt.pdf, S. 2.

11 AG Energiebilanzen e.V. (2022), Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021, https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/03/AGEB_Jahresbericht2020_20220325_dt.pdf, S. 2.

Windenergie in einer vergleichbaren Größenordnung wie die Stromerzeugung aus Biomasse ausgewiesen wird, obwohl die Stromerzeugung aus Windenergie mehr als doppelt so hoch lag.¹² Bei der Kernkraftnutzung gehen rund 2/3 des Primärenergieeinsatzes ungenutzt in Form von Abwärme verloren.¹³ Daher sind die Anteile verschiedener Stromerzeugungsformen am Primärenergieverbrauch nur eingeschränkt miteinander vergleichbar bzw. wenig aussagekräftig.

Zukünftige Entwicklungen werden in **Energieprognosen und -szenarien** dargestellt. Diese basieren auf komplexen Zusammenhängen; die ihnen zugrunde liegenden Modelle vermögen die Vielschichtigkeit des Stromsektors oftmals nur begrenzt und mit gewissen Vereinfachungen abzubilden.¹⁴ Aussagen darüber, welche Energieträger ab 2023 den Anteil der AKW Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 an der Stromerzeugung kompensieren werden, lassen sich daher schwerlich treffen. In Betracht kommen sowohl Erneuerbare Energien, fossile Energieträger als auch Importe. Der Einsatz eines Energieträgers im Strommarkt richtet sich u.a. nach den jeweiligen **Kosten** für die Produktion zusätzlichen Stroms sowie den vorhandenen **Kapazitäten**.¹⁵ Darüber hinaus spielt insbesondere die **Netzsituation** am konkreten Standort des jeweils zu ersetzenden Kraftwerks eine entscheidende Rolle. **Netzengpass** beschreibt eine Situation, in der die Kapazität des Stromnetzes nicht ausreicht, um den Transportbedarf zu befriedigen.¹⁶ Aus dem veränderten Einsatz von Energieträgern, dem Abschalten von Kraftwerken und zusätzlichen Importen können sich veränderte Stromflüsse ergeben. Um den Netzbetrieb gleichwohl stabil zu halten, kann es erforderlich sein, Kraftwerkseinspeisungen regional zu senken oder zu erhöhen (sog. Engpassmanagement). Die jeweils notwendigen Maßnahmen des Engpassmanagements können regional stark variieren.¹⁷ So zeigt sich etwa am Beispiel des AKW Emsland nahe Lingen (Niedersachsen), dass

12 Ebenda, S. 38, 42. Zu methodenbedingten Verzerrungen bei der Trendbetrachtung auf der Grundlage des Wirkungsgradprinzips auch: UBA (Fn. 9).

13 Zum Wirkungsgrad von Kernkraftwerken siehe Frey, Kernenergie: Kraftwerkstypen, Entwicklungen und Risiken, Springer Vieweg 2021, S. 249.

14 BMWK, Energieprognosen und -szenarien, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energieprognosen.html>.

15 Kendziorski/Kemfert/Präger/von Hirschhausen/Sogalla/Steigerwald/Wealer/Weinhold/Weyhing, Atomwende: Abschaltung von Kernkraftwerken eröffnet Perspektiven für die Endlagersuche, DIW Wochenbericht 47/2021, abrufbar unter: https://www.diw.de/de/diw_01.c.830219.de/publikationen/wochenberichte/2021_47_1/atomwende_abschaltung_von_kernkraftwerken_eroeffnet_perspektiven_fuer_die_endlagersuche.html, S. 770.

Hinsichtlich regionaler Unterschiede in der Struktur der Stromerzeugung vgl. UBA (2022), Erneuerbare und konventionelle Stromerzeugung, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/erneuerbare-konventionelle-stromerzeugung#zeitliche-entwicklung-der-bruttostromerzeugung>.

16 Acatech/Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V./ Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V. (2020), Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem - Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns, https://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/2020_SN_ESYS_Netzengpaesse.pdf, S. 8. Siehe auch BWWK (2018), Was ist eigentlich ein "Netzengpass"?, <https://www.bmwi-energie-wende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2018/03/Meldung/direkt-erklaert.html>.

17 Kendziorski/Kemfert/Präger/von Hirschhausen/Sogalla/Steigerwald/Wealer/Weinhold/Weyhing (Fn. 15), S. 770.

Atomstrom im Falle fehlender Netzkapazitäten die Einspeisung von aus Erneuerbaren Energien gewonnenem Strom behindern kann.¹⁸

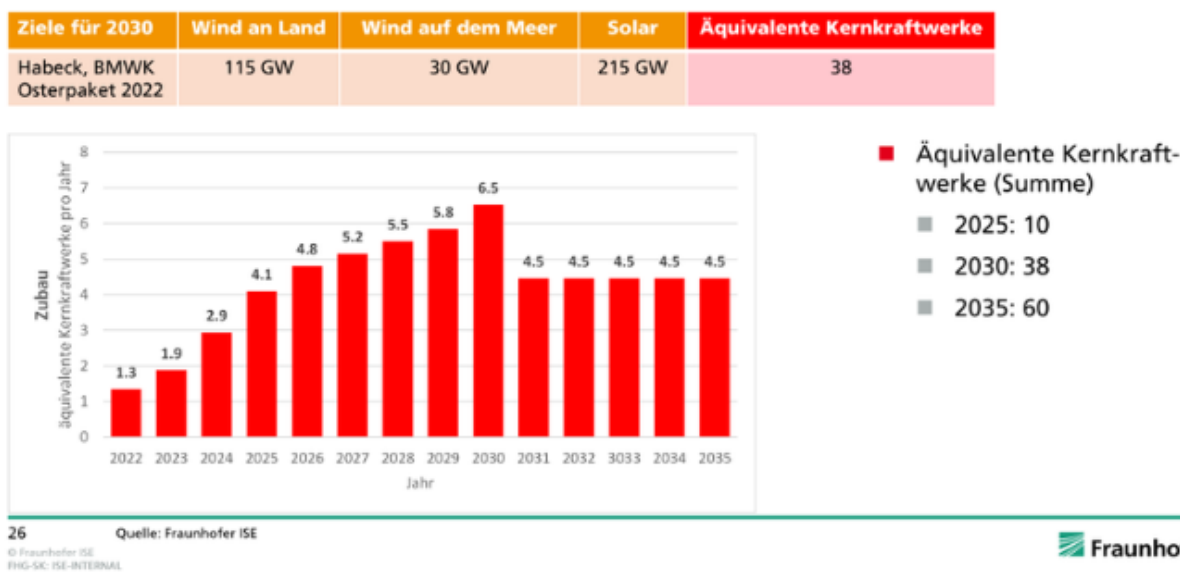
Expertinnen und Experten am Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) gehen in einer Veröffentlichung von November 2021 davon aus, dass die Kernkraft kurzfristig vor allem durch fossile Energieträger und steigende Importe ersetzt werde.¹⁹ Andere Autoren prognostizierten in einer Veröffentlichung aus dem Jahr 2015, dass die Erneuerbaren Energien nahezu genau den Teil der Stromproduktion übernehmen würden, die aufgrund des Atomausstiegs nicht mehr von Kernkraftwerken erbracht werden könnten.²⁰

Tatsächlich zeigt die bisherige Entwicklung am Strommarkt, dass Strom aus Erneuerbaren Energien den Atomstrom sukzessive ersetzte.²¹ Bis 2030 solle der Bruttostromverbrauch nach den Zielen der Bundesregierung zu mindestens 80 % aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden.²² Dies erfordert einen beschleunigten Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen und Speicherkapazitäten sowie entsprechende Investitionen.²³

-
- 18 Allgemein zur Abregelung Erneuerbarer Erzeugung durch Netzengpässe in Niedersachsen: Bundesnetzagentur, Bericht Netzengpassmanagement Viertes Quartal 2021, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Quartalszahlen_Q4_2021.pdf;jsessionid=8956DEECD4D787C7566E41315CD8A6B6?blob=publicationFile&v=3, S. 4.
- Betreffend das AKW Emsland: Niedersächsischer Landtag Drucksache 18/247, Entschließungsantrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen, „Unnötige Netzengpässe beseitigen, AKWs jetzt abschalten: Netze für erneuerbare Energien frei machen“, https://www.landtag-niedersachsen.de/drucksachen/drucksachen_18_02500/00001-00500/18-00247.pdf.
- 19 Kendziorowski/Kemfert/Präger/von Hirschhausen/Sogalla/Steigerwald/Wealer/Weinhold/Weyhing (Fn. 15).
- 20 Becker/Richter, Klimaschutz in Deutschland: Realität oder Rhetorik?, Momentum Quarterly - Zeitschrift für sozialen Fortschritt Vol. 4, No. 1/2015, 3 (13).
- 21 BMUV (2021), Klimaschutz in Zahlen, Fakten - Trends und Impulse deutscher Klimapolitik, https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutz_zahlen_2021_bf.pdf, S. 30. Agentur für Erneuerbare Energien (2017), Erneuerbare Energien ersetzen immer mehr Atomstrom, https://www.ausgestrahlt.de/media/filer_public/74/4f/744fc22a-5558-4f17-bb28-3a92643bc427/aee_pm_ee_ersetzen_immer_mehr_atomstrom.pdf.
- 22 Die Bundesregierung, mehr Energie aus erneuerbaren Quellen, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/energiewende-beschleunigen-2040310#:~:text=Bis%202030%20soll%20der%20Bruttostromverbrauch,Land%20und%20auf%20dem%20Dach.>
- 23 Zum Forschungsstand hinsichtlich eines Energiesystems auf Basis von Erneuerbaren Energien vgl. den Überblicksaufsatz von Breyer u.a., On the History and Future of 100% Renewable Energy Systems Research, IEEE Access, Vol. 10 (2022), S. 78176, verfügbar unter: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&number=9837910>.

Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) hat den jährlich geplanten Zubau von Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen in Bezug zur Leistung von Kernkraftwerken gesetzt und in der folgenden Grafik aufbereitet. Danach würden die Volllaststunden dieser Erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung des Zubaus bis 2023 drei AKW ersetzen:

Jährlicher geplanter Zubau von PV und Wind der Bundesregierung Über Volllaststunden Umgerechnet in äquivalente Kernkraftwerke

Abbildung 3²⁴

2.2. Grundlastfähigkeit und Residuallastfähigkeit

Kernkraftwerke produzieren **Grundlaststrom**, d.h. gleichbleibende Strommengen, und sind geringfügig kurzfristig regelbar.²⁵ Mit dem in Deutschland angestrebten steigenden Anteil der Erneuerbaren Energien am Strommix gilt es aber insbesondere, die Lücken zwischen der jeweils verfügbaren Erneuerbaren Energieerzeugung und der Nachfrage abzudecken.²⁶ In einem solchen

24 https://twitter.com/energy_charts/status/1575180371586871296.

25 So bereits Grünwald/Caviezel (2017), Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), Lastfolgefähigkeit deutscher Kernkraftwerke, Monitoring, abrufbar unter: https://www.tab-beim-bundestag.de/projekte_lastfolgefaehigkeit-deutscher-kernkraftwerke.php, S. 7. Siehe auch UBA (2022), Kraftwerke: konventionelle und erneuerbare Energieträger, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraftwerke-konventionelle-erneuerbare#kraftwerkstandorte-in-deutschland>.

26 Vgl. dazu im Kontext der Einsparung von Gas durch eine Laufzeitverlängerung Goldthau, Für und Wider: Laufzeitverlängerung von Atomkraftwerken – CONTRA, Forschungsblog der Universität Erfurt vom 15.8.2022, <https://www.uni-erfurt.de/forschung/aktuelles/forschungsblog-wortmelder/fuer-und-wider-laufzeitverlaengerung-von-atomkraftwerken-contra>.

System²⁷ tritt an die Stelle der Unterscheidung von Grund- und Spitzenlast die sog. **Residuallast**, d.h. der Bedarf an noch verbleibender konventioneller Strombereitstellung nach Abzug der Einspeisung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien ins Stromnetz. Diese wird mit steigendem Anteil der Erneuerbaren Energien im Strommix weniger gleichmäßig sein als bislang. Die Anforderungen an die verbleibenden Kraftwerke werden daher zunehmend von häufigeren und extremeren Lastwechseln geprägt sein.²⁸

Vor diesem Hintergrund bedarf es in einem solchen Stromsystem **regelbarer Kraftwerke**, die ihre Stromerzeugung flexibel hoch- und herunterfahren können, sowie kurzfristige **Flexibilitätsoptionen**, um die fluktuierende Energiebereitstellung aus Wind- und Solarenergie auszugleichen.²⁹ Nach Einschätzung des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) würden weder die **Kostenstruktur** noch die **technischen Fähigkeiten** von AKW mit der fluktuierenden Einspeisung Erneuerbarer Energien harmonisieren. So würden AKWs zwar im Bereich nahe der Volllast hinsichtlich der Geschwindigkeit, mit der Leistungsänderungen vorgenommen werden können, über eine durchaus beachtliche Flexibilität verfügen. Hier könne die Leistung pro Minute um bis zu 10 % der Nennleistung gesteigert bzw. gesenkt werden. Um jedoch einen Reaktor vom ausgeschalteten Zustand bzw. dem Betrieb bei sehr niedriger Leistung wieder hochzufahren, würden Anfahrzeiten benötigt. So dauere beispielsweise der Anfahrvorgang eines kalten Reaktors 1 bis 2 Tage. Jeder Lastzyklus belaste zudem das Material und führe bei häufiger Wiederholung zu Materialermüdungserscheinungen. Für den Zyklus „Nennlast-Nulllast-heiß-Nennlast“ (100-0-100) seien maximal 10 Vorgänge pro Jahr zulässig.³⁰ Auch aus wirtschaftlichen Gründen würden AKW vorzugsweise im Volllastbetrieb gefahren. Aus der Kostenstruktur von

Von Befürwortern einer Laufzeitverlängerung wird unter anderem angeführt, die AKW könnten zumindest die zur Grundlast eingesetzten Gaskraftwerke entlasten. Wegner, Für und Wider: Laufzeitverlängerung von Atomkraftwerken – PRO, <https://www.uni-erfurt.de/forschung/aktuelles/forschungsblog-wortmelder/fuer-und-wider-laufzeitverlaengerung-von-atomkraftwerken-pro>. Mit steigendem Anteil Erneuerbarer Energien wird der Bedarf an Grundlaststrom aber immer weiter absinken.

- 27 Hypothetische Strommarktdesigns, die langfristig auf Atomenergie und nicht auf eine Nutzung von Erneuerbaren Energien in Kombination mit Kurz- und Langzeitspeichern aufbauen, bleiben hier nicht zuletzt mit Blick auf die bereits getroffenen Weichenstellungen und zahlreiche Folgefragen außer Betracht.
- 28 So bereits UBA (2015), Strommarktdesign der Zukunft, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_20_2015_strommarktdesign_der_zukunft_0.pdf, S. 2 f. Grundlegend zur Residuallast: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2013), Energiesystem Deutschland 2015, <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Energiesystem-Deutschland-2050.pdf>, S. 27 ff. Millinger/Tafarte/Dotzauer/Oehmichen (2017), BalanceE - Synergien, Wechselwirkungen und Konkurrenzen beim Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsektor durch erneuerbare Optionen, gemeinsamer Endbericht zu FKZ, Teilprojekt des UFZ, Teilprojekt des DBFZ, Teilprojekt des Fraunhofer UMSICHT, https://www.ufz.de/index.php?de=20939&pub_id=21785. Siehe auch Agora Energiewende (2022), Flexibilität, <https://www.agora-energiewende.de/themen/flexibilitaet/>.
- 29 Zu erzeugungsseitigen Flexibilitätsoptionen: UBA (Fn. 28), S. 77 ff. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Fn. 28), S. 10. Siehe auch Agora Energiewende (2022), Klimaneutrales Stromsystem 2035, wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_DE_KNStrom2035/A-EW_264_KNStrom2035_WEB.pdf, S. 9.
- 30 Zum Ganzen: Grünwald/Caviezel (2017), Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), Lastfolgefähigkeit deutscher Kernkraftwerke, Monitoring, abrufbar unter: <https://www.tab-beim-bundestag.de/projekte-lastfolgefahigkeit-deutscher-kernkraftwerke.php>, S. 8 ff.

AKW folge ein starkes ökonomisches Motiv, die Produktion in so vielen Stunden im Jahr wie möglich aufrecht zu halten, da die Kapitalkosten auch dann bedient werden müssten, wenn die Anlage nicht produziere. Das bedeute im Umkehrschluss, dass der AKW-Betrieb unrentabel werde, wenn die jährliche Auslastung nicht genügend hoch sei.³¹ Zudem sind AKW auch im heruntergefahrenen Zustand u.a. aufgrund ihres Kühlbedarfs auf eine Stromversorgung angewiesen, wodurch unabhängig von ihrer Leistung Kosten entstehen.

Bei der Stromerzeugung in Deutschland war bislang insbesondere **Erdgas ein solcher komplexer Energieträger**, der zum Ausgleich fluktuierender Wind- und Sonnenenergie zum Einsatz kam.³² Angesichts der Abhängigkeit Deutschlands von Erdgaslieferungen aus Russland sowie der Auswirkungen einer drohenden Gasknappheit, insbesondere in den kommenden Wintermonaten, strebt die Bundesregierung eine Reduzierung des Gasverbrauchs im Stromsektor sowie eine Stärkung der Energieversorgungssicherheit in Deutschland an. Das „Gesetz zur Bereithaltung von Ersatzkraftwerken zur Reduzierung des Gasverbrauchs im Stromsektor im Fall einer drohenden Gasmangellage durch Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften“³³ sieht vor, dass dem Strommarkt weitere Erzeugungskapazitäten basierend auf **Steinkohle, Öl und Braunkohle** zur Verfügung gestellt werden. Das Gesetz zielt darauf ab, durch zusätzliche Erzeugungskapazitäten die Stromerzeugung in mit Erdgas befeuerten Kraftwerken soweit wie möglich zu ersetzen.³⁴ Die Entscheidung zugunsten der Kohlekraft dürfte auch in der höheren Flexibilität und damit Residuallastfähigkeit solcher Kraftwerke im Vergleich zu Kernkraftwerken begründet sein³⁵ (zu den Klimaauswirkungen siehe Ziff. 3 dieses Sachstandes).

2.3. Gas-Mangellage

Gas wird in Deutschland überwiegend zur Wärmeerzeugung für Industrie und Privathaushalte eingesetzt und nicht primär für die Stromproduktion. Die Stromproduktion durch Gas erfolgt in Gaskraftanlagen, in denen durch Gasverbrennung Strom erzeugt wird.³⁶

In einer jüngsten Veröffentlichung prognostiziert das ifo Institut, dass sich die Stromerzeugung aus Erdgas bezogen auf den Stromerzeugungsmix in Deutschland von 8,3 % auf 7,6 % im Jahr 2023 und von 7,6 % auf 7,2 % im Jahr 2024 reduziere, wenn die Laufzeit der drei gegenwärtig

31 Ebenda, S. 72, 82.

32 Mier (Fn. 6), S. 20. Siehe auch BMWK, Fragen und Antworten zur „Versorgungssicherheit“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/Versorgungssicherheit-Kohleausstieg/faq-versorgungssicherheit-kohleausstieg.html>.

33 BGBl. I, S. 1054.

34 Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP, Entwurf eines Gesetzes zur Bereithaltung von Ersatzkraftwerken zur Reduzierung des Gasverbrauchs im Stromsektor im Fall einer drohenden Gasmangellage durch Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften, BT-Drucks. 20/2356, <https://dserver.bundestag.de/btd/20/023/2002356.pdf>, S. 13.

35 So Goldthau (Fn. 26).

36 BASE (2022), Laufzeitverlängerung deutscher Atomkraftwerke?, <https://www.base.bund.de/DE/themen/kt/ausstieg-atomkraft/laufzeitverlaengerung-faq.html>.

noch in Betrieb befindlichen AKW verlängert würde. Das bedeute, dass die Stromerzeugung aus Erdgas im Jahr 2024 nur um 3 TWh_{el} abnehme.³⁷ Diese Prognose zugrunde gelegt, könnte eine Verlängerung der Laufzeiten von AKW kurzfristig keinen nennenswerten Beitrag leisten, um die Energiesouveränität Deutschlands von russischem Erdgas zu verbessern. Bei der Stromerzeugung könnte Atomstrom die Stromerzeugung aus Erdgas nur in einem sehr geringen Umfang ersetzen.

Nach Angaben der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber in ihrem „Abschlussbericht Sonderanalysen Winter 2022/2023“ (sog. 2. Stresstest) erziele ein Streckbetrieb während der Wintermonate 2023 eine Einsparung bei der Stromerzeugung in Gaskraftwerken im Inland von 0,9 TWh_{el} und würde nur zu einer Verringerung des Auslands-Redispatch³⁸-Bedarfes von 0,5 GW (von 5,1 GW) beitragen.³⁹ Zur Gewährleistung der Netzsicherheit in Deutschland seien daher weitere Maßnahmen zum erzeugungs- und lastseitigen Engpassmanagement und zur Erhöhung der Transportkapazitäten im Übertragungsnetz erforderlich.⁴⁰

Auch die fehlende Passfähigkeit zu Erneuerbaren Energien lässt die Atomenergie nicht als geeigneten Ersatz für Erdgas erscheinen (siehe zuvor Ziff. 2.2.).

3. Atomausstieg und Klima

Prognosen über die Entwicklung der CO₂-Intensität des Stromsektors sind mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. In einer jüngsten Veröffentlichung schätzt das ifo Institut den deutschen Stromerzeugungsmix mitsamt dazugehörigen CO₂-Emissionen in verschiedenen Szenarien (Erholung des Gaspreises, Hochpreis, Erholung + Laufzeitverlängerung, Hochpreis + Laufzeitverlängerung) ein:

37 Mier (Fn. 6), S. 25. Bei einem prognostizierten durchschnittlichen Wirkungsgrad von 60 % würden 2024 nur 5 TWh Gas eingespart.

38 Redispatchkraftwerke sind Kraftwerke, die dem deutschen Markt kurzfristig Strom zum Ausgleich von Netzengpässen zur Verfügung stellen können.

39 50Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW (2022), Abschlussbericht Sonderanalysen Winter 2022/2023, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20220914-stresstest-strom-ergebnisse-langfassung.pdf?blob=publicationFile&v=18>, S. 61.

40 Ebenda.

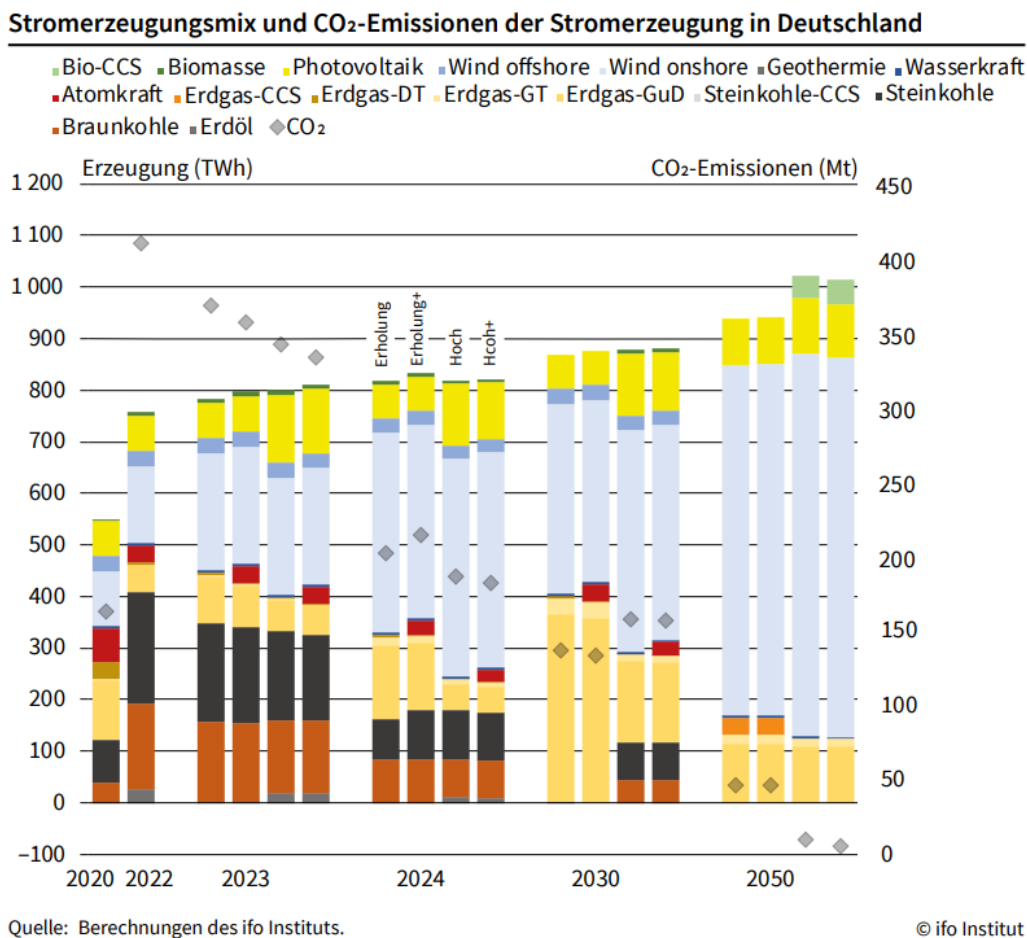


Abbildung 4⁴¹

Nach Annahmen des ifo Instituts werde ein intensiver Betrieb von Braun- und Steinkohlekraftwerken in den Jahren 2022 und 2023 zu einem **deutlichen Mehrausstoß an CO₂** im Stromsektor führen.⁴²

Zur Entwicklung der Emissionen in Deutschland aufgrund des verstärkten Einsatzes von Kohlekraftwerken und zur deutschen Klimabilanz äußerte sich auch die Denkfabrik **Agora Energiewende**. Diese schätzte den zusätzlichen CO₂-Ausstoß in Deutschland für das Jahr 2022 auf

41 Mier, Erdgas- und Strompreise, Gewinne, Laufzeitverlängerungen und das Klima, ifo Schnelldienst 9/2022 vom 14.9.2022, abrufbar unter: <https://www.ifo.de/publikationen/2022/aufsatz-zeitschrift/erdgas-und-strompreise-gewinne-laufzeitverlaengerungen>, S. 24.

42 Ebenda.

20 - 30 Mio. Tonnen.⁴³ Kurzfristig seien steigende Emissionen zu erwarten. Die im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)⁴⁴ festgelegte zulässige Jahresemissionsmenge der Energiewirtschaft beträgt 257 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent für 2022. Bezogen auf alle im KSG berücksichtigten Sektoren steht Deutschland ein CO₂-Gesamtbudget von 756 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent im Jahr 2022 zu. Ein Mehrausstoß von 20-30 Mio. Tonnen CO₂ im Energiesektor entspräche 2,6-3,9 % des deutschen Gesamtbudgets von 2022.

Im Folgenden werden die Klimaauswirkungen eines verstärkten Betriebes von Braun- und Steinkohlekraftwerken unter Berücksichtigung der Mechanismen des Emissionshandels (Ziff. 3.1.), sowie die CO₂-Emissionseinsparung bei verlängerten Laufzeiten der AKW Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 (Ziff. 3.2.) beleuchtet.

3.1. Emissionshandel

In Ansehung der Gesetzesbegründung zum „Gesetz zur Bereithaltung von Ersatzkraftwerken zur Reduzierung des Gasverbrauchs im Stromsektor im Fall einer drohenden Gasmangellage durch Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften“ blieben das Ziel, den Kohleausstieg idealerweise im Jahr 2030 zu vollenden, sowie die Klimaziele unberührt.⁴⁵ Diese Intention des Gesetzgebers ist unter Bezugnahme auf den Europäischen Emissionshandel (EU-ETS) zu bewerten.

Der **Europäische Emissionshandel** ist seit 2005 das zentrale Klimaschutzinstrument der EU. Mit ihm sollen die Treibhausgas-Emissionen der teilnehmenden Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie reduziert werden. Der EU-ETS funktioniert nach dem Prinzip des sog. „Cap and Trade“. Eine **Obergrenze** (Cap) legt fest, wie viele Treibhausgas-Emissionen von den emissionshandlungspflichtigen Anlagen insgesamt ausgestoßen werden dürfen. Die Mitgliedstaaten geben eine entsprechende Menge an Emissionsberechtigungen an die Anlagen aus – teilweise kostenlos, teilweise über Versteigerungen. Eine Berechtigung erlaubt den Ausstoß einer Tonne CO₂-Äquivalent. Die Emissionsberechtigungen können auf dem Markt frei gehandelt werden (Trade). Hierdurch bildet sich ein Preis für den Ausstoß von Treibhausgasen. Dieser Preis setzt Anreize bei den beteiligten Unternehmen, ihre Treibhausgas-Emissionen zu reduzieren.⁴⁶

43 Unter Bezug auf Simon Müller, Deutschland-Direktor von Agora Energiewende: Bauchmüller, in: Süddeutsche Zeitung vom 2.8.2022, "Kurzfristig werden wir steigende Emissionen sehen", <https://www.sueddeutsche.de/politik/klimabilanz-deutschland-kohlekraftwerke-emissionen-1.5631806>.

44 Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12.12.2019 (BGBl. I S. 2513), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18.8.2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist, <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/KSG.pdf>.

45 Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP, Entwurf eines Gesetzes zur Bereithaltung von Ersatzkraftwerken zur Reduzierung des Gasverbrauchs im Stromsektor im Fall einer drohenden Gasmangellage durch Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften, BT-Drucks. 20/2356, <https://dserver.bundestag.de/btd/20/023/2002356.pdf>, S. 1.

46 Zum Ganzen: UBA (2022), Der Europäische Emissionshandel, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/der-europaeische-emissionshandel#teilnehmer-prinzip-und-umsetzung-des-europaischen-emissions-handels>.

Ein Sondereffekt ergibt sich aus der sog. **Marktstabilitätsreserve** (MSR). Die MSR soll dazu dienen, dem Markt vorübergehend überschüssige Zertifikate zu entziehen, um so den Zertifikatspreis auf einem Niveau zu stabilisieren, das einen ausreichenden Anreiz zur Durchführung von Emissionsminderungsmaßnahmen bietet. Mit der Reform der Emissionshandelsrichtlinie aus dem Jahr 2018 wird ab dem Jahr 2023 das Volumen der Reserve auf die Versteigerungsmenge des Vorjahres gedeckelt. Übersteigt die Anzahl der in der Reserve befindlichen Zertifikate diese Menge, werden die über die Deckelung hinausgehenden Zertifikate gelöscht.⁴⁷ Die MSR wäre damit nicht mehr „cap-neutral“ und würde ggf. selbst ein ergänzendes Instrument zur Mengenreduzierung des linearen Reduktionsfaktors.⁴⁸

Gegen die Substitution von Erdgas für die Stromerzeugung durch eine ausgeweitete Verstromung von Stein- und Braunkohle wäre aus Klimaschutzermägungen nichts einzuwenden, sofern der Europäische Emissionshandel Mehremissionen durch seinen **Preismechanismus** verhindern würde.⁴⁹ Dies würde voraussetzen, dass das zur Verfügung stehende Budget an Emissionsberechtigungen absinkt und der Marktpreis für den Ausstoß von Treibhausgasen ansteigt. Mit steigenden Preisen für CO₂-Zertifikate würde der **finanzielle Anreiz** immer größer, einerseits CO₂-Emissionen zu vermeiden und andererseits in Klimaschutzmaßnahmen zu investieren.⁵⁰ Die kurzzeitig erhöhten CO₂-Emissionen könnten durch einen verstärkten Ausbau der Erneuerbaren Energien später wieder kompensiert werden.⁵¹

Gemäß der jüngsten Veröffentlichung des ifo Instituts werde diese Wirkung des Europäischen Emissionshandels aufgrund eines sich aus der Marktstabilitätsreserve ergebenden Sondereffekts eingeschränkt:

„Schlussendlich führt eine enorme Nutzung des Überschusses 2022 und 2023 (durch einen intensiven Betrieb und Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken) zu einer Reduzierung des

Im vorliegenden Kontext ohne Anwendung dürfte der aus Art. 12 Abs. 4 der Emissionshandelsrichtlinie folgende Sondertatbestand bleiben, wonach es den Mitgliedstaaten gestattet ist, Zertifikate, die aufgrund der Stilllegung von Kraftwerken in ihrem Energiesektor überschüssig geworden sind, aus der Auktionsmenge zu löschen.

47 Zenke/Telschow/Theobald/Kühling, Energierecht, Werkstand: 116. EL Mai 2022, 119. Emissionshandel, Rn. 338 ff.

48 Weltenergieat (2018), Reform des Europäischen Emissionshandelssystems (ETS), https://www.weltenergie-rat.de/wp-content/uploads/2018/05/81040_DNK_Energie2018_Kap3.3.pdf.

49 Dieses Emissionshandelsargument kritisch hinterfragend: Becker/Richter (Fn. 20), S. 15 ff.

50 Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), Nationalen Emissionshandel verstehen, https://www.dehst.de/DE/Nationaler-Emissionshandel/nEHS-verstehen/nehs-verstehen_node.html.

51 So die Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (2022), ein erneuerbares Energiesystem für Deutschland ohne Atomkraft, Studienvergleich zum Erreichen der Klimaneutralität bis 2045, https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/4731.AEE_Metaanalyse_Juni22.pdf, S. 20.

Überschusses und damit zu substanziiell höheren Auktionsvolumen bei gleichzeitig geringeren Löschungsvolumen. Fällt der Überschuss noch weiter, wird die Reserve schrittweise wieder geleert, indem mehr Zertifikate auktioniert werden. [...]

Insgesamt ist die aktuelle Erdgaspreiskrise schlecht für das Klima, weil ca. 800 Mio. Zertifikate nicht in die Marktstabilitätsreserve wandern und anschließend nicht gelöscht werden. Der hohe Zertifikateüberschuss im Markt erlaubt eine Verdopplung der CO₂-Emissionen 2022 und 2023 ohne signifikanten kurzfristigen, mittelfristigen und langfristigen Effekt auf den CO₂-Preis.⁵²

Den Prognosen des ifo Instituts zufolge würden die CO₂-Emissionen im Stromsektor bereits ab 2024 wieder deutlich absinken und sich dem Referenzniveau des Jahres 2020 annähern. Diese Entwicklung der CO₂-Emissionen – sowohl der Mehrausstoß in den Jahren 2022 und 2023, als auch der Emissionsrückgang ab 2024 – trete unabhängig von der Frage ein, ob Atomkraft nach 2022 im Stromsektor noch eine Rolle spielen werde oder nicht (zur Emissionseinsparung durch Laufzeitverlängerung siehe Ziff. 3.2.).

3.2. CO₂-Emissionseinsparung durch Laufzeitverlängerung?

Die Entwicklung der CO₂-Emissionen mit oder ohne Laufzeitverlängerung dürfte aufgrund der komplexen Zusammenhänge im Energiesektor einer einfachen Berechnung nicht zugänglich sein.

Medienberichte, nach denen im Bundesumweltministerium für den Fall einer Laufzeitverlängerung der AKW eine Emissionsreduktion von etwa 25 bis 30 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr ab dem Jahr 2024⁵³ berechnet worden sei, lassen nicht erkennen, wie diese nicht veröffentlichte Schätzung ermittelt worden ist. Weder wird ein Berechnungsweg wiedergegeben, noch die wesentlichen Einflussfaktoren wiedergeben. Daher können diese Angaben im Rahmen dieses Sachstandes nicht belastbar überprüft werden. Ginge man von einer Stromerzeugung durch die AKW von rund 35 TWh/Jahr aus, erscheint eine Emissionsminderung in dieser Größenordnung allerdings nur unter der (unrealistischen) Annahme plausibel, dass die AKW ganz überwiegend Strom aus Braun- und Steinkohlekraftwerken ersetzen. Eine solche Vereinfachung bildet die Marktgegebenheiten nur unvollständig ab und würde eine wenig belastbare Schätzung darstellen.

Eine erste Modellierung von Szenarien unter gewissen Annahmen deutet darauf hin, dass ein Weiterbetrieb der AKW Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 bezogen auf den CO₂-Ausstoß nicht zu einer nachhaltigen Verbesserung der Situation für das Klima führen dürfte.

Hinsichtlich des nur **minimalen Einsparpotentials hinsichtlich der Stromerzeugung aus Erdgas** durch laufzeitverlängerte Kernkraftwerke wird auf die Ziff. 2.3. dieses Sachstandes verwiesen.

Nach Einschätzung des ifo Instituts reduziere die ungeplante Verfügbarkeit von Atomstrom in Deutschland in beiden Laufzeitvarianten (Erholung+ und Hochpreis+) den Anteil der drei CO₂-

52 Mier (Fn. 6), S. 23, 26.

53 Wetzels, „Im Kern dagegen“, in: Welt am Sonntag vom 30.10.2022, S. 17.

intensivsten Brennstoffe im deutschen Stromerzeugungsmix um nur 1,5 %-Punkte (von 41,6 % auf 40,1 %) in 2023 und um 0,5 %-Punkte (von 21,8 % auf 21,3 %) in 2024.⁵⁴ Die drei CO₂-intensivsten Brennstoffe würden gemäß der Szenarien des ifo Instituts im Jahr 2023 mit 349 TWh_{el} (Erholung), 341 TWh_{el} (Erholung mit Atomkraft), 333 TWh_{el} (Hochpreis) bzw. 326 TWh_{el} (Hochpreis mit Atomkraft) und im Jahr 2024 mit 161 TWh_{el} (Erholung), 180 TWh_{el} (Erholung mit Atomkraft), 179 TWh_{el} (Hochpreis) bzw. 175 TWh_{el} (Hochpreis mit Atomkraft) zum deutschen Stromerzeugungsmix beitragen. Im Szenario „Erholung mit Atomkraft“ führe ein Weiterbetrieb der AKW im Jahr 2024 gar zu einem höheren Anteil der drei CO₂-intensivsten Brennstoffe im deutschen Stromerzeugungsmix und damit zu höheren Emissionen (siehe auch Abbildung 4, Seite 13). Ein AKW-Weiterbetrieb würde danach im Jahr 2023 zu einer Ersparnis von CO₂-Emissionen durch die drei CO₂-intensivsten Brennstoffe von 11,2 Mio. Tonnen im Szenario „Erholung“ und 8,7 Mio. Tonnen im Szenario „Hochpreis“ führen. Nach Berechnungen des ifo Instituts würde Deutschland im Jahr 2023 158 Mio. Tonnen ohne Erdgaspreiskrise ausstoßen. Die Krisenszenarien ließen diesen Wert auf über 300 Mio. Tonnen hochschnellen. In Relation dazu führe ein AKW-Weiterbetrieb zu kleinen Einspareffekten hinsichtlich des CO₂-Ausstoßes.⁵⁵

Gleichzeitig stünden die für einen Weiterbetrieb der AKW Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 benötigten **finanziellen Mittel nicht für einen klimagerechten Umbau des Energiesystems zur Verfügung**.⁵⁶ Das ifo Institut geht davon aus, dass weniger in Photovoltaik (die Erzeugung im Jahr 2023 falle in diesem Fall um 1,1 %) und Wind (die Erzeugung im Jahr 2024 falle um 0,9 %) investiert werde.⁵⁷

In diesem Kontext wäre zudem zu berücksichtigen, dass die Kostenstruktur und die technischen Fähigkeiten von AKW (zur fehlenden Residuallastfähigkeit siehe Ziff. 2.2. dieses Sachstandes) **nicht gut mit der fluktuierenden Einspeisung Erneuerbarer Energien harmonieren**.⁵⁸

54 Mier (Fn. 6), S. 25.

55 Angaben von Dr. Mathias Mier (ifo Institut) auf Nachfrage der Wissenschaftlichen Dienste.

56 In diesem Sinne auch BASE/BfS (2021), Fachstellungnahme zum Bericht des Joint Research Centre der Europäischen Kommission, https://www.base.bund.de/SharedDocs/Downloads/BASE/DE/berichte/2021-06-30_base-fachstellungnahme-jrc-bericht.pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=6, S. 25.

57 Mier (Fn. 6), S. 25.

58 Zum Konfliktpotenzial zwischen hoher Erneuerbarer Energien-Durchdringung und einem Weiterbetrieb von AKW siehe bereits: Grünwald/Caviezel (2017), Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), Lastfolgefähigkeit deutscher Kernkraftwerke, Monitoring, abrufbar unter: https://www.tab-beim-bundestag.de/projekte_lastfolgefaehigkeit-deutscher-kernkraftwerke.php, S. 10 f. Siehe auch Khatib/Difiglio (2016), “Economics of nuclear and renewables”, Energy Policy 96, 740-750, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142151630180X#s0050>, Eisenack/Mier (2019), “Peak-load Pricing with Different Types of Dispatchability”, Journal of Regulatory Economics 56(2), 105-124, abrufbar unter: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3487419, S. 6. Ebenso für Szenarien 2027 Egerer/Grimm/Lang/Pfefferer/Sölch (Fn. 1), die davon ausgehen, dass zusätzliche und vergleichsweise inflexible Kraftwerkskapazitäten zu höheren Kosten führen würden, da diese die Integration der Erneuerbaren Energien behindern und Anreize für Flexibilität und Sektorkopplung reduzieren würden (siehe dort S. 2).

Zusammenfassend heißt es in der jüngsten Veröffentlichung des ifo Instituts:

„Laufzeitverlängerte Atomkraftwerke in Deutschland sparen nur geringe Mengen an Erdgas ein und behindern im Gegenzug mittelfristig den Ausbau der Erneuerbaren Energien. Die Laufzeitverlängerungen führen somit nicht zu einem geringeren CO₂-Ausstoß.“⁵⁹
