

Egerer, Jonas; Grimm, Veronika; Lang, Lukas M.; Pfefferer, Ulrike

Article

Kohleausstieg 2030 unter neuen Vorzeichen

Wirtschaftsdienst

Suggested Citation: Egerer, Jonas; Grimm, Veronika; Lang, Lukas M.; Pfefferer, Ulrike (2022) : Kohleausstieg 2030 unter neuen Vorzeichen, Wirtschaftsdienst, ISSN 1613-978X, Springer, Heidelberg, Vol. 102, Iss. 8, pp. 600-608, <https://doi.org/10.1007/s10273-022-3260-y>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/267060>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.



<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Jonas Egerer, Veronika Grimm, Lukas M. Lang, Ulrike Pfefferer*

Kohleausstieg 2030 unter neuen Vorzeichen

Der russische Angriff auf die Ukraine und die Abhängigkeit der deutschen Energiewirtschaft von russischem Gas führen aktuell zu einer sehr angespannten Versorgungssituation, die sich im kommenden Winter noch verschärfen könnte. Auch mittelfristig dürfte der Importpreis für Erdgas deutlich oberhalb der historischen Werte liegen, wenn Europa sich von Russland unabhängig aufstellt. Diese Entwicklungen erfordern eine Neubewertung der deutschen Energiepolitik, unter anderem für die Energiewende im Stromsektor.

Um die Klimaziele für 2030 einhalten zu können, so der Koalitionsvertrag (2021), muss die grüne Transformation beschleunigt und insbesondere Photovoltaik und Windkraft deutlich ambitionierter als in vergangenen Jahren ausgebaut werden. Dabei setzte man, im Einklang mit bisherigen Weichenstellungen, auf fossiles Erdgas als Brückentechnologie. Es wurde mit zeitnahen Investitionen in neue Gaskraftwerke geplant, die später mit grünem Wasserstoff betrieben werden sollten. Zunächst hätten diese Gaskraftwerke die Aufgabe gehabt, temporäre Kapazitätsbedarfe

© Der/die Autor:in 2022. Open Access: Dieser Artikel wird unter der Creative Commons Namensnennung 4.0 International Lizenz veröffentlicht (creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.de).

Open Access wird durch die ZBW – Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft gefördert.

* Das verwendete Strommarktmodell baut auf Vorarbeiten im Projekt Energiemarktdesign am Energie Campus Nürnberg (EnCN) auf. Wir nutzen zudem Vorarbeiten aus dem Projekt „EOM-Plus“ (Förderung im 7. Energieforschungsprogramm des BMWK), das mit Smart Markets temporäre und regionale Märkte für Flexibilität als Ergänzung zum Redispatch 2.0 untersucht. Wir danken der DFG für ihre Unterstützung im Rahmen des Projekts B08 im Sonderforschungsbereich/Transregio 154 „Mathematische Modellierung, Simulation und Optimierung am Beispiel von Gasnetzen“.

auf dem Weg zu einem 100 % erneuerbaren Stromsektor bei einem zeitnahen Kohleausstieg bis 2030 zu decken. Diese Planung beruhte auf der Annahme eines mittelfristig günstigen Gaspreises und einer sicheren Gasversorgung. Infolge steigender Zertifikatspreise für CO₂-Emissionen konnte so bis vor einigen Monaten von einem (marktgetriebenen) Brennstoffwechsel von Braun- und Steinkohle auf Gas ausgegangen werden. Der gesetzlich eigentlich erst für 2038 festgelegte Kohleausstieg in Deutschland wäre unter den vor dem Krieg geltenden Rahmenbedingungen mit Investitionen in neue Gaskraftwerke daher selbst bei einem weniger ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung bereits für einen Zeitraum bis 2030 fast vollständig zu erwarten gewesen. Der Umstieg auf klimaneutralen Wasserstoff wäre bei Verfügbarkeit von günstigem Gas trotz der problematischen Gesamtklimabilanz von Erdgas weiter in die Zukunft gerückt.

Die strategische Verknappung von Gaslieferungen aus Russland im Vorfeld des Angriffs auf die Ukraine, ein möglicher kompletter Lieferstopp in den kommenden Monaten und perspektivisch höhere Preise für fossile Energieträger als Folge des Kriegs führen zu einer neuen Realität für die Transformation des deutschen Stromsystems.

Um eine Bewertung der Situation zu erleichtern, stellen wir in drei Szenarien mögliche mittelfristige Entwicklungen in Deutschland im europäischen Kontext dar und vergleichen diese mit dem Szenario, das vor dem Krieg zu erwarten gewesen wäre. Wir nutzen dabei ein Strommarktmodell, das den Zubau und den Rückbau von Kraftwerkskapazität in Europa in Abhängigkeit der sich aus dem Strommarkt ergebenden Investitionsanreize schätzt. Dabei nehmen wir in allen Szenarien an, dass die Ausbauziele für die erneuerbaren Energien sowohl in Deutschland als auch in den anderen EU-Mitgliedstaaten erreicht werden. Zwei der Szenarien gehen mit 40 Euro/MWh und 65 Euro/MWh von unterschiedlichen Erwartungen bezüglich des Gaspreises aus, während das dritte Szenario für den hohen Preispfad einen politisch forcierten Kohleausstieg bis 2030 in den

Dr. Jonas Egerer ist Akademischer Rat am Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insbesondere Wirtschaftstheorie an der FAU Erlangen-Nürnberg.

Prof. Dr. Veronika Grimm ist Professorin für Wirtschaftstheorie an der FAU und Mitglied des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung.

Lukas M. Lang und Ulrike Pfefferer sind wissenschaftliche Mitarbeitende am Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insbesondere Wirtschaftstheorie an der FAU.

Blick nimmt. Diese Szenarien werden mit Ergebnissen verglichen, die sich gemäß Modellberechnungen bei einem erwarteten Gaspreis von 15 Euro/MWh ergeben hätten.

Die Ergebnisse zeigen, dass zeitnah energiepolitische Entscheidungen zum Kohleausstieg notwendig sind. Höhere Importpreise für fossile Energieträger – insbesondere für fossiles Flüssiggas als Ersatz der Gasimporte aus Russland – bewirken, dass der Kohleausstieg nicht marktgetrieben erfolgen wird. Sofern politisch nicht anders entschieden wird, werden je nach der Preiserwartung, die sich an den Märkten einstellt, Braun- und Steinkohlekraftwerke auch über 2030 hinaus noch im Rahmen des aktuellen bis 2038 angestrebten Kohleausstiegs eine signifikante Rolle im deutschen Stromsystem spielen. Je höher der erwartete Gaspreis, desto stärker ist dieser Effekt. Werden weniger Gaskraftwerke zugebaut, so kann die infolge des Weiterbetriebs von Kohlekraftwerken regionale Konzentration der konventionellen Kraftwerkskapazität nur bedingt ausgeglichen werden. Strukturelle Nord-Süd-Netzengpässe innerhalb Deutschlands bleiben bei einem starken Ausbau der Windkraft trotz des Netzausbaus weiterhin bestehen. Unter diesen Bedingungen muss neu bewertet werden, ob ein Kohleausstieg 2030 angestrebt werden sollte. Ein kompletter Kohleausstieg bis 2030 wäre auch unter den neuen Rahmenbedingungen realisierbar. Allerdings müsste dies frühzeitig entschieden werden, da umfangreich Gaskraftwerke zugebaut werden müssten. Aufgrund der regionalen Konzentration von bestehenden Erzeugungskapazitäten sollten Maßnahmen ergriffen werden, die einen Zubau in der Nähe von Verbrauchszentren, insbesondere in Süddeutschland, anreizen. Mit Blick auf den durch hohe Gaspreise schneller zu erwartenden Umstieg der Kraftwerke auf klimaneutralen Wasserstoff müssten Erzeugungstechnologien forciert zugebaut werden, die neben Erdgas auch mit Wasserstoff betrieben werden können oder mit geringem Aufwand umrüstbar sind. Außerdem muss der Ausbau der entsprechenden Infrastruktur für Wasserstoff von Beginn an mitgedacht und priorisiert werden.

Andere aktuelle Studien zeichnen ein ähnliches Bild wie unser Beitrag, unterscheiden sich aber im Schwerpunkt der Analysen mit jeweils nur einem Szenario. Agora Energiewende et al. (2022) betrachten die Transformation in ein klimaneutrales Stromsystem bis 2035 entsprechend den aktuellen Ausbauzielen mit einem Hochfahren des jährlichen Zubaus für Photovoltaik auf 22 GW ab 2027, für Wind an Land auf 9 GW ab 2024 und für Wind auf See auf 6 GW ab 2029. Die Studie zeigt, dass mit dem angestrebten Ausbaupfad für erneuerbare Energien die deutsche Stromversorgung nach 2030 ohne Stein- und Braunkohle auskommen kann. Der weitere Ausbau der Erneuerbaren über 2030 hinaus führt dazu, dass die steigende Stromnachfrage im Bereich Wärme und Mobilität klimaneutral bedient werden kann und Wasserstoff zunehmend die Rolle als

Backup in der Stromerzeugung von Erdgas übernimmt. In einer weiteren Studie geht das DIW (2022) von einem noch ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung bis 2030 aus und zeigt, dass die deutsche Stromnachfrage bei einer stärkeren grenzüberschreitenden Integration der nationalen Strommärkte unter diesen Annahmen zu über 95 % der Nachfrage direkt durch erneuerbare Stromerzeugung gedeckt werden kann. In diesen Studien wurde angenommen, dass die Erneuerbaren-Ausbauziele der Bundesregierung entweder erreicht oder sogar noch übertroffen werden. Der sehr ambitionierte Ausbaupfad für erneuerbare Energien bei gleichzeitig weltweit hoher Nachfrage nach Photovoltaik- und Windkraftanlagen sowie möglichen Produktionskapazitäts-, Rohstoff- und Fachkräftengpässen lassen es selbst mit der aktuell gegebenen politischen Unterstützung unsicher erscheinen, ob der jährliche Zubau entsprechend gesteigert werden kann (zu Rohstoffen und Fachkräften Flach et al., 2022 und SVR, 2022). Mit jedem Jahr Verzögerung beim Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entsteht 2030 eine Stromlücke von etwa 50 TWh, die durch Braunkohle und Importe an Erdgas, Steinkohle oder Wasserstoff gedeckt werden müsste.

Beschreibung der Modellannahmen und Szenarien

In einem Strommarktmodell, das im Einklang mit dem aktuellen Strommarktdesign von nationalen Gebotszonen ausgeht, werden für Deutschland und seine Nachbarländer Investitionsentscheidungen und Handelsergebnisse berechnet (Egerer et al., 2022a). Dafür wird ein Modell in Anlehnung an Grimm et al. (2016, 2020) und Egerer et al. (2021) mit Daten für Deutschland und Nachbarländer kalibriert (zur Einordnung auch Ambrosius et al., 2017). Die Studie betrachtet zusätzlich zum Referenzszenario G15-K2038 mit historischen Gas- und Steinkohlepreisen drei weitere Szenarien, die von unterschiedlichen Gaspreisen und unterschiedlichen politischen Entscheidungen zum Kohleausstieg ausgehen (vgl. Tabelle 1). In zwei Szenarien werden die Brennstoffpreise für Erdgas und Steinkohle variiert und der beschlossene Kohleausstieg bis 2038 angenommen. Im Szenario G40-K2038 mit einem Gaspreis von 40 Euro/MWh ist auch der Import von Steinkohle relativ günstig und die Verstromung von Braunkohle ist durch den hohen CO₂-Preis vergleichsweise teuer. Im Szenario G65-K2038 werden höhere Importpreise für Gas und Steinkohle angenommen, wodurch die jüngste Generation an Braunkohlekraftwerken mit einem etwas besseren Wirkungsgrad günstiger werden als die Verstromung von Erdgas. Für diese Preisannahmen wird im Szenario G65-K2030 ein politisch forciertes Kohleausstieg bis 2030 betrachtet. Alle Szenarien basieren außerdem auf denselben Annahmen zu wichtigen Modellparametern, gemäß der aktuellen politischen Beschlusslage und Szenarien für 2030 in der europäischen Netzentwicklungsplanung. Dies betrifft insbesondere die Ausbaupfade für erneuerbare

Tabelle 1
Brennstoffpreise und Kohleausstiegsjahr nach Szenario

	Braunkohle (Euro/MWh)	Steinkohle (Euro/MWh)	Erdgas (Euro/MWh)	Kohleaus- stieg
G15-K2038	6	7	15	2038
G40-K2038	6	10	40	2038
G65-K2038	6	25	65	2038
G65-K2030	6	25	65	2030

Die Preise im Referenzszenario G15-K2038 basieren auf ÜNB (2022) auf Basis TYNDP 2022, Tabelle 32, 107.

Quelle: ÜNB (2022) auf Basis TYNDP 2022.

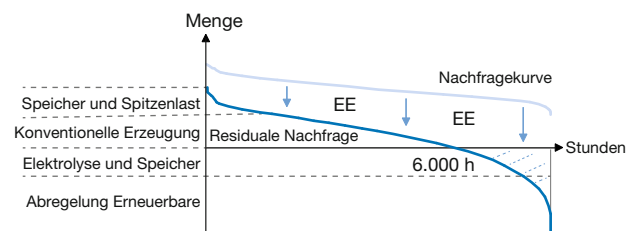
Energien, Flexibilität mit Stromspeichern und Elektrolyseuren, die Stromnachfrage und Handelskapazitäten zwischen Gebotszonen. Für Deutschland werden die Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Energien am Osterpaket der Bundesregierung ausgerichtet (Deutscher Bundestag, 2022). Die Annahmen zu den Nachbarländern und Handelskapazitäten entsprechen dem Szenario „Distributed Energy“ des TYNDP 2022. Für alle Länder wird von einer steigenden Stromnachfrage und einem ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung für 2030 ausgegangen. In allen Szenarien wird einheitlich von einem CO₂-Preis in Höhe von 114 Euro/t ausgegangen (ÜNB, 2022, Tabelle 33, 108). Dies würde bedeuten, dass bei umfangreicher Kohleverstromung Bestrebungen nachgegeben wird, den CO₂-Preis durch eine Aufweichung des Emissionshandels niedrig zu halten.

Im Marktmodell wird endogen über den Weiterbetrieb und Neubau von konventionellen Kraftwerken entschieden und der stündliche Betrieb von Kraftwerken, Speichern und Elektrolyseuren am Strommarkt ermittelt. Dabei spielen für alle nationalen Gebotszonen die stündlichen Nachfragefunktionen, stündliche Verfügbarkeiten der Erzeugung aus erneuerbaren Energien, konventionelle Erzeugungskapazitäten mit Produktionskosten und Flexibilität durch Speicher und Elektrolyse eine Rolle (vgl. Abbildung 1). Außerdem erfolgt, begrenzt durch die Handelskapazitäten zwischen den nationalen Gebotszonen, für alle abgebildeten Länder eine gemeinsame Berechnung von Investitionen und Handlungsergebnissen, wie sie sich marktgetrieben in den jeweiligen Szenarien ergeben würden.

Die wesentlichen Kenngrößen für die nationalen Stromnachfragen und erneuerbare Energien im Rahmen der Annahmen sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Für Deutschland wird eine jährliche Stromnachfrage von 700 TWh angenommen – mit Elektrolyseuren und Speichern ergeben sich in den Modellergebnissen etwa 750 TWh¹ – sowie 588 TWh an jährlich verfügbarer Erzeugung aus erneuerbaren Energien. Entspre-

¹ Dieser Wert entspricht den aktuellen Erwartungen der Bundesregierung für Deutschland (Deutscher Bundestag, 2022; ÜNB, 2022, Abb. 4, 26).

Abbildung 1
Stilisierte Nachfrage für die deutsche Gebotszone 2030



Quelle: Eigene Darstellung.

chend der residualen Nachfrage in Abbildung 1 ergibt sich in etwa 6.000 Stunden eine verbleibende positive Nachfrage von insgesamt 193 TWh. In den restlichen Stunden ist das Angebot der erneuerbaren Energien insgesamt um 80 TWh größer als die Stromnachfrage. Überschüssige erneuerbare Erzeugung kann für Stromexporte, für die Elektrolyse und zum Laden von Stromspeichern genutzt oder abgeregelt werden. Die verbleibende residuale Nachfrage muss aus konventioneller Erzeugung, Stromspeichern oder dem Stromhandel mit Nachbarländern gedeckt werden.

Abbildung 2 zeigt die Annahmen und das Marktgebiet, die den Berechnungen zugrunde liegen und gibt zugleich einen Eindruck von dem Vergleichsszenario, das mit einem niedrigen Gaspreis 2030 zu erwarten gewesen wäre. In den oberen beiden Abbildungen sind die heute bestehenden Kapazitäten an erneuerbarer (oben links) und konventioneller (oben rechts) Erzeugungskapazität zu sehen. Die unteren beiden Grafiken zeigen die Situation 2030. Links wird die Erneuerbaren-Kapazität gezeigt, wie sie bei einem Erreichen der politischen Ziele zu erwarten wäre. Rechts unten sind die Ergebnisse der Modellberechnungen illustriert, die sich bei einem erwarteten Gaspreis von 15 Euro/MWh und dem aktuellen Kohleausstieg bis 2038 ergeben würden. Dies entspricht dem Referenzszenario (G15-K2038), also einer Erwartung, wie sie vor dem russischen Angriff auf die Ukraine als plausibel angesehen wurde.

Ergebnisse der Szenarienrechnungen

Investitionen und Rückbau konventioneller Kraftwerke

Bei Erwartung niedriger Importpreise für fossile Brennstoffe und dem aktuell beschlossenen Kohleausstieg bis 2038, also im Szenario G15-K2038, wäre für einen CO₂-Preis von 114 Euro/t ein marktgetriebener Ausstieg aus der Braunkohle in Deutschland weitgehend bereits bis 2030 zu erwarten gewesen. Die modernsten Steinkohlekraftwerke würden in den Modellergebnissen entsprechend dem aktuellen Kohleausstiegspfad für 2038 zur Deckung von hoher Nachfrage bei gleichzeitig geringer Verfügbarkeit erneuerbarer Energien für

Tabelle 2
Stromnachfrage und -erzeugung erneuerbare Energien

	Stromnachfrage [TWh]	Erneuerbare Energien [TWh]	Residuale Nachfrage [TWh]	Überschuss Erneuerbare [TWh]	Stunden mit Überschuss [h]	Peak (residual) [GW]
AT	97	82	22	8	2.779	12,3
BE	111	43	68	0	158	16,6
CH	61	47	17	3	2.354	6,9
CZ	73	25	48	0	72	10,6
DE	700	588	193	80	2.745	95,7
DK	53	92	4	43	6.703	6,5
FR	564	260	307	3	426	96,2
IT	359	223	152	17	1.525	49,5
NL	185	124	73	12	1.667	23,4
PL	193	67	127	0	10	29,7

AT: Österreich, BE: Belgien, CH: Schweiz, CZ: Tschechien, DE: Deutschland, DK: Dänemark, FR: Frankreich, IT: Italien, NL: Niederlande, PL: Polen. Elektrolyse und Speicher sind in der Stromnachfrage noch nicht enthalten.

Quelle: ENTSO-E and ENTSOG (2022) und eigene Berechnung.

eine geringe Stundenzahl pro Jahr weiterbetrieben. Mit einem Zubau von Gaskraftwerken im Umfang von 29 GW wäre die Leistung der in Deutschland stillgelegten Kohlekraftwerke fast vollständig ersetzt worden. Auch in den Nachbarländern wäre aufgrund des günstigen Gaspreises und mit entsprechendem CO₂-Preis zu erwarten gewesen, dass neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien eine fast vollständige Umstellung der Stromerzeugung von Kohle auf Erdgas erfolgt. Diese Situation, wie sie sich vor dem Angriff auf die Ukraine dargestellt hat, zeigt Abbildung 2.

Wenn die Brennstoffpreise mittelfristig hoch bleiben, stellt sich die Situation deutlich anders dar. Trotz der Annahme eines CO₂-Preises von 114 Euro/t würde sich der bis 2038 beschlossene Kohleausstiegspfad nicht über Marktanreize ergeben. Im Szenario G65-K2038 mit einem Gaspreis von 65 Euro/MWh muss die Stilllegung von Kohlekraftwerken entsprechend dem aktuell in Deutschland beschlossenen Kohleausstiegspfad politisch forciert werden. Speziell Braunkohlekraftwerke spielen in diesem Szenario weiterhin eine wichtige Rolle in der Stromversorgung. Da der Import von Erdgas teuer ist, kommen Braunkohlekraftwerke am Strommarkt trotz hoher CO₂-Bepreisung vor den Gaskraftwerken zum Einsatz. Dabei wird nicht die komplette Kapazität der stillgelegten Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke in Deutschland ersetzt. Ein Teil verschiebt sich in die Nachbarländer, in denen neben einem Zubau an Gaskraftwerken insbesondere Kohlekraftwerke weiter genutzt werden, um mit Stromexporten zur Befriedigung der deutschen Spitzennachfrage beizutragen (vgl. Abbildung 3). Das Potenzial dazu ist durch die Übertragungskapazität zwischen den Ländern beschränkt, das im Szenario vollständig ausgenutzt wird.

In einem weiteren Szenario G65-K2030 betrachten wir den Fall, dass der Kohleausstieg 2030 politisch beschlossen und durchgesetzt wird. Dafür nehmen wir an, dass der Weiterbetrieb der Kohlekraftwerke nach 2030 ordnungsrechtlich ausgeschlossen wird und der CO₂-Preis zunächst unverändert bei 114 Euro/t liegt. In diesem Szenario findet fast keine zusätzliche Verschiebung von Kapazität in die Nachbarländer statt. Es werden – im Wesentlichen aufgrund der Beschränkung der Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern – also nicht noch weniger Kohlekraftwerke in den Nachbarländern abgebaut, sodass der Kohleausstieg bis 2030 fast vollständig durch neue Gaskraftwerke in Deutschland kompensiert werden muss. Abbildung 3 illustriert die Unterschiede im Zubau zwischen dem Szenario mit und ohne vorgezogenem Kohleausstieg bei hohen Gaspreisen. Mit G40-K2038 betrachten wir zusätzlich ein Szenario mit einem Gaspreis von 40 Euro/MWh und moderaten Importpreisen für Steinkohle. Hier erfolgt ein Teil der Stromerzeugung in Deutschland mit Steinkohle anstatt mit Braunkohle. Im Unterschied zu dem Hochpreisszenario wird hier jedoch mehr Kohlekapazität im Ausland zurückgebaut und dort durch Gaskraftwerke ersetzt. Somit wird auch weniger Kohlestrom aus dem Ausland nach Deutschland importiert, um die Nachfrage zu befriedigen. Die Zusammensetzung des Kraftwerkparcs sowie der Zu- und Abbau von Kapazitäten in Deutschland und in den Nachbarstaaten ist in Abbildung 4 dargestellt, die neben unseren drei Zukunftsszenarien mit höheren Preisen für fossile Energieimporte und einem möglichen Kohleausstieg 2030 den Vergleich zur Situation vor Beginn des Ukrainekriegs zieht.

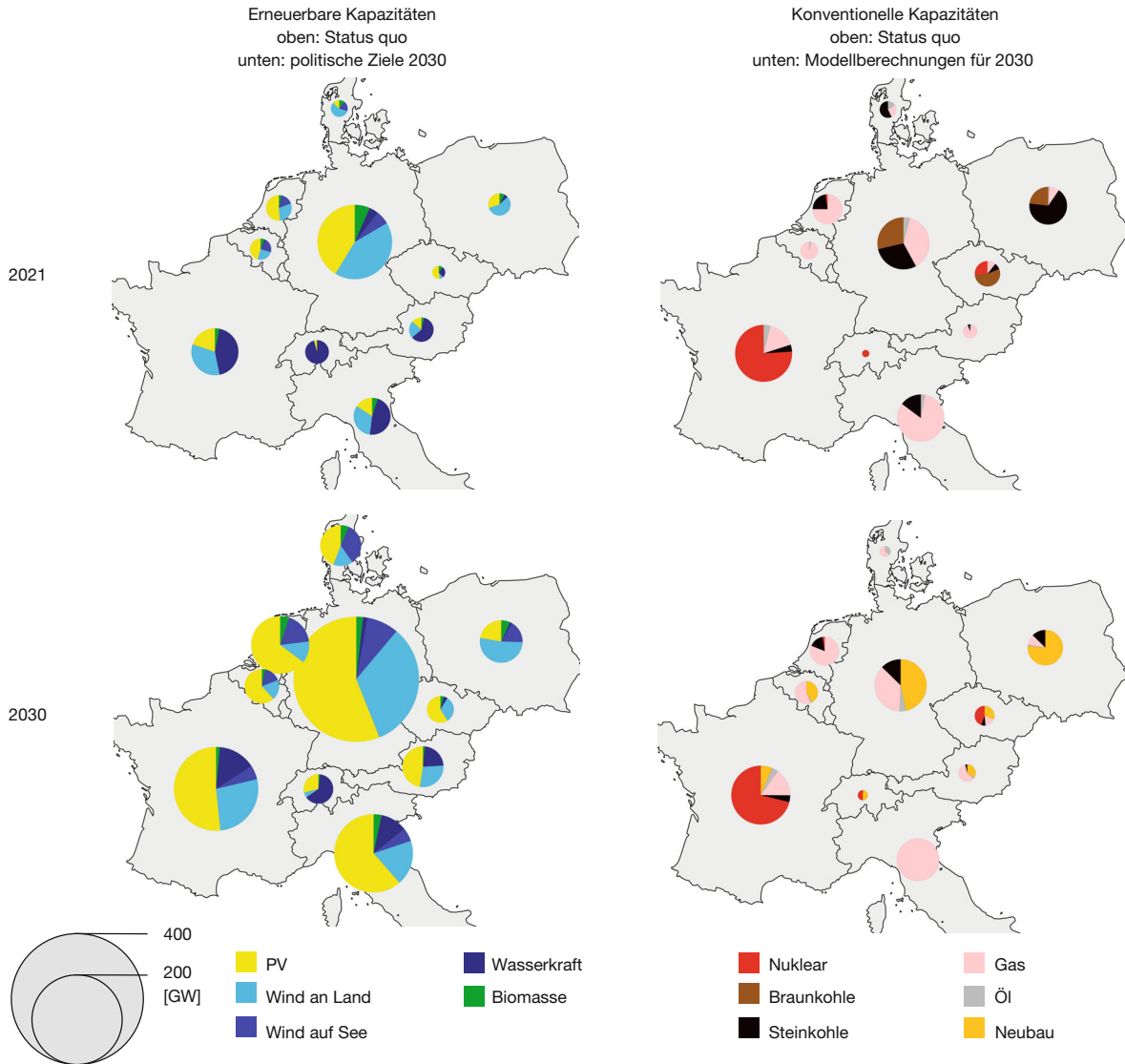
Auswirkungen auf den Strommarkt

In allen vier Szenarien steht einer jährlichen Gesamtnachfrage von etwa 750 TWh, inklusive der im Modell bestimmten Nachfrage für Stromspeicher (etwa 25 TWh) und Elektrolyseure (etwa 20 TWh), eine verfügbare Stromerzeugung von 588 TWh aus erneuerbaren Energien gegenüber, wovon mit 20 TWh ein Teil nicht genutzt werden kann und abgeregelt wird. Es bleibt daher eine nicht erneuerbare Stromlücke (vgl. residuale Last in Abbildung 1) von etwa 150 TWh, die über Speicher, Importe oder fossile Stromerzeugung gedeckt werden muss.² Bei einem jährlichen Nettozubau an erneuerbaren Energien von 50 TWh, wie er nach 2030 weiterhin angestrebt wird, könnte bei ausreichender Flexibilisierung ein 100 % erneuerbares Stromsystem bis 2035 erreicht werden.

Die Preisannahmen für fossile Energieträger in den Szenarien bestimmen, zusammen mit der Entscheidung über

² Ein Teil der Stromerzeugung in Gaskraftwerken wird 2030 bereits mit (importieren) klimaneutralen Wasserstoff oder Ammoniak erfolgen. Grüner Ammoniak erreicht bei einem Importpreis von etwa 100 Euro/MWh (Egger et al., 2022b) die variablen Stromerzeugungskosten von Erdgas – mit einem Preis von 65 Euro/MWh – bei einem CO₂-Preis von gut 200 Euro/t.

Abbildung 2
Erneuerbare und konventionelle Kraftwerkskapazitäten

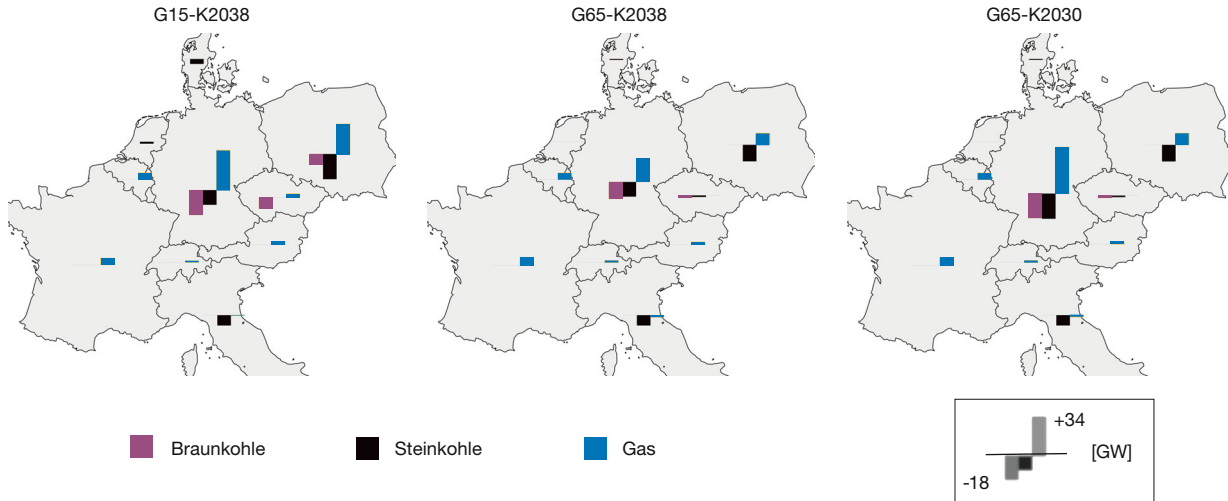


Quelle: ENTSO-E Transparency Platform (2022), ENTSO-E and ENTSOG (2022) und eigene Abbildung.

Neubau und Weiterbetrieb von Erzeugungskapazitäten, welcher Teil der residualen Stromnachfrage durch die Verstromung von Erdgas, Steinkohle und Braunkohle gedeckt wird. In Szenario G15-K2038 wird fast ausschließlich Gas eingesetzt, während die verbleibenden Steinkohlekraftwerke nur etwa 200 Volllaststunden betrieben werden (vgl. Abbildung 5). In beiden Szenarien mit höheren Gaspreisen sind 2030 ein Teil der Braun- und Steinkohlekraftwerke noch in Betrieb, entsprechend dem bisherigen Kohleausstiegspfad für 2038. Im Szenario G40-K2038 ist die Verstromung von Gas um 30 TWh geringer als im Szenario G15-K2038. Im Gegenzug sind die Erzeugung in Steinkohlekraftwerken mit etwa 2.000 Volllaststunden sowie die Stromimporte höher. Braunkohlekraftwerke werden nur mit geringen Volllast-

stunden weiterbetrieben. Im Szenario G65-K2038 werden die verbleibenden 9 GW an Braunkohlekraftwerken günstiger als Gaskraftwerke und ersetzen mit einer Erzeugung von gut 42 TWh sowohl Gasverstromung als auch Stromimporte. Der steigende Anteil der Kohleverstromung führt zu höheren direkten CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung von 8 Mt in G40-K2038 und 38 Mt in G65-K2038 (vgl. Abbildung 5). Szenario G65-K2030 betrachtet die Auswirkungen eines politisch forcierten Kohleausstiegs bis 2030 trotz der Erwartung hoher Importpreise für Gas. Die Ergebnisse zeigen, dass Erzeugungsmengen und Emissionen ähnlich dem Szenario G15-K2038 mit einem marktgetriebenen Kohleausstieg sind. In allen Szenarien sind die Stromimporte zwischen 10 TWh bis 25 TWh größer als Stromexporte.

Abbildung 3
Zubau und Rückbau an konventionellen Kraftwerkskapazitäten



Quelle: Eigene Abbildung.

Neben dem CO₂-Preis haben die künftigen Brennstoffpreise einen entscheidenden Einfluss auf den Strompreis. Die Preis-Dauer-Linien in Abbildung 6 zeigen, dass erneuerbare Energien in allen Szenarien unter Einbezug des Stromhandels und des Speicherbetriebs in etwa 2.500 Stunden die komplette Nachfrage decken. Erneuerbare Energien werden nur in etwa 1.000 Stunden bei einem Strompreis von 0 Euro/MWh abgeregelt, da Elektrolyseure – unter der Annahme ausschließlich grüner Wasserstoffproduktion mit einer Zahlungsbereitschaft von 60 Euro/MWh – und Stromspeicher eine gewisse Flexibilität haben. Im Szenario G15-K2038 sind Gaskraftwerke in einem Großteil der verbleibenden Stunden mit einem Preis von 65 Euro/MWh bis 70 Euro/MWh preissetzend. Steinkohlekraftwerke und Spitzenlastkraftwerke (Gas und Öl) bestimmen den Strompreis nur in wenigen 100 Stunden.

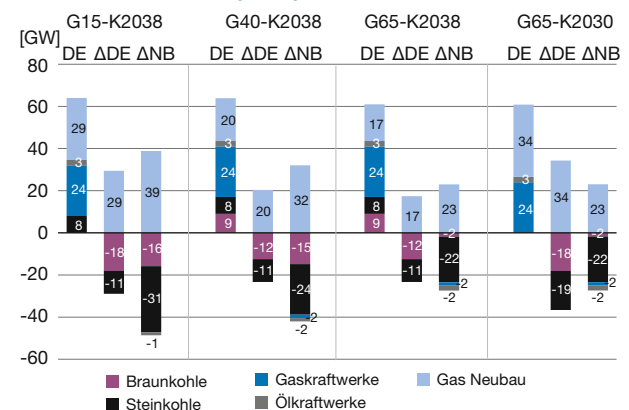
Höhere Preisannahmen für den Import fossiler Energieträger, speziell für Gas, würden deutliche Anstiege der Großhandelsstrompreise bewirken. Dies zeigt sich an den Preis-Dauer-Linien für die Szenarien G40-K2038 und G65-K2038. Die Durchschnittspreise steigen von 62,80 Euro/MWh in G15-K2038 auf 92,80 Euro/MWh, bzw. 121,40 Euro/MWh. Ein vorzeitiger Kohleausstieg 2030 führt bei gleichem CO₂-Preis zu einem nur geringfügigen Preisanstieg von 0,60 Euro/MWh, da die alternative Verstromung von Gas kaum teurer ist.

Auswirkungen höherer CO₂-Preise bei mehr Kohlestrom

Werden die Emissionsobergrenzen im europäischen Emissionshandel beibehalten, dürfte der CO₂-Preis in den Szenarien G40-K2038 und G65-K2038 aufgrund der höheren Emissionen bei Kohleverstromung ansteigen. In den Berechnungen haben wir diesen Effekt zunächst nicht be-

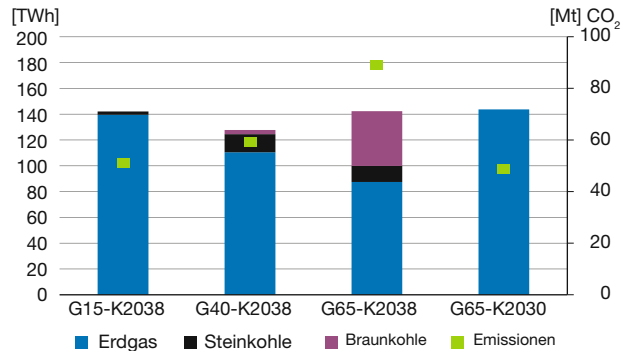
rücksichtigt. Die vorgestellten Szenarien betrachten somit implizit den Fall, dass die Emissionsobergrenzen um die zusätzlich durch die Kohleverstromung verursachten Emissionen erhöht – also de facto aufgeweicht – werden. Um auch den Fall zu beleuchten, dass dies nicht geschieht, haben wir in zusätzlichen Berechnungen die Auswirkungen höherer CO₂-Preise analysiert. Im Szenario G65-K2038 mit einem hohen Gaspreis führt die Annahme eines CO₂-Preises von etwa 200 Euro/t zu ähnlichen Investitionen und Erzeugungsmengen in den betrachteten Nachbarländern wie das Szenario G15-K2038, also in Deutschland annähernd zu einem marktgetriebenen Kohleausstieg 2030. In der Folge würde sich auch der Strompreis erhöhen und bei durchschnittlich 142,40 Euro/MWh liegen. Dieser Preis würde

Abbildung 4
Kapazität mit Zu- und Rückbau im Inland (ΔDE) und in Nachbarländern (ΔNB)



Quelle: Eigene Abbildung.

Abbildung 5
Erzeugungsmengen und Emissionen fossiler Kraftwerke in Deutschland 2030



Quelle: Eigene Abbildung.

sich einstellen, wenn unter den Akteuren im europäischen Emissionshandel keine anderen Betriebsstätten existieren, die niedrigere Grenzvermeidungskosten aufweisen und somit anstelle der Kohlekraftwerke die Emissionen reduzieren.

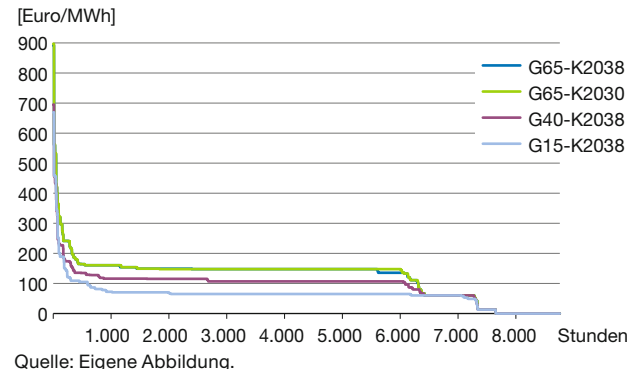
Die Betrachtung verdeutlicht, dass der Weiterbetrieb der Kohlekraftwerke potenziell zu sehr hohen CO₂-Preisen im europäischen Emissionshandel führt, was mit politischen Herausforderungen einhergehen dürfte. Es erscheint unwahrscheinlich, dass man einen entsprechend hohen CO₂-Preis auf europäischer Ebene schon 2030 hinnehmen wird. Diese möglichen Entwicklungen sollten unter Einbeziehung der Analyse des Emissionshandels und der anderen dem europäischen Emissionshandel unterliegenden Akteure genauer untersucht werden, um das Entscheidungsumfeld noch besser einschätzen zu können.

Regionales Stromsystem in Deutschland

Die nachhaltige Transformation des Stromsystems erfordert einen massiven Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, deren regionale Verteilung – insbesondere mit viel Windkraft in Norddeutschland – eine große Herausforderung an die Übertragungsnetze stellt. Da ein engpassfreier Stromnetzausbau für ein 100 % erneuerbares Stromsystem weder technisch noch ökonomisch sinnvoll ist, spielt die regionale Verteilung von konventionellen Erzeugungskapazitäten, flexibler Nachfrage, Stromspeichern und Elektrolyseuren eine wichtige Rolle für eine möglichst umfassende Nutzung der erneuerbaren Stromerzeugung.

Die regionale Verteilung der konventionellen Erzeugungskapazität und der damit verbundenen Flexibilität ist dabei in Zukunft besonders wichtig, da bei der Standortwahl als einziger begrenzender Faktor die lokale Verfügbarkeit von Gas und später Wasserstoff eine Rolle spielt. Abbildung 7 zeigt, dass die neue Kapazität an Gaskraftwerken von 17 GW in G65-K2038 bereits zu einer besseren regionalen Verteilung

Abbildung 6
Preis-Dauer-Linie für Strompreise in Deutschland nach Szenarien



Quelle: Eigene Abbildung.

der Erzeugungskapazität führen kann. Mit einem kompletten Kohleausstieg bis 2030 könnte die regionale Verteilung der Gaskraftwerksneubauten von 34 GW eine noch stärkere Erzeugungsbasis in Süddeutschland schaffen. Die damit verbundene Kostenersparnis im Gesamtsystem, z. B. durch effizienteres Engpassmanagement, ist bei der Entscheidungsfindung mit Blick auf den Kohleausstieg zu berücksichtigen.

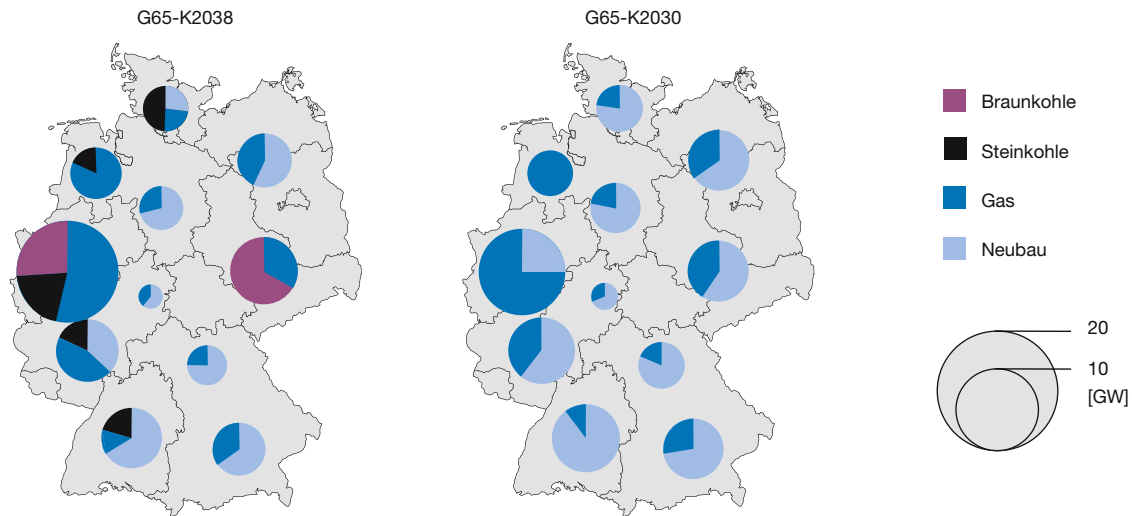
Um eine regionale Verteilung von neu zuzubauenden Kraftwerken zu erreichen, die sich stärker an der regionalen Verteilung der Stromnachfrage orientiert, ist es wichtig, regionale Anreize über Preissignale oder Netzentgelte zu schaffen. Sonst könnte der Zugang zu günstigem (Import)-Wasserstoff etwa in Küstennähe einen Zubau im Norden Deutschlands nahelegen, wodurch sich bestehende Engpässe verschärfen dürften. Allerdings ist die regional ausgewogene Ansiedlung nicht ausreichend, um auch den optimalen Betrieb der Kraftwerke sicherzustellen, wie Grimm et al. (2019, 2020) zeigen. Mechanismen zur Mobilisierung von regionaler Flexibilität müssten somit darüber hinaus entwickelt werden.

Diskussion

Bis zu dem russischen Angriff auf die Ukraine wurde bei der Analyse des Kohleausstiegs im Lichte der neuen Rahmenbedingungen an den globalen Energiemärkten für die Zukunft von niedrigen Gaspreisen in Europa ausgegangen. So sahen die Planungen für die Transformation im Stromsektor neue Gaskraftwerke zur Deckung der Nachfrage in Stunden mit einer geringen Erzeugung aus erneuerbaren Energien vor. Gaskraftwerke sind flexibler als Kohlekraftwerke, haben geringere direkte CO₂-Emissionen und können je nach Technologie mit begrenztem finanziellen Aufwand auf Wasserstoff umgerüstet werden. Daher sind sie für die Brückenfunktion in eine Stromversorgung mit 100 % erneuerbaren Energien prinzipiell gut geeignet. Außerdem könnte der Zubau von Gaskraftwerken in Deutschland regional ausgewogen erfolgen, wodurch strukturelle Netzengpässe reduziert würden.

Abbildung 7

Mögliche regionale Verteilung der Erzeugungskapazität in Deutschland



Aktuelle Prognosen gehen infolge des Ukrainekriegs jedoch zukünftig von höheren Importpreisen für fossile Energieträger aus, speziell für fossiles Flüssiggas, das als Ersatz der russischen Gasimporte beschafft werden soll. Dadurch verliert die Transformation mit Erdgas als Brücke die bisher mit einem steigenden CO_2 -Preis angenommenen wirtschaftlichen Vorteile gegenüber der Kohleverstromung. Wesentliche technische Vorteile als Übergangstechnologie hin zur Verstromung von klimaneutralem Wasserstoff sowie die Möglichkeiten mit Blick auf die bessere regionale Verteilung der Kraftwerkskapazitäten, die insbesondere bei einem schnellen Ausbau der Erneuerbaren Energien und mit begrenztem Netzausbau zum Tragen kommen, bleiben jedoch bestehen.

Unsere Berechnungen bieten eine Grundlage zur Einordnung und Bewertung der aktuellen Situation mit Blick auf den Kohleausstieg. Es zeigt sich, dass bei höheren Gaspreisen – anders als bei den niedrigen historischen Gaspreisen von etwa 15 Euro/MWh – der Kohleausstieg 2030 nicht bereits größtenteils durch die CO_2 -Bepreisung herbeigeführt würde. Im Gegenteil: Sogar der bereits beschlossene Ausstiegspfad bis 2038 müsste weiterhin aktiv durch Stilllegung von Kraftwerken umgesetzt werden, die am Markt auch bei hohen CO_2 -Preisen von über 100 Euro/t noch produzieren würden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei hohen zukünftigen Gaspreisen insbesondere Braunkohlekraftwerke trotz der CO_2 -Bepreisung in der Merit Order vor den Gaskraftwerken zum Zuge kommen und Investitionen in neue Gaskraftwerke ausbleiben könnten, da die Kostenvorteile gegenüber der Kohleverstromung zu gering wären. Entsprechend würden in Erwartung hoher Gaspreise ein Teil der Kohlekraftwerke weiterbetrieben und folglich auch (marktgetrieben) nicht in dem für einen Kohleausstieg not-

wendigen Umfang neue Gaskraftwerke zugebaut werden. Je höher der erwartete Gaspreis, desto stärker ist dieser Effekt und desto höher wäre der zu erwartende Anteil an Kohlestrom mit entsprechend höheren CO_2 -Emissionen 2030. Ein Blick auf die Ergebnisse für das europäische Ausland in diesen Szenarien zeigt, dass auch dort weniger Kohlekraftwerke zurückgebaut würden, teilweise um die Stromnachfrage in Deutschland zu decken. Insgesamt führen die hohen Gaspreise somit in Deutschland wie auch im Ausland zu einer längeren Nutzung der Kohlekraftwerke, wobei mangels Alternativen in der Stromerzeugung unter anderem die deutsche Nachfrage von diesen Kapazitäten bedient würde.

Würde man entscheiden, die Kohlekraftwerke in Deutschland – wie im Koalitionsvertrag als Ziel formuliert – bis 2030 stillzulegen, dürfte dies trotz einer Erwartung höherer Importpreise für Erdgas zu einem umfangreichen Zubau von Gaskraftwerken führen. Eine Voraussetzung dafür, dass dies marktgetrieben geschieht, wäre jedoch eine frühzeitige und verlässliche politische Entscheidung. Eine Substitution der entfallenden deutschen Kapazität an Kohlekraftwerken durch einen noch geringeren Rückbau ausländischer Kohlekapazitäten wäre aufgrund der beschränkten internationalen Übertragungskapazitäten der Stromnetze nicht zu erwarten. Daher ergeben die Berechnungen (marktgetrieben) einen umfangreichen Zubau von Gaskraftwerken, in etwa so wie es vor dem Angriff auf die Ukraine zu erwarten gewesen wäre. Es ist dennoch im Lichte der aktuellen Rahmenbedingungen neu zu bewerten, ob der Kohleausstieg 2030 durchgesetzt werden sollte.

Mit steigenden Gaspreisen könnten neben Braunkohlekraftwerken, je nach Verhältnis von Steinkohle- und Gaspreis auf dem Weltmarkt, auch Steinkohlekraftwerke an Attraktivität

gegenüber Gaskraftwerken gewinnen. In dem Fall könnte es mittelfristig sogar zu einem Rückbau von Gaskraftwerken – wie bis 2020 – kommen. Werden die Emissionsobergrenzen im europäischen Emissionshandel beibehalten, so würde je nach Umfang der zukünftigen Kohleverstromung der CO₂-Preis aufgrund der höheren Emissionen ansteigen. In den Berechnungen haben wir diesen Effekt zunächst nicht berücksichtigt, sondern denselben CO₂-Preis in allen Szenarien unterstellt. Dies wäre zu erwarten, wenn der europäische Emissionshandel aufgrund der Herausforderungen der Energiepreiskrise aufgeweicht, also die Emissionsobergrenze um die zusätzlich durch die Kohleverstromung verursachten Emissionen erhöht würde. Geschieht dies nicht, dürfte der CO₂-Preis deutlich steigen. In dem Szenario mit hohen Gaspreisen würden Kohlekraftwerke erst bei einem CO₂-Preis von etwa 200 Euro/t aus dem Markt gedrängt. Es erscheint unwahrscheinlich, dass man einen entsprechend hohen CO₂-Preis auf europäischer Ebene schon 2030 hinnehmen wird. Diese möglichen Entwicklungen sollten unter Einbeziehung der Analyse des Emissionshandels und der anderen dem europäischen Emissionshandel unterliegenden Akteure genauer untersucht werden, um das Entscheidungsumfeld besser einschätzen zu können.

Mit Blick auf 2035 zeigen verschiedene Studien, dass eine vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors bei dem aktuell angestrebten Zubau an erneuerbaren Energien realistisch ist (Agora Energiewende et al., 2022; DIW, 2022). Dies impliziert, dass spätestens 2035 die Gaskraftwerkskapazitäten zugebaut sein und größtenteils mit klimaneutralem Wasserstoff betrieben werden müssen. Vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen stellt dieses Ziel eine große Herausforderung dar. Neben den Entscheidungen und Investitionen im Stromsektor muss sichergestellt werden, dass die Versorgung der Kraftwerke mit klimaneutralem Wasserstoff spätestens 2035 gewährleistet ist. Entsprechend ist Sorge zu tragen, dass Wasserstoffnetz und -speicher etabliert und betrieben werden, sodass alle Gaskraftwerke – auch die, die notwendigerweise in Süddeutschland zugebaut werden – versorgt werden können. Je weniger Kraftwerkskapazitäten im Süden zugebaut werden, desto umfangreicher muss im Gegenzug das Stromnetz ausgebaut werden. Dieser Trade-off ist zu lösen und sollte in einer gemeinsamen Netzausbauplanung für Strom-, Gas- und Wasserstoffnetze frühzeitig adressiert werden. Um schon während der Transformation die Abhängigkeit von Erdgas in der Stromversorgung zu begrenzen, sollte zudem das Augenmerk pa-

rallel auf die Substitution durch zusätzliche Flexibilität von Angebot und Nachfrage gelegt und hierfür entsprechende Anreize geschaffen werden. Fest steht: Ob der Zubau von Gaskraftwerken marktgetrieben erfolgen kann und bereits vorhandene und potenzielle Flexibilität im Stromsystem effizient genutzt werden kann, hängt davon ab, ob zeitnahe klare politische Entscheidungen getroffen werden und ein zukunftsfähiges Strommarktdesign geschaffen wird.

Literatur

- Agora Energiewende, Prognos und Consentec (2022), Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann, <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-stromsystem-2035/> (13. Juli 2022).
- Ambrosius, M., V. Grimm, B. Rückel, C. Sölch und G. Zöttl (2017), Modellierung von liberalisierten Strommärkten – Herausforderungen und Lösungen, *Perspektiven der Wirtschaftspolitik*, 18(1), 2-31.
- Deutscher Bundestag (2022), Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor, Mai, <https://dserver.bundestag.de/btd/20/016/2001630.pdf> (13. Juli 2022).
- DIW (2022), Stromversorgung auch ohne russische Energielieferungen und trotz Atomausstiegs sicher – Kohleausstieg 2030 bleibt machbar, *DIW Aktuell*, 84, 20. April, https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.839634.de/diw_aktuell_84.pdf (13. Juli 2022).
- Egerer, J., V. Grimm, L. M. Lang und U. Pfefferer (2022a), The coal phase-out in central-western Europe under new framework conditions. Working Paper.
- Egerer, J., V. Grimm, K. Niazmand und P. Runge (2022b), The economics of global green ammonia trade – Shipping Australian wind and sunshine to Germany, https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4153386 (13. Juli 2022).
- Egerer, J., V. Grimm, T. Kleinert, M. Schmidt und G. Zöttl (2021), The Impact of Neighboring Markets on Renewable Locations, Transmission Expansion, and Generation Investment, *European Journal of Operational Research*, 292 (2), 696-713.
- ENTSO-E and ENTSG (2022), TYNDP 2022, <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/> (4. Juli 2022).
- ENTSO-E Transparency Platform (2022), Installed Capacity per Production Type, Year 2021, <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show> (4. Juli 2022).
- Flach, L., F. Teti, I. Gourevich, L. Scheckenhofer und L. Grandum (2022), Wie abhängig ist Deutschland von Rohstoffimporten? Eine Analyse für die Produktion von Schlüsseltechnologien, Ifo Institut.
- Grimm, V., A. Martin, M. Schmidt, M. Weibelzahl und G. Zöttl (2016), Transmission and generation investment in electricity markets: The effects of market splitting and network fee regimes, *European Journal of Operational Research*, 254(2), 493-509.
- Grimm, V., B. Rückel, C. Sölch und G. Zöttl (2019), Regionally differentiated network fees to provide proper incentives for generation investment, *Energy*, 177, 487-502.
- Grimm, V., B. Rückel, C. Sölch und G. Zöttl (2020), The Impact of Market Design on Transmission and Generation Investment in Electricity Markets, *Energy Economics*, 93, 104934.
- SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP (2021), Koalitionsvertrag 2021-2025, <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1> (13. Juli 2022).
- SVR – Sachverständigenrat zur Begutachtung der Gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2022), Konjunkturprognose 2022 und 2023, März.
- ÜNB (2022), Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Title: *The German Coal Phase-Out in 2030 Under Current Developments*

Abstract: *The Russian attack on Ukraine and the German energy industry's dependence on Russian gas are currently leading to a very tight supply situation, which could worsen in the coming winter. In the medium term, too, the import price for natural gas is likely to be significantly above historical levels as Europe becomes independent of Russian gas. These developments call for a reassessment of German energy policy, including for the energy transition in the power sector.*