

Mittelfristige Mobilisierung deutscher Erzeugungskapazität im europäischen Kontext

Lukas Maximilian Lang¹ (Autor), Jonas Egerer, Veronika Grimm, Ulrike
Pfefferer, Christian Sölch

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Lange Gasse 20, 90403 Nürnberg,
0049911530295413, lukas.m.lang@fau.de, <https://www.wirtschaftstheorie.rw.fau.de>

Kurzfassung:

Der mittelfristig gestiegene Gaspreis und die mögliche Knappheit an Ressourcen zwingt Deutschland seine energiepolitischen Entscheidungen zu überdenken, um die Folgen der Energiekrise abzuschwächen. Bei einer Knappheit und damit hohen Marktpreisen v.a. für Gas werden Investitionsanreize in diese „Brückentechnologie“ reduziert und emissionsintensive Kohleverstromung in Europa rückt zurück in den Fokus. Zu den in Deutschland diskutierten Handlungsoptionen, welche die verfügbare Erzeugungskapazität anpassen sollen, zählen (a) ein ambitionierterer Ausbau der Erneuerbaren Erzeugungsanlagen, (b) eine Verwendung von bereits existierenden Kohlekraftwerken, die gemäß dem Kohleausstiegspfad 2038 bereits stillgelegt werden sollten und (c) eine Laufzeitverlängerung der drei verbleibenden Kernkraftwerke über den Frühling 2023 hinaus. Es wird zusätzlich über die Möglichkeit (d) eines eigentlich anvisierten vollständigen Kohleausstiegs im Jahr 2030 diskutiert. Die vorliegende Forschung analysiert mit einem Strommarktmodell, welches marktgetriebene Kapazitätsentscheidungen endogen bestimmt, wie sich diese Handlungsoptionen im Jahr 2027 und 2030, d.h. in der mittleren Frist, auf Deutschland und seine Nachbarländer auswirken. Die Ergebnisse zeigen, dass die mögliche Realisierung der Handlungsoptionen nicht nur Deutschland selbst, sondern auch die Nachbarländer beeinflusst. Die mittelfristig stärkste Wirkung auf Strompreise, Emissionen und Investitionsanreize hat der ambitionierte Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland. Eine Laufzeitverlängerung von Atomkraftwerken beeinflusst ebenso Emissionen und Preisentwicklung, jedoch zeigen sich bereits 2030 andere negative Folgen wie eine Verdrängung von erneuerbarer Erzeugung zusätzlich zum steigenden Sicherheitsrisiko. Ein Kohleausstieg 2030 hat nur geringe negative Folgen für das europäische Stromsystem. Strompreise und Auslagerung von Emissionen würden nur minimal ansteigen, während Emissionen verursacht durch Stromerzeugung insgesamt sinken würden. Dadurch bleibt ein solcher Kohleausstieg 2030 realisierbar. Gaskraftwerke könnten sich mittelfristig dennoch als „Brückentechnologie“ darstellen, bis sie auf die Verwendung von grünem Wasserstoff umgerüstet werden. Dazu sind allerdings klare europaweite politische Entscheidungen zu treffen, da Gaskraftwerke in der Zwischenzeit durch die Unsicherheiten auf dem Strommarkt nicht ausreichend Deckungsbeiträge erwirtschaften könnten. Alle energiepolitischen Entscheidungen müssen in Europa koordiniert erfolgen, um die Ziele Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Preissenkung erfolgreich zu erreichen.

Keywords: Kraftwerke, Investitionen, Rückbau, Atomkraft, Kohleausstieg, Europa

¹ Jungautor

1 Einleitung

1.1 Angespannte Lage der Stromerzeugung infolge der Europäischen Energiekrise

Das europäische Stromsystem befindet sich in einer beschleunigten Transformation von einer Erzeugung mit fossilen Brennstoffen wie Kohle oder Gas hin zu einer emissionsfreien Stromerzeugung, hauptsächlich durch Photovoltaik und Windenergie. Diese Transformation wird durch die verbindlichen Ziele des Pariser Klimaschutzabkommen untermauert, worin ambitionierte Emissionsminderungsziele des Stromsektors formuliert sind. Die europäischen Staaten verfolgen dazu eigene Wege diese Ziele zu erreichen, sei es durch einen ambitionierten Ausbau von erneuerbarer Erzeugungskapazität oder durch den Ausbau der Kernenergie bei gleichzeitigem marktgetriebenem Rückbau von emissionsintensiven Anlagen². Um diese Pfade zu unterstützen soll die europäische Marktintegration als Flexibilitätsoption für Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz vorangetrieben werden [1], wodurch die Stromsektoren einzelner Länder immer weniger isoliert betrachtet werden können. Deutschland ist in diesem Zusammenhang als ein Land von zentraler Bedeutung zu sehen, da es selbst zu den größten Emittenten von CO₂ in Europa zu zählen ist [2] und eine strake Kopplung mit den Nachbarländern vorliegt. Durch den Krieg in der Ukraine und der resultierenden Verknappung von fossilen Brennstoffen bei einem gleichzeitig nur langsam anlaufenden Ausbau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen oder der Kernenergie ergibt sich nun jedoch eine veränderte Ausgangslage, nämlich kurz- bis mittelfristige Versorgungsengpässe bei der konventionellen Erzeugung sowie stark gestiegene Energiekosten und Strompreise [3], welche die Zustimmung der europäischen Transformationspfade in Frage stellen könnten. In diesem Zusammenhang wirkt sich vor allem die Gasknappheit auf die Versorgungslage aus. Gaskraftwerke werden als Brückentechnologie angesehen, da sie weniger CO₂-intensiv als Kohleverstromung sind und später auf grünen Wasserstoff umgerüstet werden könnten. Durch die gestiegenen variablen Kosten der Gasverstromung ergibt sich jedoch ein Fuel Switch in der Merit-Order von Gas- zu Kohlekraft. Dadurch sind Gaskraftwerke mit ihren hohen Grenzkosten zu vielen Zeitpunkten preissetzend und Strompreise entsprechend hoch. Braun- und Steinkohlekraftwerken wird die Möglichkeit eröffnet größere Deckungsbeiträge zu erwirtschaften, wodurch sich ein marktgetriebener Rückbau von Kohlekraftwerken erübrigen könnte. Die zum einen angespannte Versorgungslage und zum anderen CO₂- und kostenintensive Erzeugungssituation zwingt nun Deutschland und die anderen europäischen Staaten bereits abgeschlossene energiepolitische Entscheidungen neu zu bewerten und ggf. zu überdenken. Langfristig müssen nach wie vor Maßnahmen ergriffen werden, die eine emissionsfreie Erzeugung ermöglichen und einen Lock-In Effekt in emissionsintensiver Erzeugung vermeiden [4]. Kurzfristig kann ein erneut verstärkter Einsatz von zusätzlichen konventionellen Anlagen abgesehen von Gas stattfinden, da hier die Versorgungslage mit Brennstoff deutlich weniger angespannt ist als bei Gaskraftwerken. All diese energiepolitischen Maßnahmen verbinden

² Dieser marktgetriebene Rückbau kann z.B. durch die Einbeziehung der negativen Emissionsexternalitäten erfolgen, d.h. durch das EU-ETS, wodurch Grenzkosten der emissionsintensiven Anlagen steigen.

das Ziel Anlagen mit niedrigeren Grenzkosten in der Merit-Order vor Gaskraftwerken zu platzieren. Es ergibt sich also ein Zielkonflikt für die europäischen Staaten zwischen der kurzfristigen Verwendung von konventionellen Erzeugungsanlagen, die nicht so stark von einer angespannten Versorgungslage betroffen sind, und der langfristig bindenden Zielsetzung der Emissionsminderung und Klimaneutralität. Deutschland hat gemäß diesem Zielkonflikt eine Reihe an Maßnahmen formuliert, um die Energiekrise kurz- und mittelfristig zu überwinden:

- (1) Kurzfristig sollen Kernkraftwerke, die eigentlich keine rechtliche Grundlage für einen Regelbetrieb über das Ende des Jahres 2022 hinaus besitzen, eine verlängerte Laufzeit erhalten. Eine gänzliche Verschiebung des Atomausstiegs über den April 2023 hinaus ist nach wie vor Teil der politischen Diskussion.
- (2) Kohlekraftwerke, welche gemäß dem Kohleausstiegspfad 2038 stillgelegt werden sollten, sind in der Netzreserve im Knappheitsfall nun weiterhin als Erzeugungsanlagen verfügbar.
- (3) Ein deutlich ambitionierterer Ausbau von erneuerbaren Anlagen, vor allem Wind- und Photovoltaik soll verfolgt werden. Dazu wurden bereits Ziele und angepeilte Zubauten im Osterpaket der Bundesregierung formuliert [5].
- (4) Der ursprünglich für das Jahr 2030 anvisierte vollständige Kohleausstieg könnte bis zum Jahr 2038 verschoben werden, so wie die gesetzliche Grundlage es vorsieht. Es bleibt fraglich, ob ein solcher Kohleausstieg bereits im Jahr 2030 sinnvoll wäre oder sogar gänzlich vermieden werden sollte.

Betrachtet man diese potenziellen energiepolitischen Maßnahmen im europäischen Kontext, so wird klar, dass sich deren Auswirkungen nicht nur in Deutschland selbst, sondern auch in den Nachbarländern zeigen könnten. Es kann analysiert werden, wie sich die Maßnahmen auf das Strompreisniveau in Europa, die mittelfristigen Kapazitätsentscheidungen und damit Erzeugungsmengen und verursachten Emissionen von konventionellen Anlagen auswirken. Dazu soll in diesem Konferenzbeitrag eine ceteris-paribus Analyse der vorgestellten energiepolitischen Maßnahmen (1) – (4) durchgeführt werden. Unter zwei verschiedenen Szenarien zu externen Rahmenbedingungen, einem positivem und einem negativem³, kann ein Lösungsraum für die erwähnten Zielgrößen abgeschätzt werden. Dazu wird ein Strommarktmodell verwendet, das den Kern des europäischen Strommarktes mit nationalen Gebotszonen abbildet. Darin können – unter den verschiedenen Rahmenbedingungen und energiepolitischen Maßnahmen – marktgetriebene Kapazitätsentscheidungen, d.h. Investitionen und Rückbau, sowie Erzeugungsmengen und Emissionen endogen bestimmt werden. Eine genaue Beschreibung des Modells findet in Kapitel 3.2 statt. Dieser Beitrag schließt damit unmittelbar an [6] und [7] an. Zunächst wird auf die aktuelle einschlägige Forschung im Themenbereich eingegangen.

³ Das Szenario zu positiven Rahmenbedingungen umfasst eine um 10% gesunkenen Nachfrage im Vergleich zu den Prognosewerten aus dem TYNDP 2022 [9], ein planmäßiger Ausbau von erneuerbaren Anlagen in den Nachbarländern, normale Wetterbedingungen für die EE-Erzeugung und ein normaler Betrieb der Atomkraft in Frankreich. Das Szenario zu negativen Rahmenbedingungen umfasst die entsprechend gegensätzlichen Ausprägungen.

1.2 Literaturübersicht

Forschung zur Bewältigung der aktuellen Energiekrise ist den Umständen entsprechend noch sehr jung und nur in begrenztem Ausmaß verfügbar. Zum einen wird im Themenbereich der Folgen der Verknappung von natürlichen Ressourcen und Brennstoff das Thema Versorgungssicherheit analysiert [8]. Vor allem das Thema Nachfragereduktion wird dabei als ein zentraler Faktor zur Sicherung der Versorgung herausgestellt [9] [10]. Es erscheint daher sinnvoll in den externen Rahmenbedingungen der Analyse die Entwicklung der Stromnachfrage zu berücksichtigen [4]. Eng verwandt ist die Forschung zu den unmittelbaren Folgen dieser Knappheit an fossilen Brennstoffen durch das europäische Marktdesign. Strompreise steigen durch die Knappheit und die oftmals preissetzenden Gaskraftwerke stark an. Dies wird unter anderem in [8] und [11] analysiert. Diese Analysen finden zwar durchaus mit einer europäischen Perspektive statt, jedoch sind die energiepolitischen Maßnahmen die Folgen der Energiekrise angebotsseitig abzuschwächen nicht ausführlicher Bestandteil.

Ein zweiter Strang an Literatur befasst sich mit der mittelfristigen Transformation der Energieerzeugung. Aktuelle Literatur nach dem Jahr 2022 knüpft dabei an Forschung an, die sich bereits vor der Energiekrise z.B. mit den Perspektiven der Defossilisierung des Stromsektors und den marktgetriebenen Kapazitätsentscheidungen befasst hat [12] [13]. [14] beschreibt unter den alten Rohstoffkosten und der ursprünglichen Verfügbarkeit von Import eine Möglichkeit des Kohleausstiegs in Deutschland und dessen Potenzialen zur Emissionsreduktion. Die Schwierigkeit der Transformation als europäische Koordinationsfrage und Frage des grundlegenden Marktdesigns wird in [15] analysiert. Damit ergibt sich bereits in der Literatur vor dem Krieg in der Ukraine die oftmals fehlende internationale Perspektive bei der Transformation der europäisch nationalen Stromsektoren. Mit der aktuellen Knappheit der Ressourcen und den gestiegenen Energiekosten setzt sich nun die Forschung mit der ausgelösten Dringlichkeit der Anpassung der Angebotsseite in der mittel- bis langfristigen Perspektive auseinander. [16] beschreibt z.B. eine Möglichkeit des Kohleausstiegs in Deutschland im Jahr 2030 auch unter den neuen Gegebenheiten seit 2022. Ein ähnliches Ergebnis wird in [17] geliefert. Die aktuelle Forschung verbleibt in den meisten Fällen jedoch in einer nationalen Perspektive. So gibt es zu vielen europäischen Ländern Forschung zur mittelfristigen Gestaltung der Erzeugung, die sich oft auf energiepolitische Eingriffe beschränkt und die marktgetriebenen Kapazitätsentscheidungen vernachlässigt. [18] z.B. zeigt neben den kurzfristigen Preis- und Versorgungsentwicklungen auch die möglichen zukünftigen Schritte in Österreich. Der Zusammenhang mit den Entwicklungen und energiepolitischen Eingriffen in Deutschland wird betont, jedoch nicht im Detail herausgearbeitet. [19] zeigen am Beispiel von Kohleausstiegsszenarien einzelner Länder, dass nationale Entscheidungen stets Auswirkungen auf die Nachbarländer haben. Dies wird darin allerdings nicht im Hinblick auf die aktuellen und zukünftigen Rohstoffpreise und Handlungsoptionen diskutiert.

Der vorliegende Konferenzbeitrag vereinigt nun diese Perspektiven. Zum einen werden die aktuellen Entwicklungen der Energiekrise in Europa berücksichtigt, d.h. ein Anstieg der variablen Erzeugungskosten für konventionelle Erzeugung. Die Auswirkungen dieser Kosten in Verbindung mit den deutschen energiepolitischen Entscheidungsoptionen auf den Strommarkt werden in einem Strommarktmodell mit endogenen Kapazitätsentscheidungen analysiert. Somit sind marktgetriebene mittelfristige Perspektiven zu Erzeugung der betrachteten Länder zentral in dieser Analyse. Der betrachtete Strommarkt umfasst dabei nicht

nur ein Land, sondern Deutschland und seine Nachbarländer – das Herzstück des europäischen Strommarkts.

Die Analyse soll folgende Forschungsfragen beantworten:

- (1) Wie wirkt sich die mittelfristige Ausrichtung der deutschen Stromerzeugung auf den europäischen Strommarkt, d.h. nationale Strompreise und Erzeugungsmengen aus?
- (2) Wie werden marktgetriebene Kapazitätsentscheidungen beeinflusst?
- (3) Wie verhalten sich Emissionen? Sind Auslagerungseffekte von Emissionen zu beobachten?

2 Szenariendefinition

Wir betrachten in diesem Konferenzbeitrag die mittlere Frist. Dafür werden die Zieljahre 2027 und 2030 ausgewählt. Für die kurze Frist der aktuellen Lage ergeben sich andere Forschungsfragen, welche mit der in Kapitel 3 vorgestellten Methodik nicht ausreichend sinnvoll dargestellt werden können. Langfristig könnte sich das europäische Energiesystem erneut in einer anderen Lage befinden, da unter anderem Zubauten an Atomkraftwerken in einigen Ländern betrachtet werden müssen, welche bis 2030 nicht realistisch realisiert werden können. Ebenso sind die betrachteten energiepolitischen Handlungsoptionen nur bis zur mittleren Frist realistisch zu betrachten: Existierende Atomkraftwerke, deren Laufzeit verlängert sind und noch werden könnten, können über ein gewisses Datum hinaus nicht sicher betrieben werden, da deren Alter zu groß wird. Kohlekraftanlagen in der Netzreserve werden sich in der langen Frist über die durch den EU-ETS ausgelöste Steigerung in den variablen Erzeugungskosten und den fortgeschrittenen Ausbau der erneuerbaren Erzeugung nicht kostendeckend betreiben lassen, da eine Gasknappheit nicht mehr vorliegen wird und sich der Gaspreis der Lage entsprechend anpassen wird. Somit werden die Handlungsoptionen, welche in Tabelle 1 dargestellt sind, lediglich für die Jahre 2027 und 2030, also die mittlere Frist, als Szenarien formuliert.

Handlungsoption	Zieljahr	Delta installierte Leistung	
Ausbau der erneuerbaren Erzeugung	2027	verzögert	+ 95.2 GW
		ambitioniert	+ 138.7 GW
	2030	ambitioniert	+ 232.2 GW
Laufzeitverlängerung für Atomkraft	2027 & 2030	+ 4.1 GW	
Kohlekraft in Netzreserve	2027 & 2030	+ 2.7 GW	
Kohleausstieg	2030	- 16.7 GW	

Tabelle 1: Betrachtete Szenarien für Deutschland und zugehörige Änderung der installierten Erzeugungskapazität, basierend auf: [6], [7].

Die Handlungsoption des ambitionierten Ausbaus der erneuerbaren Erzeugung kann für das Jahr 2027 und 2030 betrachtet werden. Es wird angenommen, dass die ambitionierten Ausbaupläne in Deutschland gemäß [5] im Jahr 2030 erfüllt werden müssen, es im Jahre 2027

jedoch eine Verzögerung beim Ausbau ergeben könnte. Die zusätzlich installierte Leistung von bis zu 232.2 GW umfasst dabei aggregiert Photovoltaik sowie On-Shore und Off-Shore Windkraft. Die möglichen Szenarien zur Mobilisierung von konventioneller Erzeugungskapazität umfasst im Bereich Atomkraft die drei im Jahr 2023 noch laufenden Kraftwerke Isar 2 (1.41 GW), Neckarwestheim 2 (1.31 GW) und Emsland (1.34 GW) im Umfang von knapp 4.1 GW installierter Leistung in Summe. Dieses Szenario nimmt an, dass Sicherheitsüberprüfungen der Kraftwerke erfolgreich verlaufen und die gesetzliche Basis für einen Weiterbetrieb über den Frühling 2023 hinaus geschaffen werden kann. Mögliche Kosten und Risiken eines Weiterbetriebs können im Rahmen der hier vorgestellten Modellierung nicht berücksichtigt werden, dürfen bei einer Diskussion jedoch nicht vernachlässigt werden. In Folge wären Atomkraftwerke im Jahr 2027 und 2030 zu betreiben. Die Maßnahmen bzgl. zusätzlicher Kohlekraft sind sowohl für das Jahr 2027 und 2030 denkbar, jedoch nicht, wenn ein vorgezogener Kohleausstieg 2030, und damit eine Reduktion der installierten Leistung um 16.7 GW, stattfindet.

All diese Handlungsoptionen können isoliert betrachtet werden; zusätzlich wäre es denkbar, dass sie ebenso miteinander kombiniert werden. Die formulierten Szenarien werden in einem Strommarktmodell als Inputdaten festgelegt. Somit wird der Ausbau der erneuerbaren Erzeugung als exogen gegeben angenommen, da er stark politisch beeinflusst ist durch die EU-weiten neu formulierten Ausbaupläne. Kapazitätsentscheidungen werden im Modell später endogen und marktgetrieben bestimmt und haben den aktuellen Kraftwerkspark als Startpunkt. Die von den Maßnahmen betroffenen Kapazitäten aus Tabelle 1 werden dabei also fixiert. Da eine ceteris-paribus Analyse der Szenarien und deren Kombinationen vorgenommen wird, werden Handlungsoptionen in den europäischen Ländern abgesehen von Deutschland nicht berücksichtigt.

3 Methodik

3.1 Lösungsansatz über ein Strommarktmodell im europäischen Kontext

Der Lösungsansatz für den vorliegenden Konferenzbeitrag wird über eine ceteris-paribus Analyse mithilfe eines Strommarktmodells erstellt. Dazu werden die Szenarien aus Kapitel 2 als Inputdaten für das Modell formuliert und miteinander kombiniert. Es entstehen also Variationsmöglichkeiten bzgl. der äußeren Rahmenbedingungen (optimistisch und pessimistisch), dem Zieljahr (2027 und 2030) und den in Deutschland potenziell realisierten energiepolitischen Maßnahmen zur Mobilisierung von Erzeugungskapazität. Einen Überblick liefert dazu Abbildung 1. Alle Szenarien werden in Bezug zu einem jeweiligen Status-Quo des Stromsektors gesetzt, in dem keine der betrachteten energiepolitischen Maßnahmen verwendet wird. In allen betrachteten Maßnahmen sowie im Status-Quo sind gleiche CO₂-Preise pro Jahr angenommen. Ebenso wird der Grad der Sektorkopplung über Elektrolyse und Demand-Side-Response (Nachfrageflexibilisierung z.B. über E-Mobilität) konstant gehalten.

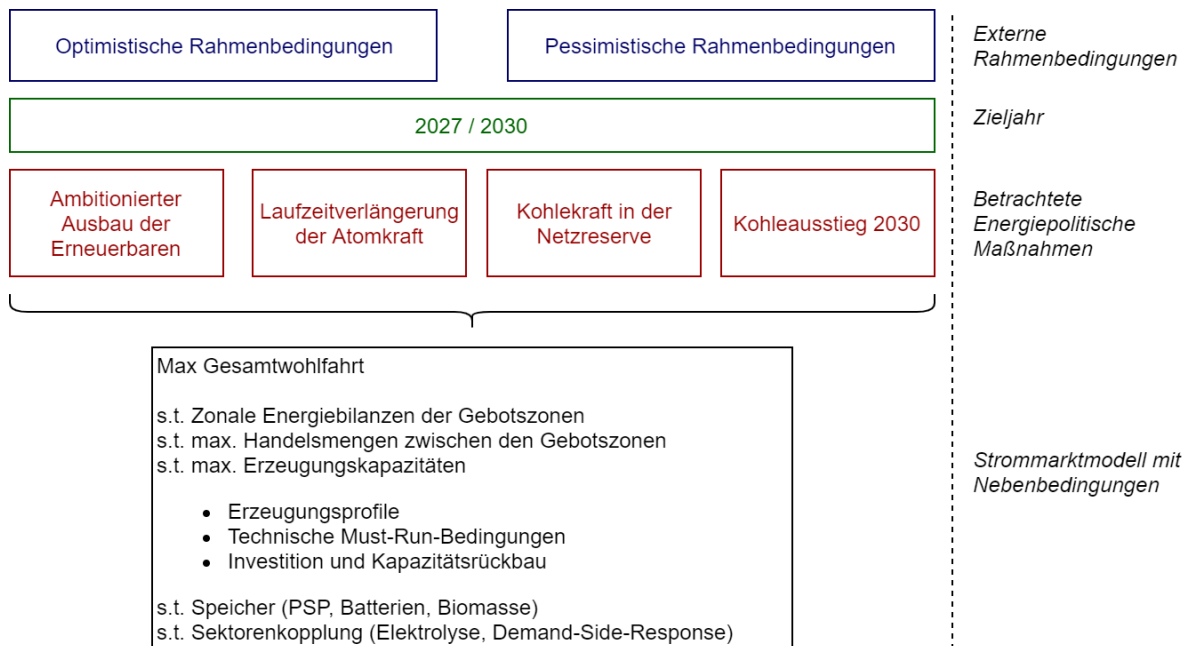


Abbildung 1: Szenariendefinition und Lösungsansatz.

Die erzeugten Szenarien werden in einem Strommarktmodell für Zentraleuropa verwendet. Das Modell ist mit einer quadratisch-konkaven Zielfunktion zur Maximierung der Gesamtwohlfahrt bei einer preiselastischen Nachfrage formuliert. Investitions- und Rückbauentscheidungen für konventionelle Kraftwerke werden marktgetrieben gelöst, d.h. sie sind endogen im Modell optimiert. Investitionsentscheidungen werden von privat agierenden Marktteilnehmern getroffen und erfolgen einmalig in Antizipation der am Strommarkt zu erwirtschaftenden Deckungsbeiträge. Es kann gezeigt werden, dass ein Wohlfahrtsmaximum äquivalent zu einem Gewinnmaximum der einzelnen Firmen ist [20]. Der zeitliche Optimierungshorizont beträgt ein Jahr in einzelne stündliche Zeitschritte unterteilt. Somit erfolgen Betrieb von Kapazitäten und Speichern unter der Annahme von „Perfect Foresight“ und für den Strommarkt wird vollständiger Wettbewerb angenommen. Damit sind alle Marktteilnehmer Preisnehmer. Investitionskosten für neue Erzeugungskapazität werden als Annuität mit einem Zinssatz von 0.05 berechnet.

3.2 Mathematische Modellformulierung

Wie bereits erwähnt werden Kapazitätsentscheidungen endogen über das verwendete Strommarktmodell bestimmt. Der Zeithorizont beträgt hierzu ein Jahr, welches zu einer diskreten Menge T mit stündlichen Entscheidungen und Handelsperioden umgeformt wird. Wir betrachten das europäische Stromsystem, welches aus Netzknoten N besteht, welche wiederum einer Menge an Gebotszonen Z zugeteilt werden können. Handelskapazitäten $K \subseteq Z \times Z$ zwischen diesen Zonen z und z' verweisen auf die maximal zulässig implizit gehandelte Strommenge \bar{f}_k mit $k = (z, z') \in K$. Darüber hinaus werden für jede Zone $z \in Z$ eine Menge an eingehenden (λ_z^{in}) sowie ausgehenden Handelskapazitäten (λ_z^{out}) definiert für alle Handelsflüsse $f_{t,k}$ auf der Handelskapazität $k \in K$ in der Stunde $t \in T$. Somit ergibt sich eine Netto-Handelsbilanz $Net_{z_i,t}$ für jede Zone $Z_i \in Z$ in jedem Zeitabschnitt $t \in T$ als Summe aus Import- und Exporthandelsflüssen. Nachfrage $d_{t,n}$ an jedem Netzknoten wird mit einer preiselastischen Nachfragefunktion $p_{t,n} = p_{t,n}(d_{t,n})$ modelliert. Stromnachfrage durch

Elektrolyseure $e \in E_n$ in der Stunde $t \in T$ am Knoten $n \in N$ ist mit $d_{t,e}^h$ notiert. Die Menge an konventionellen und erneuerbaren Erzeugern $g \in G_n$ am Netzknoten $n \in N$ beinhaltet bereits existierende Kraftwerke G_n^0 und Kraftwerke G_n^i , welche als neue Ausbaukandidaten bezeichnet werden. Somit gilt $G_n = G_n^0 \cup G_n^i$. Stromspeicher wie Batterien oder Pumpspeicherkraftwerke sind mit $s \in S_n$ bezeichnet. Variable Erzeugungskosten der erneuerbaren Erzeuger sind null, während konventionelle Erzeuger technologiespezifisch bei ihren variablen Erzeugungskosten c_g^{vc} variable Betriebs- und Wartungskosten einbeziehen müssen, wenn sie betrieben werden, d.h. kein Rückbau stattfindet. Alle Erzeuger $g \in G_n$ mit einer Erzeugungskapazität besitzen jährliche Fixkosten c_g^{om} , worin fixe Betriebs- und Wartungskosten enthalten sind. Es werden Verfügbarkeitsfaktoren $\alpha_{t,g}$ definiert, welche den maximal verfügbaren Anteil an der installierten Leistung pro Zeitabschnitt $t \in T$ angeben.

Gleichung (1) zeigt die resultierende Zielfunktion, wobei die Wohlfahrt als Differenz zwischen Konsumentenrente und Erzeugungs-, Betriebs- und Investitionskosten maximiert wird. Zusätzlich wird der Wert der betriebenen Elektrolyse mit einem Gegenwert p^h des aus Strom generierten Wasserstoffs betrachtet. Diese Elektrolyse erfolgt unter Berücksichtigung eines Wirkungsgrad η_e der jeweiligen Elektrolyseanlagen $e \in E_n$ am Knoten $n \in N$.

$$\begin{aligned} \psi := & \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} \left(\int_0^{d_{t,n}} p_{t,n}(\xi) d\xi - \sum_{g \in G_n} c_g^{vc} y_{t,g} \right) - \sum_{n \in N} \sum_{g \in G_n^0} c_g^{om} \bar{y}_g - \sum_{n \in N} \sum_{g \in G_n^i} (c_g^i + c_g^{om}) \bar{y}_g \\ & + \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} \sum_{e \in E_n} p^h \eta_e d_{t,e}^h \end{aligned} \quad (1)$$

Die Variable $y_{t,g}$ bezeichnet die Erzeugungsmenge eines konventionellen oder erneuerbaren Erzeugers $g \in G_n$ zum Zeitpunkt $t \in T$. Die Kapazitätsentscheidung für Erzeuger wird über die Variable \bar{y}_g getroffen, wobei ein Rückbau von Erzeugungskapazität, d.h. $\bar{y}_g < y_g^{max}$ stattfindet, wenn die anfängliche Erzeugungskapazität nicht ausreichend Deckungsbeiträge generiert um die Betriebskosten zu finanzieren. Neue Kapazität muss entsprechend die zusätzlichen Investitionskosten c_g^i decken. Im Marktgleichgewicht muss die Energiebilanz in jeder der Preiszonen $z \in Z$ in jedem Zeitabschnitt $t \in T$ ausgeglichen sein. Gleichung (2) zeigt diese Energiebilanz. Dabei ergibt sich eine Netto-Handelsbilanz in Gleichung (3) als Differenz zwischen den aus- und eingehenden Handelsflüsse. Eine positive Netto-Handelsbilanz zeigt somit an, dass die Exporte einer Zone $z \in Z$ die Importe in Zeitabschnitt $t \in T$ übersteigen. Diese Flüsse werden in Gleichung (4) beschränkt. Der maximale Wert für jeden Handelsfluss wird in diesem Zusammenhang als Net-Transfer-Capacity (NTC) definiert und ist in jede Flussrichtung als strikt positiv definiert. Als zusätzliche Stromnachfrage ist der Betrieb der Elektrolyse enthalten.

$$\sum_{n \in N \cap Z_i} \left(d_{t,n} + \sum_{s \in S_n} y_{t,s}^{out} + \sum_{e \in E_n} d_{t,e}^h \right) + Net_{Z_i,t} = \sum_{n \in N \cap Z_i} \left(\sum_{g \in G_n^0 \cup G_n^i} y_{t,g} + \sum_{s \in S_n} y_{t,s}^{in} \right) \quad (2)$$

für alle $Z_i \in Z, t \in T$

$$Net_{Z_i,t} = \sum_{k \in \lambda_{Z_i}^{out}} f_{t,k} - \sum_{k \in \lambda_{Z_i}^{in}} f_{t,k} \quad \text{für alle } Z_i \in Z, t \in T \quad (3)$$

$$f_{t,k} \leq \bar{f}_k \text{ für alle } k \in K, t \in T \quad (4)$$

Erzeugungsmengen werden somit pro Zeitabschnitt limitiert durch die getroffene Kapazitätsentscheidung \bar{y}_g unter der zeitabhängigen Verfügbarkeit $\alpha_{t,g}$ des jeweiligen Erzeugers, wie in Gleichungen (5) und (6) gezeigt.

$$\bar{y}_g \leq y_g^{max} \text{ für alle } n \in N, g \in G_n^0 \cup G_n^i \quad (5)$$

$$y_{t,g} \leq \bar{y}_g \alpha_{t,g} \text{ für alle } n \in N, g \in G_n^0 \cup G_n^i, t \in T \quad (6)$$

Strombedarf von Elektrolyseuren $e \in E_n$ wird durch die maximale Inputkapazität \bar{d}_e^h pro Zeitabschnitt unter der Berücksichtigung des individuellen Verfügbarkeitsfaktors $\alpha_{t,e}$ limitiert, so wie in Gleichung (7) dargestellt.

$$d_{t,e}^h \leq \bar{d}_e^h \alpha_{t,e} \text{ für alle } n \in N, e \in E_n, t \in T \quad (7)$$

Zuletzt beschreiben die Gleichungen (8) bis (11) den Betrieb von Stromspeichern. Dazu wird eine intertemporäre Speichergleichung aufgestellt, sowie die Ladekapazität und die maximale Lade- und Entladeleistung beschränkt. Zusätzlich wird die Entladeleistung mit einem Wirkungsgrad η_s für jeden Speicher $s \in S$ limitiert. Die Ladung bzw. Entladung wird aus Sicht des Stromsystems betrachtet.

$$y_{t,s}^{in} \leq \bar{y}_s^{in} \text{ für alle } n \in N, s \in S_n, t \in T \quad (8)$$

$$y_{t,s}^{out} \leq \bar{y}_s^{out} \text{ für alle } n \in N, s \in S_n, t \in T \quad (9)$$

$$y_{t,s}^{soc} \leq \bar{y}_s^{soc} \text{ für alle } n \in N, s \in S_n, t \in T \quad (10)$$

$$y_{t,s}^{soc} = y_{t-1,s}^{soc} + \eta_s y_{t,s}^{out} - y_{t,s}^{in} \text{ für alle } n \in N, s \in S_n, t \in T \quad (11)$$

Die Variablen in diesem Strommarktmodell werden als strikt positive Variablen definiert, worunter auch Nachfrage und Handelsflüsse inbegriffen sind.

$$\bar{y}_g \geq 0 \text{ für alle } n \in N, g \in G_n^0 \cup G_n^i \quad (12)$$

$$y_{t,g} \geq 0 \text{ für alle } n \in N, g \in G_n^0 \cup G_n^i, t \in T \quad (13)$$

$$d_{t,n} \geq 0 \text{ für alle } n \in N, t \in T \quad (14)$$

$$d_{t,e}^h \geq 0 \text{ für alle } n \in N, e \in E_n, t \in T \quad (15)$$

$$y_{t,s}^{in}, y_{t,s}^{out}, y_{t,s}^{soc} \geq 0 \text{ für alle } n \in N, s \in S_n, t \in T \quad (16)$$

$$f_{t,k} \geq 0 \text{ für alle } k \in K, t \in T \quad (17)$$

Nachdem nun das Modell mathematisch beschrieben ist, wird im anschließenden Kapitel auf die Datengrundlage der in diesem Konferenzbeitrag präsentierten Analyse eingegangen. Eine Übersicht über alle verwendeten Mengen, Parameter und Variablen ist in Tabelle 7 im Appendix 8 dargestellt.

4 Daten

Die Modellanwendung mit dem in Kapitel 3.2 beschriebenen Strommarktmodell umfasst den zentralen europäischen Strommarkt, d.h. Deutschland und seine direkten Nachbarländer Dänemark, die Niederlande, Belgien, Frankreich, die Schweiz, Österreich, Tschechien und Polen. Zusätzlich werden Italien, Schweden und Norwegen als Einheitspreiszonen berücksichtigt, da deren Märkte einen großen Einfluss auf die anderen Länder haben können, z.B. über einen hohen Anteil an Pumpspeicherkraftwerken oder Atomkraft. Diese Länder verfügen in der Praxis über eine andere Preiszonenkonfiguration ohne Einheitspreiszone um die internen Leitungsrestriktionen besser berücksichtigen zu können. Die nationalen Gebotszonen werden jedoch ohne Berücksichtigung interner Leitungen betrachtet, um einen Marktpreis für Elektrizität pro Gebotszone zu erhalten. Die Preiszonen handeln implizit die verfügbaren Handelskapazitäten zwischen den entsprechenden Ländern. Dazu werden die Werte aus dem Ten-Year-Network-Development-Plans (TYNDP) 2022 [21] für das Jahr 2030 angenommen. Der Marktpreis wird über den Schnittpunkt der Merit-Order mit der Residualnachfrage erzielt, wobei alle gebotenen Erzeugungsmengen frei transportierbar angenommen werden, entsprechend einer „Kupferplatte“. Dazu sind Annahmen zu der Berechnung der Erzeugungskosten der konventionellen Anlagen nötig. Tabelle 2 zeigt die zugrundeliegenden Rohstoffkosten pro Technologie.

[EUR/MWh]	Gas	Steinkohle	Braunkohle	Brennstäbe	Öl	Emissionszertifikate
Angenommener Preis 2027	60	20	6.5	1.7	45	100 EUR/t
Angenommener Preis 2030	40	10	6.5	1.7	45	114 EUR/t
Emissionsfaktor	0.20	0.34	0.41	-	0.27	-

Tabelle 2: Angenommene Rohstoffkosten für die Jahre 2027 und 2030 pro Technologie.

Die Erzeugungstechnologien richten sich nach dem aktuellen Stand der installierten Leistungen in Europa nach angepassten Daten der ENTSO-E Transparency Platform [22]. Sie werden darüber hinaus in zwei Altersgruppen unterteilt, um eine genauere Abbildung der nationalen Erzeugungsparks zu ermöglichen. Diese Daten dienen dann in Kombination mit dem technologiespezifischen Emissionsfaktor (gemessen in Tonnen CO₂ pro MWh), dem Wirkungsgrad und der variablen sowie fixen Betriebskosten (gemessen in EUR pro MWh) als Grundlage zur Berechnung der Erzeugungskosten. Für das Jahr 2027 ist beispielhaft die zugehörige Merit-Order Deutschlands in Abbildung 2 dargestellt, die sich aus diesen Inputdaten ergibt. Zusätzlich sind die möglichen energiepolitischen Handlungsoptionen für Deutschland eingeordnet, d.h. die zusätzlichen Atom- sowie Kohlekraftwerke. Der ambitionierte Ausbau von erneuerbarer Erzeugung beeinflusst lediglich die Residualnachfrage. Der Kohleausstieg im Jahr 2030 würde in der entsprechenden Abbildung mit Erzeugungskosten die Kohlekraftkapazitäten, also Braunkohle und Steinkohle aus der Merit-Order ausblenden.

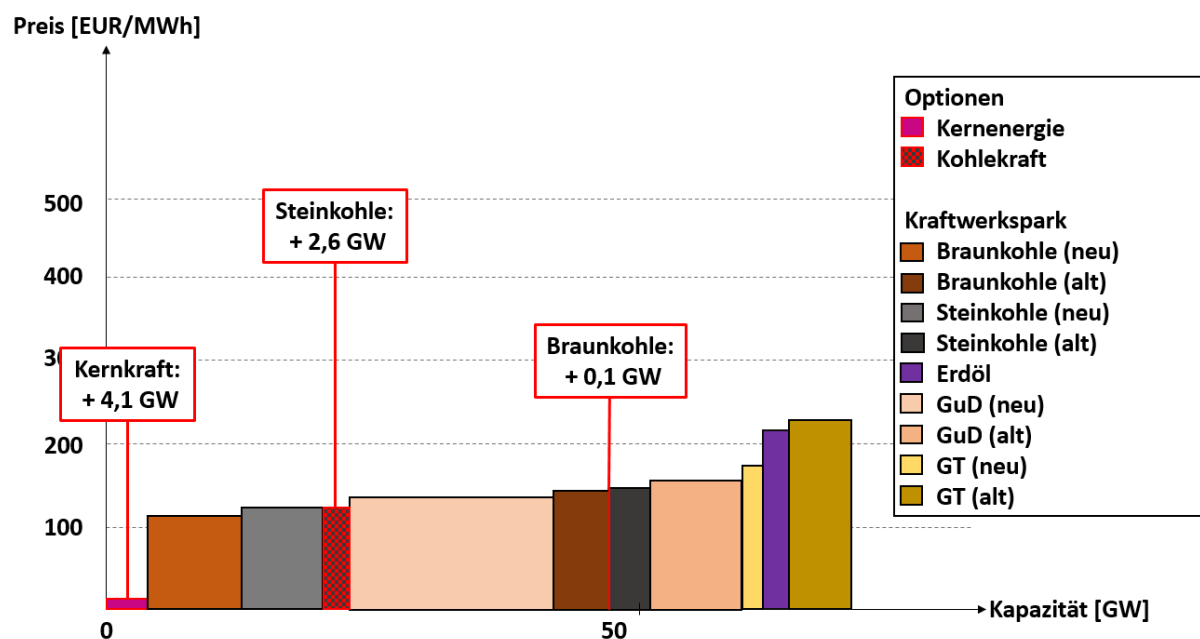


Abbildung 2: Angebotsseitige energiepolitische Handlungsoptionen in Deutschland eingeordnet in der prognostizierten Merit-Order der konventionellen Erzeugungskapazitäten für das Jahr 2027, Basierend auf: [7].

Erneuerbare Erzeugung ist dem Modell exogen gegeben. Dabei richten sich die installierten Leistungen an Photovoltaik, Wind On-Shore, Wind Off-Shore sowie Biomasse in Europa nach den Zielen des TYNDP 2022 von ENTSO-E mit dem Szenario „Distributed Energy“ für das Jahr 2030 [21]. Dies gilt ebenso für Stromspeicher, d.h. Pumpspeicher und Batterien, und Stromnachfrage. Bis zum Jahr 2027 wird vom Ausgangspunkt aus ein linearer Zubau angenommen. Für Deutschland sind die ambitionierten Ausbauziele an erneuerbaren Anlagen im Osterpaket der Bundesregierung [5] definiert. Für den verzögerten Ausbau wird entsprechend im Jahr 2027 eine langsamere Ausbaugeschwindigkeit angenommen. Die Erzeugungsprofile der Erneuerbaren Erzeugungstechnologien sind sowohl für die einzelnen Zonen differenziert als auch die deutschen innerhalb der Gebotszone. Somit werden unterschiedliche Volllaststunden erzielt. Die Stromnachfrage wird mit einem Referenzpreis von 110 EUR/MWh in 2027 und 93 EUR/MWh in 2030, sowie einer Preiselastizität von $\varepsilon = -0.01$ modelliert. Die positiven und negativen Rahmenbedingungen sind hinsichtlich der Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke, des Wetterjahres für erneuerbare Erzeugung und der Wirksamkeit von Nachfragesenkungen % [9] in Europa unterschieden.

5 Ergebnisse

Die Zielgrößen der Analyse dieses Konferenzbeitrags sind die Entwicklung der Strompreise, der Erzeugungsmengen der endogen bestimmten marktgetriebenen Kapazitätsentscheidungen sowie der daraus folgenden Emissionen im internationalen Kontext. Zunächst wird auf die Auswirkungen der energiepolitischen Maßnahmen auf Deutschland selbst eingegangen. Anschließend folgt eine Betrachtung der Auswirkungen auf das Ausland. Dabei spielt dann auch die Entwicklung der deutschen Handelsbilanz gegenüber den Nachbarländern eine zentrale Rolle.

5.1 Erzeugung und Preiseffekte in Deutschland

Ergebnis 1: Ein Teil der konventionellen Erzeugung wird in Deutschland bis 2027 marktgetrieben nicht mehr benötigt (Grund ist der anvisierte Ausbau der erneuerbaren Anlagen). Die diskutierten Handlungsoptionen haben unterschiedliche Auswirkungen auf den verbleibenden Erzeugungspark. Ein ambitionierter Ausbau der Erneuerbaren schon 2027 impliziert die geringste verbleibende konventionelle Erzeugung.

Die energiepolitischen Optionen in Deutschland werden für die Jahre 2027 und 2030 betrachtet. Somit ist die mittlere Frist dargestellt, in der Kapazitätsentscheidungen als Teil eines Marktgleichgewichts realisiert werden können. Der Erzeugungspark passt sich diesen Optionen entsprechend an. Sollte keine der Handlungsoptionen gezogen werden, so ist damit zu rechnen, dass ein vollständiger marktgetriebener Rückbau von Kohlekraftwerken weder im Jahr 2027 noch 2030 zu erwarten ist. Wie in Abbildung 2 schematisch zu sehen ist, befinden sich (neuere) Braunkohlekraftwerke mit Erzeugungskosten von 121,8 EUR/MWh und Steinkohlekraftwerke mit Erzeugungskosten von 127,1 EUR/MWh weit vorne in der Merit-Order der konventionellen Anlagen. Abhängig von der Entwicklung der Residualnachfrage erwirtschaften diese Kraftwerke somit genügend Deckungsbeiträge, um die existierende Kapazität zu betreiben. Die Frage bleibt also, ob die Handlungsoptionen diese Kraftwerkskapazitäten ausreichend aus der Merit-Order drängen können. Dies hängt auch von den zu erwartenden Rahmenbedingungen ab, d.h. ob ein positives Wetterjahr und eine effektive Nachfragesenkung gemäß der EU-Zielsetzung [9] vorliegt, sodass erneuerbare Anlagen eine möglichst geringe Residualnachfrage hinterlassen.

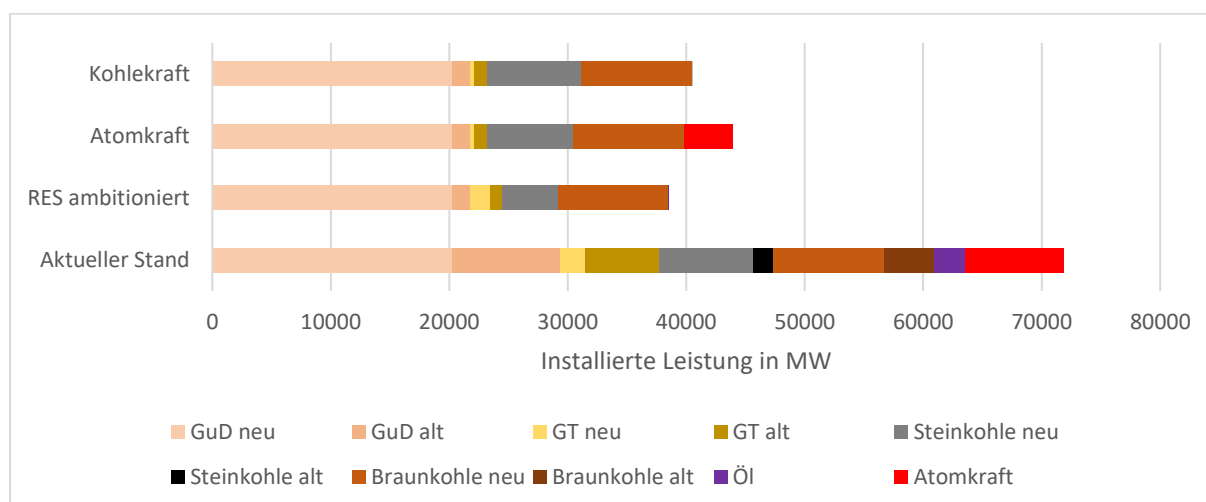


Abbildung 3: Endogene Kapazitätsentscheidungen nach energiepolitischer Handlungsoption in Deutschland geordnet nach Technologie für das Jahr 2027.

Abbildung 3 zeigt die Kapazitätsentscheidungen in Deutschland im Jahr 2027 abhängig von der möglichen Handlungsoption unter positiven Rahmenbedingungen. Grundsätzlich ist erkennbar, dass der anvisierte Ausbau der Erneuerbaren in jedem Fall einen großen Teil der aktuell installierten konventionellen Erzeugung unnötig macht. Hier liegt somit ein kompletter marktgetriebener Rückbau von älteren Kohlekraftanlagen in Höhe von 5,9 GW vor, die ansonsten gemäß dem Kohleausstiegsplans 2038 im Jahr 2027 noch im System verblieben wären. Ebenso werden im Vergleich ältere Anlagen an Gaskraftwerken rückgebaut, was auf den hohen Gaspreis und deren Position in der Merit-Order zurückzuführen ist.

Ein ambitionierter Ausbau der Erneuerbaren hat als erste betrachtete Handlungsoption darüber hinaus unabhängig von den angenommenen Rahmenbedingungen einen Effekt auf die marktgetriebenen Kapazitätsentscheidungen in Deutschland. Durch die signifikante Senkung der Residualnachfrage wird zusätzlich zu den älteren Braun- und Steinkohlekraftwerke auch ein Teil der neueren Kohlekraftanlagen rückgebaut, was eine Senkung von CO₂-Emissionen impliziert. Die Handlungsoption der Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke würde einen deutlich größeren Teil der Kohlekraftanlagen im Markt verbleiben lassen. Grund ist im Vergleich das niedrigere Ausmaß dieser Option verglichen zum ambitionierten Ausbau der Erneuerbaren. Zusätzliche Kohlekraftwerke als letzte Handlungsoption impliziert erwartungsgemäß den höchsten Bedarf an sonstigen konventionellen Anlagen. Damit ist in diesem Fall auch der höchste CO₂-Ausstoß zu erwarten.

Ergebnis 2: Bei den Erzeugungsmengen werden durch die Maßnahmen vor allem Kohleverstromung ersetzt, wobei zusätzliche Kohlekraftanlagen im Jahr 2027 kaum einen Effekt besitzen. Potenzial zur Emissionsreduktion haben zusätzliche Kernkraftwerkskapazität sowie ein ambitionierter Ausbau von Erneuerbaren.

Diese Erzeugungskapazitäten implizieren auch eine Veränderung der produzierten Strommengen und damit Emissionen pro Erzeugungstechnologie. Dazu zeigt Abbildung 4 die Veränderung (Delta) der erzeugten Strommengen im Vergleich zum Status-Quo für das Jahr 2027, in dem keine Handlungsoption wahrgenommen wird.

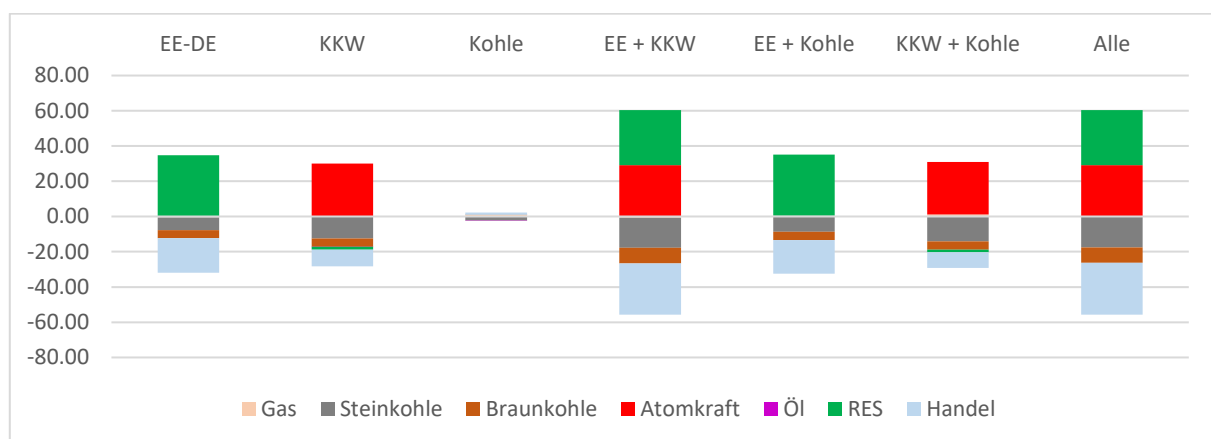


Abbildung 4: Veränderung (Delta) der Erzeugungsmengen in TWh im Vergleich zum Status-Quo bei verschiedenen Kombinationen der wahrgenommenen Handlungsoptionen für das Jahr 2027.

Zunächst fällt auf, dass die zusätzliche Kohlekraft in der Reserve keinen signifikanten Effekt auf die Erzeugungsmengen hat. Im Gegensatz dazu ersetzen sowohl der ambitionierte Ausbau der Erneuerbaren als auch die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke Erzeugung aus Stein- und Braunkohlekraftwerken, sowie den ansonsten nötigen Import aus den Nachbarländern. Ebenso verhalten sich die Kombinationen dieser Maßnahmen. Eine mögliche gleichzeitige Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke mit einem ambitionierten Ausbau der Erneuerbaren führt 2027 zu einem deutlichen Rückgang der Kohleerzeugung und des Imports von Strom. Die mittelfristigen marktgetriebenen Kapazitätsentscheidungen wirken sich auch auf die Emissionen in Deutschland aus. Tabelle 3 zeigt pro Maßnahme und bei verschiedenen Kombinationen die Emissionen. Sowohl Kernkraft als auch der ambitionierte Ausbau der erneuerbaren Erzeugung kann einen signifikanten Anteil der ansonsten anfallenden Emissionen verhindern. Der Grund dafür ist, dass beide Erzeugungskategorien die Merit-Order der konventionellen Anlagen verschieben, im Falle der erneuerbaren über eine Abnahme der

Residuallast. Somit sinkt die Auslastung der anderen Erzeugung. Den stärksten Effekt auf die Emissionen haben die zusätzlichen Kernkraftwerke, da diese unter Must-Run-Bedingungen erzeugen. Ein ambitionierter Ausbau von Erneuerbaren ist nach wie vor stark wetterabhängig, wodurch in Zeiten mit niedriger Erzeugung u.a. Kohlekraftanlagen hochgefahren werden müssen.

Mt CO ₂	Status-Quo	EE-DE	KKW	Kohle	EE+KKW	EE+Kohle	KKW + Kohle	Alle
Emissionen DE	63.4	53.1	49.3	62.1	41.4	52.4	48.4	41.4
Emissionen EU	105.5	103.5	103.6	106.7	102.0	104.4	104.8	102.0

Tabelle 3: Emissionen in Deutschland und den Nachbarländern nach energiepolitischer Handlungsoptionen für das Jahr 2027.

Ergebnis 3: Im Jahr 2030 stellen Gaskraftwerke marktgetrieben eine Brückentechnologie dar, um Schwankungen der erneuerbaren Erzeugung auszugleichen. Kohlekraftwerke werden fast vollständig gedrängt aus dem Markt gedrängt.

Mit der Perspektive auf das Jahr 2030 verändern sich zunächst auch die Kapazitätsentscheidungen, da der Ausbau der Erneuerbaren weit fortgeschritten ist und der Gaspreis im Vergleich zu den Jahren davor erwartungsgemäß fallen wird. Über die Jahre 2027 und 2030 hinweg kann man eine Transformation des Energiesystems in Deutschland weg von einem großen Anteil von Kohlekraft hin zu einem hauptsächlich erneuerbaren System erkennen. In manchen Stunden des Jahres verbleiben Gaskraftwerke als Brückentechnologie um die schwankende Erzeugung erneuerbarer Anlagen bei fehlender Flexibilisierung auszugleichen. Somit werden sich in Deutschland auch ältere GuD-Gaskraftwerke zusätzlich im Markt halten. Stein- und Braunkohle werden fast vollständig verdrängt und rückgebaut. Der Grund dafür ist der steigende CO₂-Preis und die im Vergleich günstiger werdenden Gaskraftanlagen.

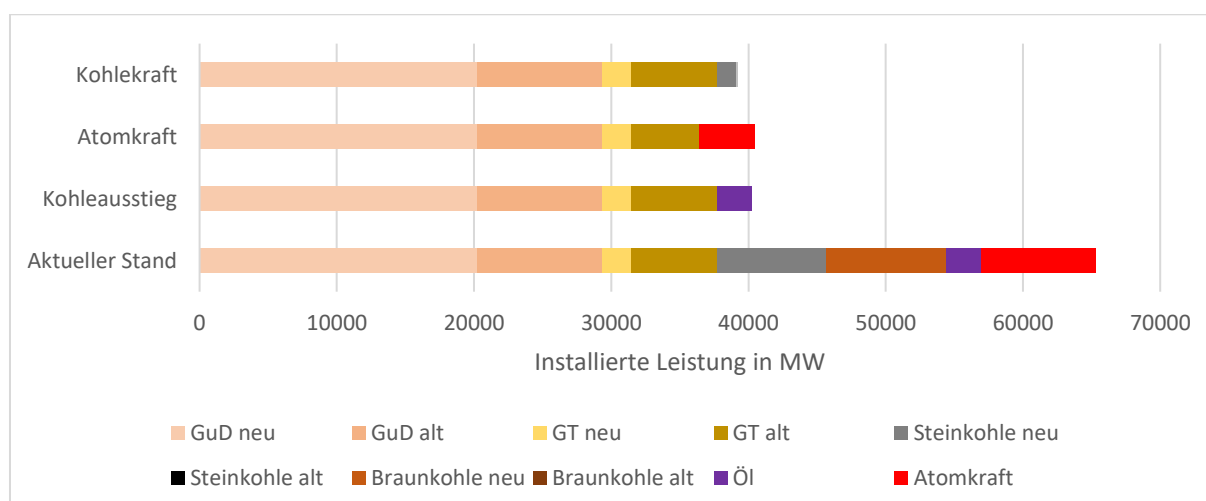


Abbildung 5: Endogene Kapazitätsentscheidungen nach energiepolitischer Handlungsoption in Deutschland geordnet nach Technologie für das Jahr 2030.

Insgesamt liegt der Bedarf an konventionellen Kraftwerken bei einer Leistung von ungefähr 40 GW, was sich im Vergleich zum Jahr 2027 nur geringfügig senkt. Bei gleichzeitig signifikant fortgeschrittenem Ausbau der Erneuerbaren wird jedoch zu einem geringeren Preisniveau

entsprechend mehr Strom nachgefragt. Wie Abbildung 5 zeigt, werden je nach energiepolitischer Handlungsoption andere Technologien einen geringen Teil dieser Nachfrage bedienen. Sollten Kohlekraftanlagen auch in 2030 in der Reserve zusätzlich verfügbar sein, so werden diese auch genutzt. Im Vergleich dazu ist bei einem Kohleausstieg eine andere Technologie zur Spitzendeckung nötig. Eine neue Investition in Gaskraftwerke wird aufgrund der vorhandenen Kapazitäten nicht nötig sein. Dadurch kommen Ölkraftwerke zur Verwendung und der erwartete Strompreis könnte im Vergleich höher sein. Eine genauere Analyse der Preiseffekte dazu folgt in Kapitel 5.3. Im Falle der Laufzeitverlängerung würden auch 2030 die Kernkraftwerke innerhalb ihrer technischen Rahmenbedingungen laufen.

Ergebnis 4: Erneuerbare Erzeugung würde im Jahr 2030 durch unflexible Erzeugung der Kernkraftwerke teilweise verdrängt werden. Emissionssenkungen sind durch einen Kohleausstieg sowie einer Laufzeitverlängerung von Kernkraft möglich. Zusätzliche Kohlekraftwerke haben kaum einen Effekt.

Durch den bis 2030 fortgeschrittenen Ausbau der erneuerbaren Erzeugung wird der größte Teil der konventionellen Erzeugungsmengen ersetzt. Zusätzliche Kohlekraftwerke haben in diesem Rahmen durch die hohen Erzeugungskosten kaum einen Effekt. Lediglich ein geringer Teil an Stromimporten kann ersetzt werden sowie Ölverstromung in Stunden mit Nachfragespitzen. Ein Kohleausstieg 2030 kann im umgekehrten Sinn durch vorhandene Handelsmöglichkeiten sowie Ölverstromung in einer geringen Anzahl an Stunden umgesetzt werden. Abbildung 6 zeigt erneut die Veränderung der Erzeugungsmengen im Vergleich zum Stand ohne gezogene Handlungsoption in Deutschland.

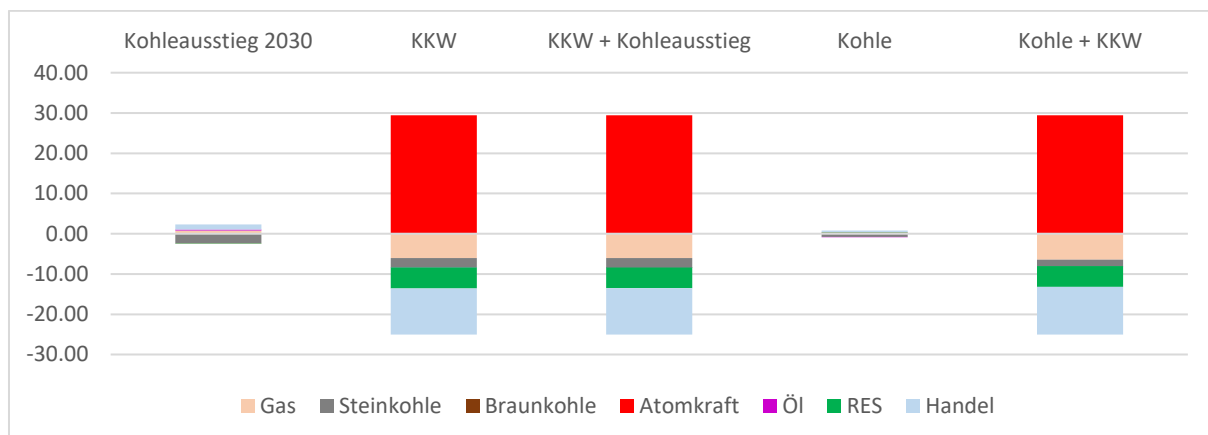


Abbildung 6: Veränderung der Erzeugungsmengen im Vergleich zum Status-Quo bei verschiedenen Kombinationen der wahrgenommenen Handlungsoptionen für das Jahr 2030.

Atomkraftwerke führen im Jahr 2030 zu einem Verdrängungseffekt für erneuerbare Erzeugung. Grund dafür sind die unflexiblen technischen Rahmenbedingungen von Kernkraftwerken wie Mindestlast und Dauer des Hoch- und Herunterfahrens. Allerdings wird auch Gasverstromung ersetzt, was insgesamt auf eine leicht verbesserte Emissionsbilanz hindeutet. Die möglichen Kombinationen der Maßnahmen haben eine entsprechend aufsummierte Wirkung.

Die CO₂-Emissionen aus dem Stromsektor werden sich im Jahr 2030 im Vergleich zu 2027 deutlich senken, da viel erneuerbare Erzeugung im System vorhanden sein wird. Im Vergleich der Handlungsoptionen hat lediglich die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken eine senkende Wirkung. Dies wird in Tabelle 4 ersichtlich. Im Vergleich zu 2027 ist dieser Effekt

nun aber deutlich geringer. Der Kohleausstieg 2030 kann ebenso einen Teil der Emissionen in Deutschland vermeiden und führt in Summe europaweit zu einer Reduktion an Emissionen.

Mt CO ₂	Status-Quo	Kohleausstieg 2030	KKW	KKW + Kohleausstieg	+ Kohle	Kohle + KKW
Emissionen DE	27.1	25.8	23.3	23.3	26.7	23.7
Emissionen EU	85.7	86.3	83.8	83.8	85.9	83.7

Tabelle 4: Emissionen in Deutschland und den Nachbarländern nach energiepolitischer Handlungsoptionen für das Jahr 2030.

5.2 Auswirkungen auf das Ausland

Ergebnis 5: Durch Stromhandel haben Kapazitätsentscheidungen und Handlungsoptionen in Deutschland einen Einfluss auf die Nachbarländer. Ambitionierter Ausbau von Erneuerbaren in DE kann europaweit zu Emissionssenkungen führen, da weniger Strom aus konv. Quellen gehandelt wird. Ein Kohleausstieg 2030 führt nur zu minimalen Auslagerungen von Emissionen.

Wie bereits angedeutet, haben die deutschen energiepolitischen Handlungsoptionen einen Einfluss auf Kapazitätsentscheidungen im Ausland. Die Märkte sind international gekoppelt – somit drücken sich Preisunterschiede zwischen Ländern in der Form von implizitem Stromhandel und Engpassrenten aus. Dadurch verändern sich Investitionsanreize in beiden betroffenen Gebotszonen. Zunächst lässt sich wie auch im Falle Deutschlands zeigen, dass ein großer Teil der konventionellen Erzeugung bereits im Jahr 2027 keine ausreichenden Deckungsbeiträge erwirtschaften kann und damit rückgebaut wird. Dies betrifft vor allem Braun- und Steinkohle, sowie einen Teil der Gaskraftwerke (Abbildung 7).

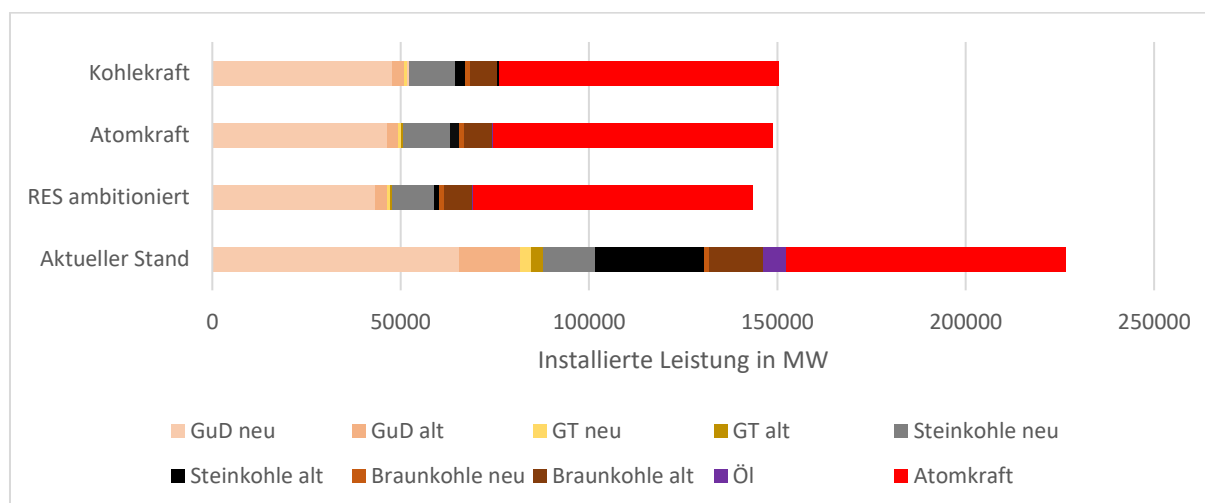


Abbildung 7: Endogene Kapazitätsentscheidungen nach energiepolitischer Handlungsoption in Europa (aggregiert) geordnet nach Technologie für das Jahr 2027.

Im Falle eines ambitionierten Ausbaus der Erneuerbaren in Deutschland sinkt in den europäischen Nachbarländern ebenso der Bedarf an Kohlekraftanlagen. Dies deutet wieder auf eine Senkung der verursachten Emissionen hin. In der mittleren Frist wird damit auch europaweit weniger Gas verstromt, wodurch die Versorgungssituation mit Gas entspannt werden könnte. Bei der Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken und der Verwendung von zusätzlichen Kohlekraftwerken werden im Vergleich jedoch im Ausland mehr konventionelle

Erzeugungsanlagen benötigt. Dies deckt sich mit den Ergebnissen in Deutschland und den daraus folgenden Handelsflüssen. Stromimporte nach Deutschland können bei der Maßnahme der Kohlekraftwerke in der Netzreserve kaum ersetzt werden, wie in Abbildung 4 gezeigt. Die daraus folgenden Emissionen (Tabelle 3) verhalten sich entsprechend der Erzeugungskapazitäten. Grundsätzlich können Emissionen durch die Maßnahmen in Deutschland auch in Europa gesenkt werden. Im Falle der zusätzlichen Kohleerzeugung wird zusätzliche konventionelle Erzeugung im Ausland angereizt, wodurch dann Strom nach Deutschland importiert wird.

Für das Jahr 2030 ist auch in den europäischen Nachbarländern Gasverstromung eine genutzte Brückentechnologie. Vor allem GuD-Kraftwerke werden im Vergleich zum aktuellen Stand der Erzeugung nach wie vor genutzt und nur in geringem Maß rückgebaut. Zubauten finden darüber hinaus in Ländern wie Polen statt, in denen alte Kohleerzeugung marktgetrieben ersetzt wird. Dies ist in Abbildung 8 aggregiert zu sehen.

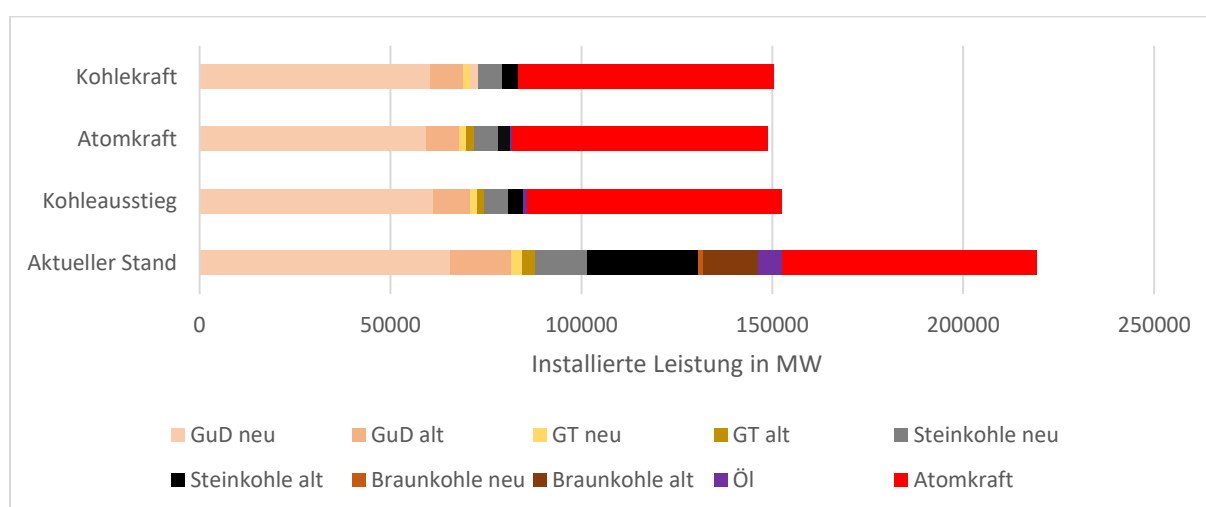


Abbildung 8: Endogene Kapazitätsentscheidungen nach energiepolitischer Handlungsoption in Europa (aggregiert) geordnet nach Technologie für das Jahr 2030.

Im Falle eines Kohleausstiegs 2030 in Deutschland werden, wie in Tabelle 4 ersichtlich, nur eine geringe Menge an Emissionen in das Ausland verdrängt. Die Notwendigkeit einer leichten Zunahme an Stromimporten Deutschlands aus den Nachbarländern besteht im Falle des Kohleausstiegs 2030 und der Verwendung von zusätzlicher Kohlekraft, welche 2030 gemäß dem Ausstiegsplan bis 2038 bereits hätte stillgelegt werden sollen. Nachbarländern könnten diese Emissionen selbst durch einen möglichen noch ambitionierteren Zubau der Erneuerbaren selbst vermeiden. Dies deutet in jedem Fall auf einen deutlichen Koordinationsbedarf zwischen den europäischen Ländern hin. Zuletzt wird im folgenden Kapitel analysiert, wie sich diese Kapazitätsentscheidungen auf die Strompreise in Europa ausdrücken.

5.3 Preiseffekte

Ergebnis 6: Preissenkungseffekte ergeben sich durch die diskutierten Maßnahmen außer durch zusätzliche Kohlekraftanlagen. Das Preisniveau in den Nachbarländern wird entsprechend ebenso gesenkt. Ein Kohleausstieg 2030 führt nur zu einer geringen Zunahme an Strompreisen in Europa, während eine Laufzeitverlängerung von Atomkraftwerken 2030 einen deutlichen geringeren Preissenkungseffekt besitzt.

Eine Grundlage der Kapazitätsentscheidungen sind die erzielten Marktpreise in den europäischen Gebotszonen. Preiseffekte sind ebenfalls hinsichtlich der Endkonsumentenpreise von zentraler Bedeutung der energiepolitischen Maßnahmen. So soll durch Mobilisierung mittelfristig ein deutlich niedrigeres Strompreisniveau als aktuell in Europa erreicht werden. Im Jahr 2027 ist das generelle Preisniveau in Europa noch höher als im Jahr 2030. Diese Preise werden im Durchschnitt über ein Jahr in Tabelle 5 dargestellt. Es wird ersichtlich, dass die deutschen Handlungsoptionen durchaus einen signifikanten Senkungseffekt auf den durchschnittlichen Strompreis haben können. Vor allem der Ausbau der erneuerbaren Erzeugung hat einen starken Effekt auf die Strompreise. Dieser Effekt basiert auf der Annahme von positiven Rahmenbedingungen. Tabelle 8 (und für 2030 Tabelle 9) im Anhang zeigt unter negativen Rahmenbedingungen, dass dieser Effekt bei einem schlechten Wetterjahr geringer ausfallen könnte. Zusätzliche Kohlekraftwerke in Deutschland zeigen wie bei den marktgetriebenen Kapazitätsentscheidungen in Europa auch beim Strompreis kaum einen Effekt. Es ist zu beobachten, dass Länder mit einem bereits 2027 großen Anteil an erneuerbarer Erzeugung (Dänemark, Österreich) einen im Durchschnitt niedrigeren Strompreis zu erwarten haben. Andere Länder mit einem großen Anteil an konventionellen Anlagen abgesehen von Atomkraft (Polen, Tschechien, Belgien) zeichnen sich durch einen höheren prognostizierten Strompreis aus.

Optionen DE 2027	Erneuerbare	-	x		x	x	x	x	
	Atomkraft	-	x		x	x	x	x	
	Kohle	-		x		x	x	x	
Durchschnittspreis (EUR/MWh)	DE	86.9	75.9	78.7	86.9	68.3	75.9	78.7	68.2
			-12.7%	-9.5%	0.0%	-21.4%	-12.7%	-9.5%	-21.5%
	FR	53.8	49.9	51.3	53.83	47.01	50.01	51.30	47.07
			-7.2%	-4.7%	0.1%	-12.6%	-7.0%	-4.6%	-12.5%
	NL	88.88	80.34	82.48	88.88	73.99	80.34	82.49	73.98
			-9.6%	-7.2%	0.0%	-16.8%	-9.6%	-7.2%	-16.8%
	BE	90.47	82.14	84.21	90.49	75.89	82.19	84.23	75.93
			-9.2%	-6.9%	0.0%	-16.1%	-9.2%	-6.9%	-16.1%
	DK	52.70	47.65	49.11	52.70	43.81	47.69	49.11	43.80
			-9.6%	-6.8%	0.0%	-16.9%	-9.5%	-6.8%	-16.9%
	CH	68.70	60.52	63.12	68.72	55.46	60.59	63.14	55.49
			-11.9%	-8.1%	0.0%	-19.3%	-11.8%	-8.1%	-19.2%
	AT	68.18	59.09	62.47	68.16	53.97	59.03	62.44	53.86
			-13.3%	-8.4%	0.0%	-20.8%	-13.4%	-8.4%	-21.0%
	CZ	93.72	85.74	86.57	93.79	79.23	85.92	86.64	79.37
			-8.5%	-7.6%	0.1%	-15.5%	-8.3%	-7.6%	-15.3%
	PL	140.15	140.04	140.10	140.19	140.02	140.10	140.14	140.08
			-0.1%	0.0%	0.0%	-0.1%	0.0%	0.0%	0.0%

Tabelle 5: Durchschnittliche Strompreise in Deutschland für das Jahr 2027 in Abhängigkeit der getroffenen energiepolitischen Maßnahmen unter positiven Rahmenbedingungen. Angelehnt an: [7].

Die starke Marktintegration mit dem deutschen Stromsystem zeigt sich in einer Abhängigkeit der europäischen Strompreise vom deutschen. Sowohl der ambitionierte Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland als auch die Laufzeitverlängerung von Atomkraftwerken haben einen signifikanten Effekt auf die Strompreise v.a. der Länder mit großer interzonaler Handelskapazität (Österreich, Niederlande) und der Länder mit einem großen Anteil konventioneller Kapazitäten (Belgien, Tschechien). Das Ergebnis motiviert vor allem in letzteren Ländern einen eigenen ambitionierteren Ausbau der erneuerbaren Erzeugung. Durch die deutschen Maßnahmen kann zwar deren Strompreisniveau gesenkt werden, jedoch verbleibt deren Preisniveau im Vergleich auf einem hohen Niveau. In der Theorie ist eine starke Marktintegration zwischen Preiszonen positiv zu bewerten hinsichtlich Preiskonvergenz und Wohlfahrtseffekten [23]. Polen, das eine restriktive Handelspolitik bzgl. Elektrizität betreibt, weißt somit wenig Preissenkungspotenzial auf. Diese grundsätzlichen Tendenzen werden auch im Jahr 2030 bestätigt. Insgesamt wird in allen Ländern ein fortschreitender Ausbau der Erneuerbaren, ein sinkende Rohstoffpreise und die Flexibilisierung des Stromsektors zu einer Senkung der Marktpreise im Vergleich zu den Vorjahren führen. Dies wird in Tabelle 6 dargestellt. Zusätzliche Kohlekraftwerke haben ebenso wie im Jahr 2027 keinen signifikanten Effekt auf die Großhandelsstrompreise in Deutschland und Europa. Der Ausbau der Erneuerbaren sollte nun soweit fortgeschritten sein und CO₂-Preise so angestiegen sein, dass Kohlekraftanlagen nur noch in wenigen Stunden des Jahres überhaupt produzieren.

Optionen DE 2030	Kohleausstieg	-	x		x		
	Atomkraft	-	x		x	x	
	Kohle	-		x		x	
Durchschnittspreis (EUR/MWh)	DE	65.7	66.3	61.3	65.6	61.3	60.9
			1.1%	-6.7%	0.0%	-6.7%	-7.2%
	FR	62.54	62.73	61.06	62.57	61.06	60.98
			0.3%	-2.4%	0.0%	-2.4%	-2.5%
	NL	74.52	75.04	72.28	74.54	72.28	72.03
			0.7%	-3.0%	0.0%	-3.0%	-3.3%
	BE	78.14	78.66	76.13	78.17	76.13	75.87
			0.7%	-2.6%	0.0%	-2.6%	-2.9%
	DK	35.64	35.86	33.15	35.70	33.15	32.94
			0.6%	-7.0%	0.2%	-7.0%	-7.6%
CH	63.72	64.16	60.82	63.71	60.82	60.62	
		0.7%	-4.5%	0.0%	-4.5%	-4.9%	
AT	60.14	60.68	56.61	60.09	56.61	56.36	
		0.9%	-5.9%	-0.1%	-5.9%	-6.3%	
CZ	91.57	91.60	90.24	91.62	90.24	90.23	
		0.0%	-1.5%	0.1%	-1.5%	-1.5%	
PL	115.71	115.63	115.75	115.73	115.75	115.78	
		-0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	

Tabelle 6: Durchschnittliche Strompreise in Deutschland für das Jahr 2030 in Abhängigkeit der getroffenen energiepolitischen Maßnahmen unter positiven Rahmenbedingungen. Angelehnt an: [7], [6].

Der Kohleausstieg im Jahr 2030 würde in diesem Zusammenhang nur eine geringe Preissteigerung in Deutschland von prognostizierten 1.1% bedeuten. Auch auf die Nachbarländer sind die Preiseffekte gering. Man kann somit das Fazit ziehen, dass ein Kohleausstieg bereits im Jahr 2030 machbar ist. Dieser Ergebnis deckt sich mit anderen Forschungsarbeiten wie [16] und [6]. Atomkraftwerke haben je weiter man in die Zukunft blickt einen immer geringeren Effekt auf das Stromsystem. Bereits 2030 sind Preissenkungseffekte deutlich geringer als in 2027. Man sollte somit genau zwischen sinkendem Nutzen der Laufzeitverlängerung und steigenden Risiken abwägen.

6 Diskussion der Ergebnisse

In den Ergebnissen kann gezeigt werden, dass die mittelfristige Mobilisierung von Erzeugungskapazität, die Deutschland bis 2030 in Erwägung zieht, sowohl auf Deutschland selbst als auch auf Europa deutliche Effekte erzielt. Die Maßnahmen eines einzigen Landes können somit nicht isoliert betrachtet werden, da Verdrängungseffekte von Emissionen in andere Länder hervorgerufen werden können. Dies gilt nicht nur für die in dieser Arbeit analysierten deutschen Maßnahmen, sondern auch für die aller europäischen Staaten. Die Transformation des Stromsektors in Europa kann somit unter einer Koordinationsproblematik verstanden werden. Nationale Entscheidungen müssen in enger Abstimmung auf internationaler Ebene erfolgen, sodass das europäische Gesamtsystem die Energiekrise überwinden kann [24]. Die Handlungsoptionen selbst können einen wünschenswerten Effekt auf die installierten Erzeugungskapazitäten haben und damit auf die nach Technologie gruppierten Strommengen und Großhandelspreise. Ein ambitionierter Ausbau, der den Vorgaben der deutschen Regierung entspricht, hat bereits im Jahr 2027 einen preis- und emissionsenkenden Effekt auf das deutsche und das europäische Stromsystem. Eine Laufzeitverlängerung der drei verbliebenen Atomkraftwerke in Deutschland hat vor allem kurzfristig einen positiven Effekt. Langfristig wird der preis- und emissionsenkenden Effekt jedoch abnehmen, während Kosten der Instandhaltung sowie politische Durchsetzungskosten steigen. Bereits im betrachteten Zeitraum dieser Analyse ergeben sich zudem Verdrängungseffekte von erneuerbarer Erzeugung aufgrund der technischen Rahmenbedingungen von Kernkraftwerken. Langfristig beeinträchtigt also der Betrieb von Kernkraftwerken die Investitionsanreize in erneuerbare Erzeugungsanlagen. All diese Kosten können innerhalb eines Strommarktmodells nicht ausreichend dargestellt werden und sollten dennoch in der Diskussion zum Thema beachtet werden. Zusätzliche Kohlekraftwerke, welche gemäß dem Ausstiegsplan bis 2038 eigentlich bereits nicht mehr im Markt aktiv sein sollten, haben wohl nur in der kurzen Frist einen echten Effekt. In den Jahren 2027 und 2030, welche in diesem Konferenzbeitrag betrachtet werden, gibt es keine signifikanten positiven Effekte mehr auf das Stromsystem.

Gaskraftwerke erwirtschaften in der mittleren Frist ausreichend Deckungsbeiträge, um am Markt aktiv zu bleiben. Somit können Gaskraftwerke nach wie vor als Brückentechnologie angesehen werden und zu späteren Zeitpunkten von fossilem Gas auf Wasserstoff umgerüstet werden. In der kurzen Frist könnte diesen Erzeugungsanlagen jedoch die Liquidität fehlen um auch in der mittleren Frist betrieben zu werden. Entscheidungen zum zukünftigen Zustand und Betrieb der Gaskraftwerke müssen somit jetzt klar von Seiten der Politik kommuniziert werden.

7 Literatur

- [1] Bundesnetzagentur, „Monitoringbericht 2022,“ Bonn, 2022.
- [2] M. Fleschutz, M. Bohlayer, M. Braun, G. Henze und M. D. Murphy, „The effect of price-based demand response on carbon emissions in European electricity markets: The importance of adequate carbon prices,“ *Applied Energy*, Bd. 295, 2021.
- [3] World Bank Group, „Commodity Markets Outlook, October 2022: Pandemic, War, Recession: Drivers of Aluminum and Copper Prices,“ Washington, 2022.
- [4] N. Frilingou, G. Xexakis, K. Koasidis, A. Nikas, L. Campagnolo, E. Delpiazzi, A. Chiodi, M. Gargiulo, B. McWilliams, T. Koutselis und H. Doukas, „Navigating through an energy crisis: Challenges and progress towards electricity decarbonisation, reliability, and affordability in Italy,“ *Energy Research & Social Science*, Bd. 96, 2023.
- [5] Deutscher Bundestag, *Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor*, 2022.
- [6] J. Egerer, V. Grimm, L. M. Lang und U. Pfefferer, „Kohleausstieg 2030 unter neuen Vorzeichen,“ *Wirtschaftsdienst*, Bd. 8, pp. 600-608, 2022.
- [7] J. Egerer, V. Grimm, L. M. Lang, U. Pfefferer und C. Sölch, „Mobilisierung von Erzeugungskapazitäten auf dem deutschen Strommarkt,“ *Wirtschaftsdienst*, Bd. 11, pp. 846-854, 2022.
- [8] acatech; Leopoldina; Akademienunion, „Welche Auswirkungen hat der Ukrainekrieg auf die Energiepreise und Versorgungssicherheit in Europa?,“ Akademienprojekt "Energiesysteme der Zukunft" (ESYS), 2022.
- [9] Council of the European Union, „Proposal for a COUNCIL REGULATION on an emergency intervention to address high energy prices,“ Brussels, 2022.
- [10] E. Cam, H. Diers und D. Schlund, „Auswirkungen ausbleibender Gas-Lieferungen aus Russland auf die Versorgungssicherheit,“ *EWI Analysen*, 2022.
- [11] M. Mier, „Erdgas- und Strompreise, Gewinne, Laufzeitverlängerungen und das Klima,“ *ifo Schnelldienst*, Nr. 9, 2022.
- [12] K. Bruninx, D. Madzharov, E. Delarue und W. D'haeseleer, „Impact of the German nuclear phase-out on Europe's electricity generation - A comprehensive study,“ *Energy Policy*, Bd. 60, pp. 251-261, 2013.
- [13] L. Nolting und A. Praktikinjo, „Can we phase-out all of them? Probabilistic assessments of security of electricity supply for the German case,“ *Applied Energy*, Bd. 263, 2020.

- [14] H. U. Heinrichs, D. Schumann, S. Vögele, K. H. Biß, H. Shamon, P. Markewitz, J. Többen, B. Gillessen, F. Gotzens und A. Ernst, „Integrated assessment of a phase-out of coal-fired power plants in Germany,“ *Energy*, Bd. 126, pp. 285-305, 2017.
- [15] D. Peng und R. Poudineh, „Electricity market design under increasing renewable energy penetration: Misalignments observed in the European Union,“ *Utilities Policy*, Bd. 61, 2019.
- [16] DIW, „Stromversorgung auch ohne russische Energielieferungen und trotz Atomausstiegs sicher - Kohleausstieg 2030 bleibt machbar,“ *DIE Aktuell*, Bd. 84, 2022.
- [17] Agora Energiewende; Prognos; Consentec, „Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann,“ 2022.
- [18] Österreichische Energieagentur - Austrian Energy Agency GmbH, „Stromgroßhandel - Preisentwicklung und wesentliche Einflussfaktoren,“ Wien, 2022.
- [19] D. Keles und H. Ü. Yilmaz, „Decarbonisation through coal phase-out in Germany and Europe — Impact on Emissions, electricity prices and power production,“ *Energy Policy*, Bd. 141, 2020.
- [20] V. Grimm und G. Zöttl, „Investment Incentives and Electricity Spot Market Competition,“ *Journal of Economics & Management Strategy*, Bd. 22, Nr. 4, pp. 832-851, 2013.
- [21] ENTSO-E; ENTSO-G, „TYNDP 2022,“ 2022.
- [22] ENTSO-E, „Transparency Platform,“ 2023.
- [23] J. Rodriguez-Sarasty, S. Debia und P.-O. Pineau, „Deep decarbonization in Northeastern North America: The value of electricity market integration and hydropower,“ *Energy Policy*, Bd. 152, 2021.
- [24] J. Osicka und F. Cernoch, „European energy politics after Ukraine: The road ahead,“ *Energy Research & Social Science*, Bd. 91, 2022.
- [25] M. Maeder, O. Weiss und K. Boulouchos, „Assessing the need for flexibility technologies in decarbonized power systems: A new model applied to Central Europe,“ *Applied Energy*, Bd. 282, 2021.
- [26] G. Strbac, D. Papadaskalopoulos, N. Chrysanthopoulos, A. Estanqueiro, H. Algarvio, F. Lopes, L. de Vries, G. Morales-Espana, J. Sijm, R. Hernandez-Serna, J. Kiviluoma und N. Helisto, „Decarbonization of Electricity Systems in Europe: Market Design Challenges,“ *IEEE Power and Energy Magazine*, Bd. 19, Nr. 1, pp. 53-63, 2021.

8 Appendix

Symbol	Beschreibung
N	Mengen an Netzknoten
Z	Mengen an Gebotszonen
G	Menge an Erzeugern
T	Menge an diskretisierten Zeitperioden
E	Menge an Elektrolyseuren
S	Menge an Stromspeichern
c_g^{vc}	Variable Erzeugungskosten des Erzeugers g
c_g^{om}	Betriebs- und Wartungskosten des Erzeugers g
c_g^i	Investitionskosten des Erzeugers g
y_g^{max}	Maximale Erzeugungsleistung des Erzeugers g
$\alpha_{t,g}$	Verfügbarkeitsfaktor des Erzeugers g in Zeitperiode t
$\alpha_{t,e}$	Verfügbarkeitsfaktor des Elektrolyseurs e in Zeitperiode t
\bar{d}_e^h	Maximaler Strombezug von Elektrolyseur e
\bar{y}_s^{in}	Maximale Ladeleistung des Speichers s
\bar{y}_s^{out}	Maximale Entladeleistung des Speichers s
\bar{y}_s^{soc}	Maximale Kapazität des Speichers s
η_s	Wirkungsgrad des Speichers s
η_e	Wirkungsgrad des Elektrolyseurs e
$y_{t,g}$	Produktionsentscheidung des Erzeugers g in Zeitperiode t
$d_{t,n}$	Stromnachfrage an Knoten n in Zeitperiode t
\bar{y}_g	Kapazitätsentscheidung des Erzeugers g
$d_{t,e}^h$	Strombezug des Elektrolyseurs e in Zeitperiode t
$y_{t,s}^{out}$	Entladung des Speichers s in Zeitperiode t
$y_{t,s}^{in}$	Ladung des Speichers s in Zeitperiode t
$y_{t,s}^{soc}$	Speicherstand des Speichers s in Zeitperiode t
$Net_{z_i,t}$	Netto-Handelsbilanz der Gebotszone z in Zeitperiode t
$f_{t,k}$	Handelsfluss zwischen den entsprechenden Zonen in Zeitperiode t

Tabelle 7: Übersicht über Mengen, Parameter und Variablen.

Optionen DE		Erneuerbare	-	x		x	x		x
2027		Atomkraft	-		x		x		x
		Kohle	-			x		x	x
Durchschnittspreis (EUR/MWh)	DE	86.9	75.9	78.7	86.9	68.3	75.9	78.7	68.2
			-12.7%	-9.5%	0.0%	-21.4%	-12.7%	-9.5%	-21.5%
	FR	53.8	49.9	51.3	53.83	47.01	50.01	51.30	47.07
			-7.2%	-4.7%	0.1%	-12.6%	-7.0%	-4.6%	-12.5%
	NL	88.88	80.34	82.48	88.88	73.99	80.34	82.49	73.98
			-9.6%	-7.2%	0.0%	-16.8%	-9.6%	-7.2%	-16.8%
	BE	90.47	82.14	84.21	90.49	75.89	82.19	84.23	75.93
			-9.2%	-6.9%	0.0%	-16.1%	-9.2%	-6.9%	-16.1%
	DK	52.70	47.65	49.11	52.70	43.81	47.69	49.11	43.80
			-9.6%	-6.8%	0.0%	-16.9%	-9.5%	-6.8%	-16.9%
CH	68.70	60.52	63.12	68.72	55.46	60.59	63.14	55.49	
		-11.9%	-8.1%	0.0%	-19.3%	-11.8%	-8.1%	-19.2%	
AT	68.18	59.09	62.47	68.16	53.97	59.03	62.44	53.86	
		-13.3%	-8.4%	0.0%	-20.8%	-13.4%	-8.4%	-21.0%	
CZ	93.72	85.74	86.57	93.79	79.23	85.92	86.64	79.37	
		-8.5%	-7.6%	0.1%	-15.5%	-8.3%	-7.6%	-15.3%	
PL	140.15	140.04	140.10	140.19	140.02	140.10	140.14	140.08	
		-0.1%	0.0%	0.0%	-0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	

Tabelle 8: Durchschnittliche Strompreise in Deutschland für das Jahr 2027 in Abhängigkeit der getroffenen energiepolitischen Maßnahmen unter negativen Rahmenbedingungen. Angelehnt an: [7].

Optionen DE		Kohleausstieg	-	x			x
2030		Atomkraft	-			x	x
		Kohle	-				x
Durchschnittspreis (EUR/MWh)	DE	65.7	66.3	61.3	61.3	65.6	60.9
			-6.7%	-6.7%	0.0%	-7.2%	1.1%
	FR	62.54	62.73	61.06	61.06	62.57	60.98
			0.3%	-2.4%	-2.4%	0.0%	-2.5%
	NL	74.52	75.04	72.28	72.28	74.54	72.03
			0.7%	-3.0%	-3.0%	0.0%	-3.3%
	BE	78.14	78.66	76.13	76.13	78.17	75.87
			0.7%	-2.6%	-2.6%	0.0%	-2.9%
	DK	35.64	35.86	33.15	33.15	35.70	32.94
			0.6%	-7.0%	-7.0%	0.2%	-7.6%
CH	63.72	64.16	60.82	60.82	63.71	60.62	
		0.7%	-4.5%	-4.5%	0.0%	-4.9%	
		60.14	60.68	56.61	56.61	60.09	56.36

AT		0.9%	-5.9%	-5.9%	-0.1%	-6.3%
	91.57	91.60	90.24	90.24	91.62	90.23
CZ		0.0%	-1.5%	-1.5%	0.1%	-1.5%
	115.71	115.63	115.75	115.75	115.73	115.78
PL		-0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%

Tabelle 9: Durchschnittliche Strompreise in Deutschland für das Jahr 2030 in Abhängigkeit der getroffenen energiepolitischen Maßnahmen unter negativen Rahmenbedingungen. Angelehnt an: [7].