

Auswirkung eines Importstopps russischer Energieträger auf die Klimaschutzziele in Deutschland

Ein Diskussionsbeitrag mit Blick auf das Elektrizitätssystem Deutschlands

Prof. Dr. Niklas Hartmann; Anas Abuzayed, M.Sc.; Anna Sandhaas, M.Sc.; Cesar de Jesus Tabora, M.Sc.; Hanhee Kim, M.Sc.

Institut für nachhaltige Energiesysteme (INES), Hochschule Offenburg

Ein Importstopp russischer Energieträger nach Deutschland wird derzeit vermehrt diskutiert. Wir wollen die Diskussion unterstützen, indem wir einen Weg zeigen, wie das Elektrizitätssystem in Deutschland kurzfristig mit geringen Energieimporten auskommt und welche Maßnahmen notwendig sind, um die Klimaschutzziele trotzdem einzuhalten. **Die wichtigsten Erkenntnisse sind, dass ein zügiger Ausbau Erneuerbarer Energien und von Speichertechnologien**

- die Abhängigkeit des deutschen Elektrizitätssystems von Energieimporten deutlich reduziert.
- auch langfristig keine wesentlichen Importe der Energieträger Erdgas, Steinkohle und Mineralöl nach sich zieht.
- über die Klimaziele der Bundesregierung hinaus das 1,5-Grad-Ziel im Elektrizitätssystem erreicht wird.

Zunächst zeigen wir die Importabhängigkeit Deutschlands von den konventionellen Energieträgern Erdgas, Mineralöl und Steinkohle (Abbildung 1). Wir erstellen daraufhin ein Szenario, dass die Nutzung der Energieträger Erdgas, Mineralöl und Steinkohle im Elektrizitätssektor reduziert oder vorübergehend aussetzt und die Rahmenbedingungen der Klimaschutzziele Deutschlands beibehält. Der Gedanke hinter dem Szenario ist, dass ein Importstopp von Energieträgern aus Russland erfolgt und bestehende Importe von Energieträgern aus anderen Ländern zunächst in anderen Sektoren (z.B. Wärmeerzeugung in Haushalten und im Verkehr) verwendet werden. Lediglich Steinkohlen können so noch zu einem geringen Teil im Elektrizitätssystem verwendet werden. Braunkohlen können aufgrund der ausschließlichen heimischen Förderung und Nutzung verwendet werden und Kernkraft spielt im betrachteten Szenario keine Rolle. Die Ergebnisse eines solchen Energiewendeszenarios mit reduzierter Importabhängigkeit werden mit dem Energiesystemmodell MyPyPSA-Ger berechnet [1].

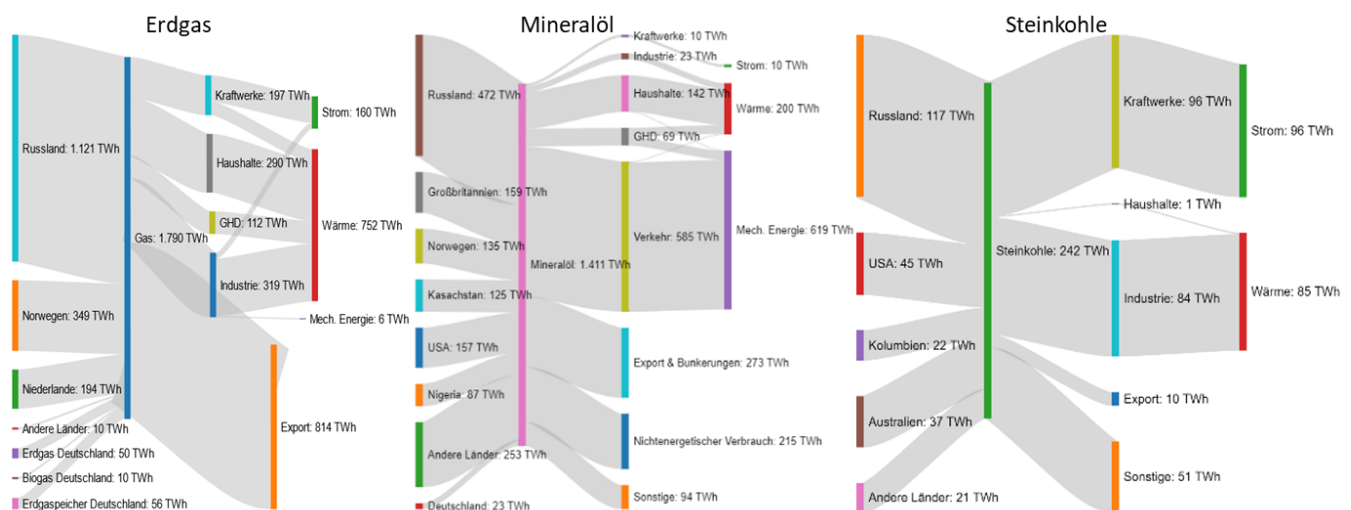


Abbildung 1: Importe und Exporte der Energieträger Erdgas, Mineralöl und Steinkohle im Jahr 2020; Die Einheit TWh gibt den Energieinhalt der jeweiligen Energieträger an [2–9].

Im Jahr 2020 importierte Deutschland 94 % seines Erdgases (vereinfacht wird im Folgenden oft der Begriff Gas verwendet), die Hälfte davon wurde weiter exportiert. Innerhalb Deutschlands wird das Erdgas in vier Hauptverbrauchssektoren für die Energiebereitstellung verwendet. Der größte Teil wird in den Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel und

Dienstleistungen (GHD) für Raumwärme und Warmwasser sowie in der Industrie zur Bereitstellung von Prozesswärme genutzt. Mineralöl (vereinfacht wird der Begriff Öl verwendet) beinhaltet in der Grafik Erdöl (roh), Rohbenzin, Heizöl (leicht und schwer), Flüssig-, Raffineriegas, Otto-, Diesel- und Flugturbinenkraftstoff. Etwa 98 % des Öls in Deutschland werden importiert (Stand 2020), 19 % davon wieder exportiert. Ein Drittel der Importe stammt aus Russland. Öl wird hauptsächlich im Verkehrssektor verwendet sowie zur Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme. Seit 2018 importiert Deutschland alle Steinkohlen, die Hauptabnehmer sind Steinkohlekraftwerke und die Stahlindustrie.

Szenarien

Es werden im Folgenden zwei Szenarien untersucht. Beiden Szenarien gemein ist die Annahme, dass Brennstoffeinfuhren aus Russland am Ende des Jahres 2022 gestoppt werden. Wie die Importe und Exporte der Energieträger zeigen (vgl. Abbildung 1), muss mit einem Importstopp vor allem der Steinkohlebedarf und der Gasbedarf in mindestens einem der Nachfragesektoren reduziert werden. Wir wollen untersuchen, wie der Elektrizitätssektor („Stromsektor“) einen plötzlichen Verzicht auf die Energieträgerimporte aus Russland kompensieren kann (vgl. Abbildung 2). Mit einer Priorität auf die

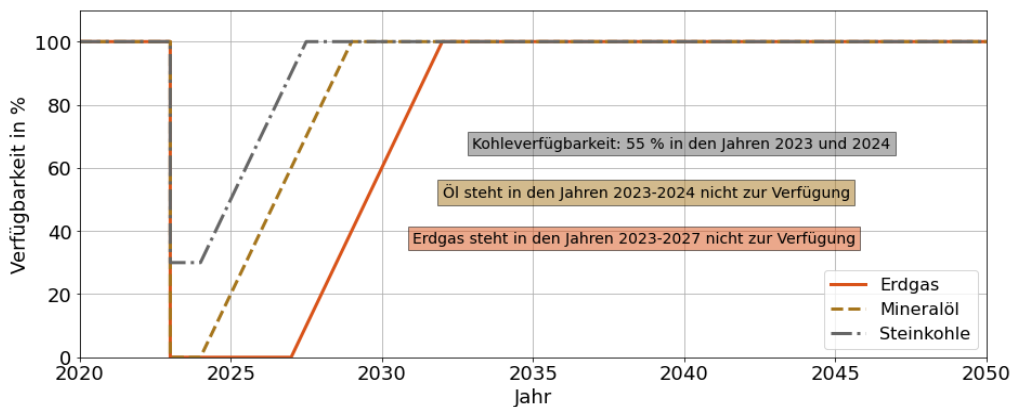


Abbildung 2: Verfügbarkeit der Energieträger im Elektrizitätssystem Deutschlands

Wärmebereitstellung wird sowohl Öl als auch Gas im Jahr 2023 im Elektrizitätssektor nicht zur Verfügung stehen, Steinkohle nur noch zu 30 % der Menge im Jahr 2020. Mit dem Aufbau neuer Beziehungen für Energieimporte zu anderen Ländern wird angenommen, dass Steinkohle und Öl nach zwei Jahren wieder eine

steigende Verfügbarkeit haben. Für den Import von Erdgas müssen LNG Terminals gebaut werden. Hier wird angenommen, dass nach fünf Jahren ebenfalls die Verfügbarkeit von Erdgas steigt. Beide Szenarien weisen eine Jahressummenlast von 543 TWh im Jahr 2020 auf, mit einem jährlichen Anstieg von 1 %, um die Teil-Elektrifizierung anderer Sektoren darzustellen. Kosten für CO₂-Zertifikate werden mit 25 Euro/tCO₂ angesetzt.

Die Szenarien unterscheiden sich in den Preisen für die Energieträger Gas und Öl. Preise für Steinkohle bleiben unberührt von dem Preisanstieg.

Preisschock



Im Preisschock-Szenario steigen die Brennstoffkosten für Erdgas und Öl im Jahr 2022 stark an. Darauf folgend steigen die Brennstoffpreise moderat weiter.

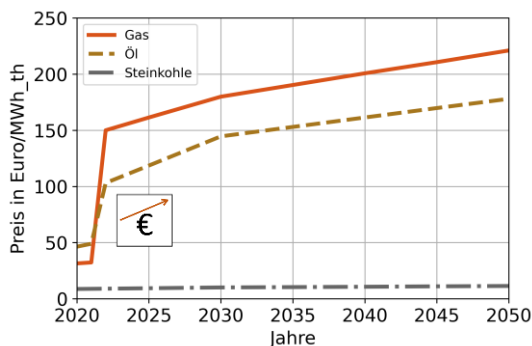


Abbildung 3: Szenario Preisschock

Preiswelle



Die Brennstoffkosten im Preiswelle-Szenario steigen im Jahr 2022 stark an, sinken im Jahr 2028 wieder und folgen dann dem ursprünglichen Preisfad der Jahre 2020 und 2021.

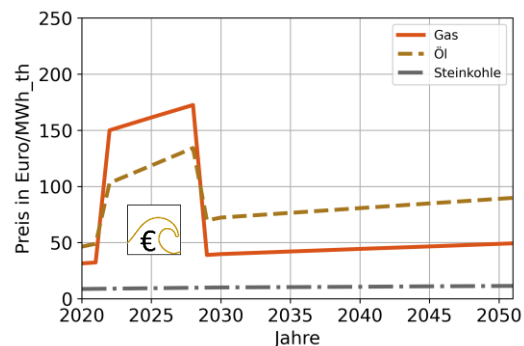


Abbildung 4: Szenario Preiswelle

Ergebnisse

Die folgenden Ergebnisse wurden mit dem Modell MyPyPSA-GER berechnet, einem Energiesystemmodell, das jährlich den Zubau und Einsatz erneuerbarer und konventioneller Kraftwerke optimiert. Mittels eines myopischen Ansatzes werden die optimierten Jahre zu einem Pfad bis zum Jahr 2050 zusammengesetzt. Somit kann die Transformation des Elektrizitätssystems bis zum Jahr 2050 beschrieben werden. Nicht zuletzt möchten wir darauf hinweisen, dass in der Energiesystemanalyse immer eine Vielzahl von Annahmen getroffen wird. Die diesen Szenarien zugrunde liegenden Annahmen sind gleich denen im Open source-Paper [1].

Die Ergebnisse des Preisschock-Szenarios zeigen, dass eine vollständige Reduktion der Gasverfügbarkeit zwischen 2023 und 2028 im Elektrizitätssektor sowie ein drastischer Rückgang der Steinkohle- und Ölverfügbarkeit nur mit umfangreichen und frühzeitigen Investitionen in erneuerbare Technologien zur Deckung des Strombedarfs kompensiert werden kann. Dies geht Hand in Hand mit der laufenden Stilllegung einiger Stein- und Braunkohlekraftwerke. Zwischen 2023 und 2028 müssen 11,6 GW/Jahr Onshore-Windkraft, 6,3 GW/Jahr Solarenergie und 4 GW/Jahr Offshore-Windkraft installiert werden, um die reduzierte Verfügbarkeit von fossilen Brennstoffen im Energiemix vollständig auszugleichen. Dies führt zu einem erhöhten Flexibilitätsbedarf im Elektrizitätssystem. Es werden 4,2 GW/Jahr an Wasserstoffspeicher, bestehend aus einem Elektrolyseur, einem Speicher und einer Brennstoffzelle zugebaut. Dies ist deutlich früher (ca. 20 Jahre) als in herkömmlichen Szenarien. Zudem werden 2,2 GW/Jahr an Batteriespeichern installiert.

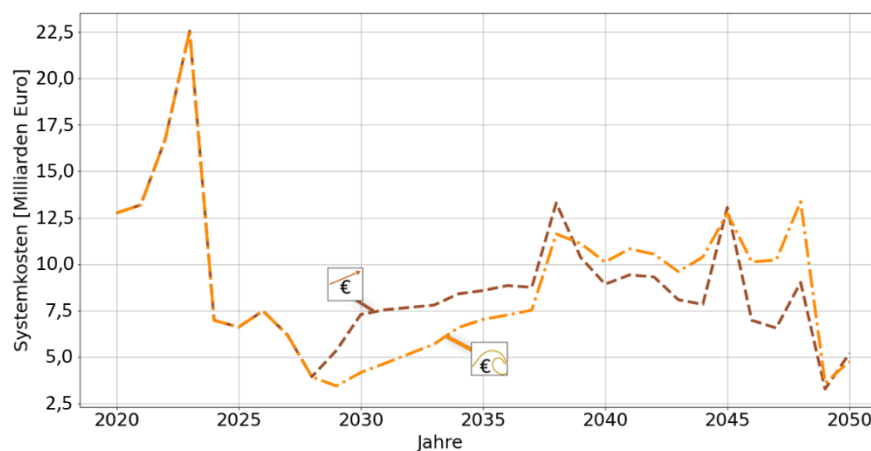


Abbildung 7: Jährliche Systemkosten in Milliarden Euro bis zum Jahr 2050

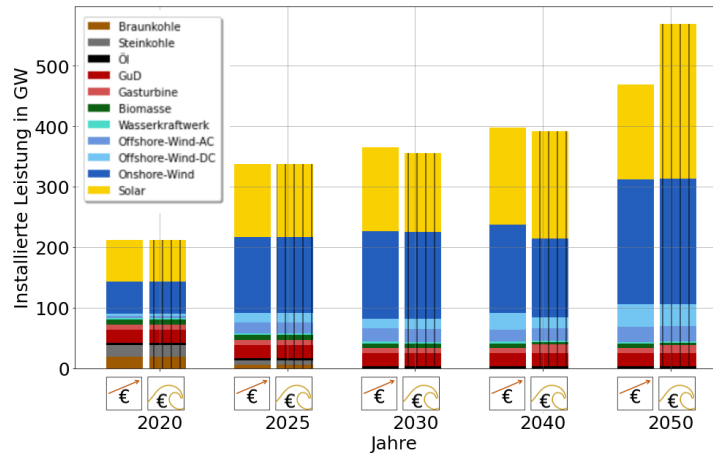


Abbildung 5: Installierte Leistung an Kraftwerken bis zum Jahr 2050

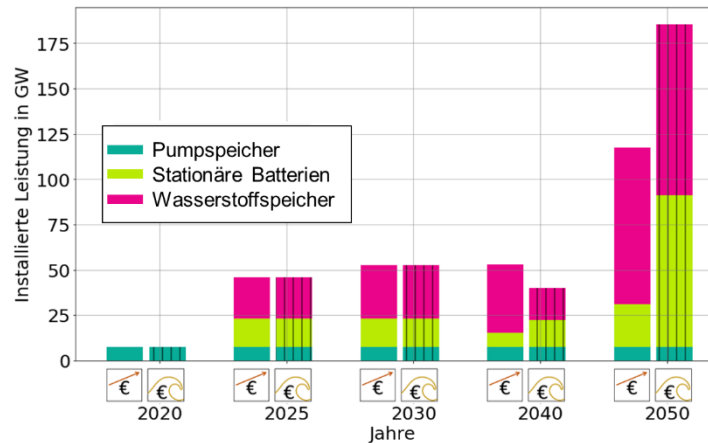


Abbildung 6: Kumulierte installierte Leistung an Speichertechnologien

Nach der Wiedereinführung von Gas im Jahr 2028 verfügt das Elektrizitätssystem jedoch bereits über ausreichende erneuerbare Erzeugungskapazitäten und genügend flexible Speichertechnologien, sodass die Gasnutzung im Energiemix einen fast vollständigen Rückgang erfährt. In geringem Umfang wird Gas genutzt, um die Flexibilität und Systemsicherheit zu gewährleisten. Ölkraftwerke werden aufgrund ihrer hohen Preise und CO₂-Emissionen nicht eingesetzt, ebenso bedingt durch hohe

Kosten für CO₂-Emissionsberechtigungen folgt ein laufender Ausstieg aus Stein- und Braunkohle bis zum Jahr 2030. Kurz vor dem vollständigen Ausstieg aus der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen im Jahr 2045 bedarf es erneut eines rapiden Anstiegs der Investitionen in erneuerbare Energien und Speichertechnologien. Dies liegt vor allem daran, dass die letzten Prozentpunkte zur Erreichung von Null CO₂-Emissionen mit einem großen Aufwand einhergehen (vgl. hierzu auch [1]).

Im Preiswelle-Szenario sind im Zeitraum 2022-2028 nahezu die gleichen Investitionsraten zu verzeichnen. Aufgrund der Wiederverfügbarkeit fossiler Brennstoffe nach 2028 und der niedrigeren Brennstoffpreise werden jedoch im Vergleich zum Preisschock-Szenario mehr Gaskraftwerke eingesetzt, vor allem GuD-Kraftwerke aufgrund ihrer vergleichsweise geringeren CO₂-Emissionen. Daher werden nach 2028 weniger Investitionen in erneuerbare Energien getätigt. Dies muss allerdings bis zum Jahr 2045 kompensiert werden, was zu einem extremen Ausbau erneuerbarer Energien und Speicher in den Jahren 2042 bis 2045 führt.

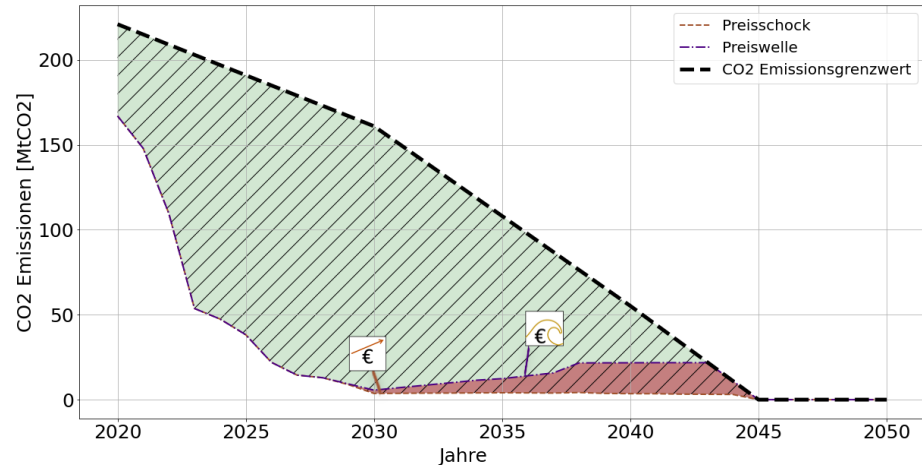


Abbildung 8: CO₂-Emissionen zwischen 2020 und 2050

Es kann zusammengefasst werden, dass ein früher Ausstieg aus konventionellen Energieträgern und ein Ausbau der erneuerbaren Energien den Weg zu einem kohlenstoffarmen Elektrizitätssystem ebnen. Dies wird auch in den jährlichen Systemkosten deutlich, die sogar im Preisschock-Szenario geringer ausfallen, als im Preiswelle-Szenario. Die kurzfristige Reduktion der Importe fossiler Brennstoffe führt in beiden Szenarien zu enormen Investitionen in erneuerbare Energien, die fast doppelt so hoch ausfallen wie die Investitionen in den vergangenen Jahren, zusätzlich zu enormen Investitionen in Speicher. Den Szenarien können jedoch auch viele positive Aspekte entnommen werden. So schafft der frühzeitige Ausbau erneuerbarer Energien und Speicher, dass nicht nur kurzfristig, sondern auch mittel- und langfristig keine wesentlichen Mengen an Erdgas im Elektrizitätssystem benötigt werden. Zudem werden in beiden Szenarien die Klimaziele der Bundesregierung eingehalten und noch wichtiger, das CO₂-Budget, das für das 1,5-Grad-Ziel im Elektrizitätssystem verfügbar ist (vgl. dazu [10]), wird unterschritten.

Limitierung der Betrachtung

Ein Importstopp russischer Energieträger für das Elektrizitätssystem führt in den Berechnungen zu einem raschen Anstieg der Investitionen in erneuerbare Energien. Vor allem bei Photovoltaik folgt hier wiederum eine Importabhängigkeit für die PV-Systeme. Auch scheinen die Installationsraten in erneuerbare Energien sehr hoch. Im Vergleich zu den derzeit jährlichen Installationsraten sind sie das auch, allerdings wurden in den Jahren 2011 bis 2013 in Deutschland bereits knapp 8 GW/Jahr Photovoltaik und im Jahr 2017 knapp 5 GW/Jahr Onshore-Windkraft installiert. Sehr weit liegen die Installationsraten in unseren Szenarien nicht darüber. Dagegen ist der benötigte Zubau an Batterien und vor allem an Wasserstoffspeichern nahezu unmöglich. Hier müssten andere Flexibilitätsoptionen, z. B. ein verstärkter Elektrizitätsaustausch mit Ländern mit hohem Wasserkraftanteil (z.B. Schweiz, Österreich, Norwegen) angegangen werden, die Last (vor allem der Industrie) im Sinne eines Demand-Side-Management flexibilisiert und auch andere Speichertechnologien (z.B. Redox-Flow-Batterien) eingesetzt werden.

Literaturquellen

1. Abuzayed A, Hartmann N (2022) MyPyPSA-Ger: Introducing CO₂ taxes on a multi-regional myopic roadmap of the German electricity system towards achieving the 1.5 °C target by 2050. Applied Energy
2. Bundesnetzagentur (2021) Monitoringbericht 2021
3. Equinor (2020) Anwendungsbereiche – Multitalent Erdgas. <https://www.equinor.de>
4. Statistisches Bundesamt Deutschland (2022) GENESIS-Online: Einfuhr von Steinkohle in Tonnen. Tabelle 43511-0001
5. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022) "Kohle"
6. DIW Berlin (2019) Die Beendigung der energetischen Nutzung von Kohle in Deutschland
7. Fraunhofer ISI (2019) Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD
8. AGEB (2020) Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1990 bis 2020
9. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2022) Amtliche Mineralöl Daten Dezember 2020
10. Sachverständigenrat für Umweltfragen (2020) Für eine entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa. Umweltgutachten 2020