

Trade-Offs einer Eigenversorgung Deutschlands in einem 100% erneuerbaren europäischen Stromsystem

Shima Sasanpour¹⁽¹⁾, Karl-Kiên Cao⁽¹⁾

⁽¹⁾ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme, Curiestraße 4, 70563 Stuttgart

Kurzfassung:

Energiesystemoptimierungsmodelle (ESOMs) werden häufig für die Politikberatung eingesetzt. Sie können beispielsweise aufzeigen, wie ein zukünftiges kostenoptimiertes europäisches Energiesystem aussehen könnte, welches das Dekarbonisierungsziel des European Green Deal [1] erfüllt. Zielen ESOM aber ausschließlich auf die Minimierung von Kosten ab, können im Ergebnis durch die (Aus-)Nutzung von Anlagenstandorten mit sehr hohen erneuerbaren Energiepotentialen (EE-Potentiale) politisch unerwünscht hohe Importabhängigkeiten entstehen. Studien zeigen, dass eine vollständige Netto-Stromeigenversorgung auf nationaler Ebene möglich wäre, im Gegenzug die Gesamtkosten aber um 7% steigen würden [2]. Allerdings wird dabei die Rolle von Wasserstoffimporten vernachlässigt. Die Auswirkungen auf Infrastruktur und Energiesystemkosten können sich regional stark unterscheiden, je nach erneuerbaren Energiepotentialen und der Abhängigkeit von Wasserstoff. Die vorliegende Studie untersucht die Trade-Offs zwischen der Vermeidung von Importabhängigkeiten und den damit einhergehenden Kosten mit einem besonderen Fokus auf Deutschland.

Keywords: Eigenversorgung, Dekarbonisierung, Energiesystemoptimierung, europäisches Stromsystem

1 Methodische Vorgangsweise

Zur Untersuchung eines 100% erneuerbaren Stromsystems unter Berücksichtigung von zunehmender Eigenversorgung wird das ESOM REMix verwendet [3]. Der räumliche Umfang der Studie umfasst die ENTSO-E Mitgliedstaaten und zusätzlich die Maghreb-Länder Algerien, Marokko und Tunesien. Die gesamte Region wird hier als EUMA bezeichnet. Jedes Land wird in REMix durch einen Knoten eines räumlich aggregierten Stromübertragungsnetzwerks dargestellt und die Optimierung erfolgt für ein Jahr mit stündlicher Auflösung.

Abbildung 1 zeigt den Aufbau des Modells. REMix bestimmt die kostenoptimale Energiesysteminfrastruktur aus der Sicht eines zentralen Planers. Dabei steht der Stromsektor im Fokus, wobei zusätzlich der Strom- und Wasserstoffbedarf aus dem Verkehrs- und Wärmesektor miteinbezogen werden [4]. Unter Vorgabe von Wetter-, Szenario- und technoökonomischen Daten optimiert REMix den Ausbau und den Einsatz von Kraftwerken, Speichern und des Stromnetzes und minimiert dabei die Gesamtsystemkosten. Zusätzliche Restriktionen können an REMix übermittelt werden, um den Optimierungsraum einzuschränken. Eine der Restriktionen des Modells ist die Dekarbonisierungsrestriktion, d.h. im Stromsystem darf kein CO₂ ausgestoßen werden. Dadurch können nur erneuerbare Kraftwerke und Atomkraftwerke ausgebaut und CO₂-neutral betrieben werden. Atomkraftwerke können dabei nur in Ländern ausgebaut werden, die kein Verbot für die Zukunft vorgesehen haben [5]. Zusätzlich kann die Stromversorgung auch durch die Rückverstromung von grünem Wasserstoff (H₂) in Gas- und Brennstoffzellenkraftwerken emissionsfrei erfolgen. Diese Kraftwerke, die zur Rückverstromung von H₂ dienen, werden im Folgenden unter dem Begriff EE-Gaskraftwerke zusammengefasst [5]. Der Modellaufbau, sowie die Daten und Potentiale der verschiedenen Technologien und Länder stammen aus [4]

¹ Jungautorin, Shima.Sasanpour@dlr.de, +49 711 6862-8289, www.DLR.de/ve

und wurden in [5] aktualisiert und ergänzt. Im Zuge dieser Studie werden die Investitionskosten für Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) entsprechend dem Baseline-Szenario aus [6] auf 500€/kW angepasst.

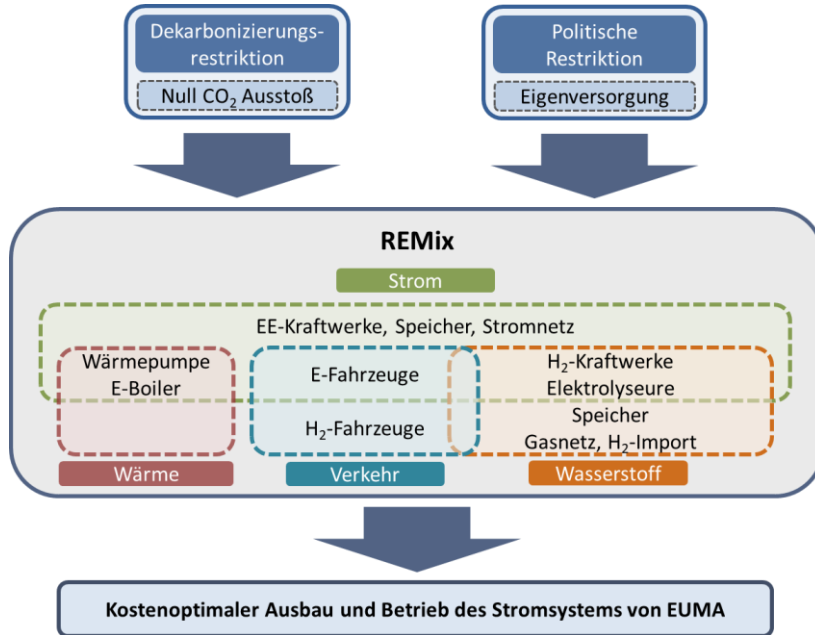


Abbildung 1: Modellaufbau. Das ESOM REMix optimiert den Ausbau und den Betrieb von Kraftwerken, Speichern und dem Stromnetz des Energiesystems anhand einer Minimierung der Gesamtsystemkosten. Das gekoppelte Energiesystem besteht aus dem Strom-, Wärme-, Verkehrs- und Wasserstoffsektor. Zusätzlich werden eine Dekarbonisierungs- und eine Eigenversorgungsrestriktion im Modell implementiert.

Die Eigenversorgung jedes Landes wird als zusätzliche Restriktion in REMix implementiert. Um Fluktuationen der erneuerbaren Energien weiterhin ausgleichen zu können, wird die Netto-Eigenversorgung betrachtet, d.h. der Stromausgleich über Grenzkuppelleitungen ist weiterhin möglich [2]. Der Eigenversorgungsfaktor f^e definiert, welchen Anteil des Gesamtstrombedarfs D^{ges} jedes Landes r mindestens jährlich selber erzeugen muss. Somit ergibt sich für die jährlich erzeugte Menge an Strom E durch alle Kraftwerkstechnologien g pro Land r

$$\sum_t D_{t,r}^{ges} f^e \leq \sum_{g,t} E_{r,g,t}, \forall r. \quad (1)$$

Dabei zeigt der Eigenversorgungsindikator

$$I_r^e = \frac{\sum_{g,t} E_{r,g,t}}{\sum_t D_{t,r}^{ges}}, \forall r \quad (2)$$

auf, welchen Eigenversorgungsgrad jedes Land r erreicht.

Bei einer Stromeigenversorgung muss mindestens der exogen vorgegebene Bedarf vollständig oder anteilig von jedem Land selber erzeugt werden. Dieser besteht aus der konventionellen elektrischen Nachfrage $D_{t,r}^{konv}$, dem Wärmebedarf $D_{t,r}^{Wärme}$ und dem Strom- und Wasserstoffbedarf von E- und H₂-Pkw $D_{t,r}^{ePkw}$ und $D_{t,r}^{H2Pkw}$. Es ergibt sich für den gesamten Strombedarf pro Land r und Zeitschritt t

$$D_{t,r}^{ges,el} = D_{t,r}^{konv} + D_{t,r}^{Wärme} f^{E2W} + D_{t,r}^{ePkw} + D_{t,r}^{H2Pkw} f^{E2H2}, \forall t, r. \quad (3)$$

Dabei werden der Wärme- und Wasserstoffbedarf mithilfe des Strom-zu-Wärme-Faktors f^{E2W} und des Strom-zu-Wasserstoff-Faktors f^{E2H2} in die entsprechenden Strombedarfe umgerechnet [5]. Soll zusätzlich so viel Strom erzeugt werden, dass die Wasserstoffrückverstromung in der Eigenversorgung mitberücksichtigt wird, ergibt sich für den Gesamtbedarf eines Landes r zum Zeitpunkt t

$$D_{t,r}^{ges,el+H2} = D_{t,r}^{ges,el} + \frac{E_{r,EE-Gas,t}}{\eta_{EE-Gas}} f^{E2H2}, \forall t, r. \quad (4)$$

Hierbei wird mithilfe des erzeugten Stroms aus EE-Gaskraftwerken $E_{r,EE-Gas,t}$ und deren Wirkungsgraden η_{EE-Gas} die Menge an rückverstromtem Wasserstoff berechnet und durch f^{E2H2} in den entsprechenden Strombedarf umgerechnet.

Um den Einfluss einer Netto-Eigenversorgung zu analysieren, werden mithilfe von REMix 21 Szenarien ohne und 21 Szenarien mit Berücksichtigung einer Wasserstoffeigenversorgung optimiert. Dabei hat das Basisszenario einen Eigenversorgungsfaktor $f^e = 0\%$. Der Eigenversorgungsfaktor f^e steigt pro Szenario um 5% bis zu einer vollständigen Eigenversorgung von 100% an.

2 Ergebnisse

Bei einer Energiesystemoptimierung nutzt das ESOM seinen Optimierungsspielraum so weit wie möglich aus, um die Systemkosten zu minimieren [7]. Dadurch können Energiesysteme entstehen, die politisch unerwünscht sind, da beispielsweise einige Länder stark abhängig von Importen aus anderen Ländern mit hohem EE-Potential werden. Um dieses Verhalten des ESOM näher zu untersuchen, wird zunächst der Stromaustausch innerhalb der EUMA-Region für verschiedene Szenarien betrachtet.

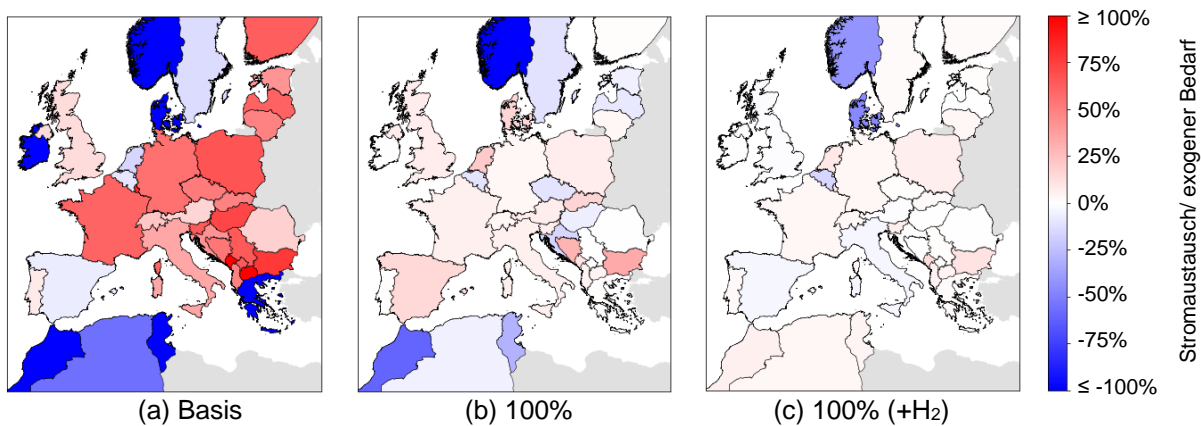


Abbildung 2: Stromaustausch innerhalb des Energiesystems EUMA. (a) Basisszenario. (b) 100% Stromeigenversorgung. (c) 100% Strom- und H₂-Eigenversorgung

Abbildung 2 zeigt den jährlichen Netto-Stromaustausch für jedes Land innerhalb der EUMA-Region relativ zum exogenen jährlichen Strombedarf $D_r^{ges,el} = \sum_t D_{t,r}^{ges,el}$ des jeweiligen Landes. Die Farbskala zeigt, welcher Anteil des exogenen Energiebedarfs im Jahresnetto importiert (rot) oder exportiert (blau) werden. Abbildung 2(a) stellt das uneingeschränkte Basisszenario dar. Länder mit hohen EE-Potentialen, wie Tunesien, exportieren ein Vielfaches ihres eigenen Energiebedarfs (nahezu das siebenfache), während mittel- und osteuropäische Länder bis zu 101% ihres Energiebedarfs importieren. In Abbildung 2(b) muss jedes Land mindestens 100% des exogenen Strombedarfs $D_r^{ges,el}$ selber erzeugen. Dadurch ist die Stromerzeugung innerhalb der EUMA-Region gleichmäßiger verteilt. Da der für die

Rückverstromung genutzte Wasserstoff nicht in die Eigenversorgungsbilanzierung eingeht, können die einzelnen Länder hierfür weiterhin Wasserstoff importieren. Auch ein Import von Strom ist möglich, um den Wasserstoff für die EE-Gaskraftwerke selber zu erzeugen. Abbildung 2(c) zeigt das Szenario mit 100% Strom- und H₂-Eigenversorgung. Jedes Land muss pro Jahr so viel Strom produzieren, dass der exogene Bedarf gedeckt und die rückverstromte Menge an Wasserstoff selber produziert werden kann. D.h. es können Effekte auftreten, wie das lokale Erzeugen von Strom für den Wasserstoffexport, welcher zu einem späteren Zeitpunkt in Form von Strom wieder reimportiert wird. Dadurch ist der Stromtausch innerhalb der EUMA-Region homogener, wenngleich nicht vollständig ausgeglichen.

Somit ist es für jedes Land der EUMA-Region möglich die benötigten Strommengen für eine vollständige Eigenversorgung selber zu produzieren. Durch die Eigenversorgungsrestriktion werden die Stromabhängigkeiten der Länder mit geringeren EE-Potentialen reduziert. Je nach Region und den verfügbaren EE-Potentialen kann sich diese Restriktion für die verschiedenen Länder der EUMA-Region unterschiedlich stark auf die Kosten und die Energiesysteminfrastruktur auswirken. Exemplarisch hierfür wird im Folgenden das Stromsystem von Deutschland näher betrachtet.

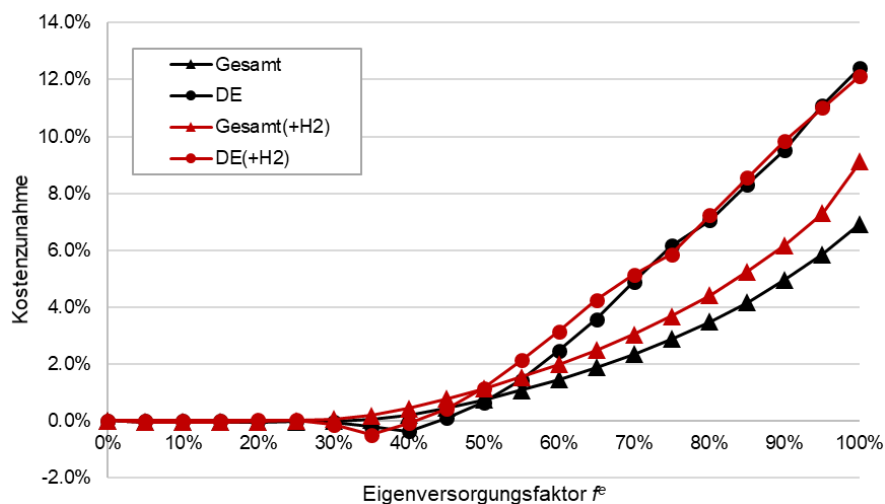


Abbildung 3: Kostenzunahme für das Gesamtsystem und Deutschland im Vergleich zum Basisszenario bei steigender Eigenversorgung

Abbildung 3 zeigt die Kostenzunahme des gesamten und des deutschen (DE) Stromsystems im Vergleich zum Basisszenario sowohl für Szenarien, bei denen eine Stromeigenversorgung betrachtet wird, als auch bei Szenarien, welche zusätzlich die Wasserstoffeigenversorgung berücksichtigen (+H₂). Im Basisszenario hat Deutschland einen Eigenversorgungsindikator von $I_{DE}^e = 36\%$, wodurch sich für Deutschland erst ab $f^e = 35\%$ die Kosten verändern. Zunächst sinken die Systemkosten für Deutschland etwas ab. Durch die erhöhte lokale Stromproduktion bei zunehmendem Eigenversorgungsfaktor steigen die Kosten anschließend an. Bis zu einem Eigenversorgungsfaktor $f^e = 50\%$ sind die Kostenzunahmen aus deutscher und gesamteuropäischer Sicht ähnlich hoch. Anschließend steigen die Mehrkosten für Deutschland aufgrund der vergleichsweise geringeren EE-Potentiale überproportional stark an. Eine zusätzliche H₂-Eigenversorgung verursacht für Europa bis zu 2% Mehrkosten im Vergleich zu einer alleinigen Stromeigenversorgung. Für Deutschland sind die Kosten mit und ohne einer H₂-Eigenversorgung ähnlich hoch.

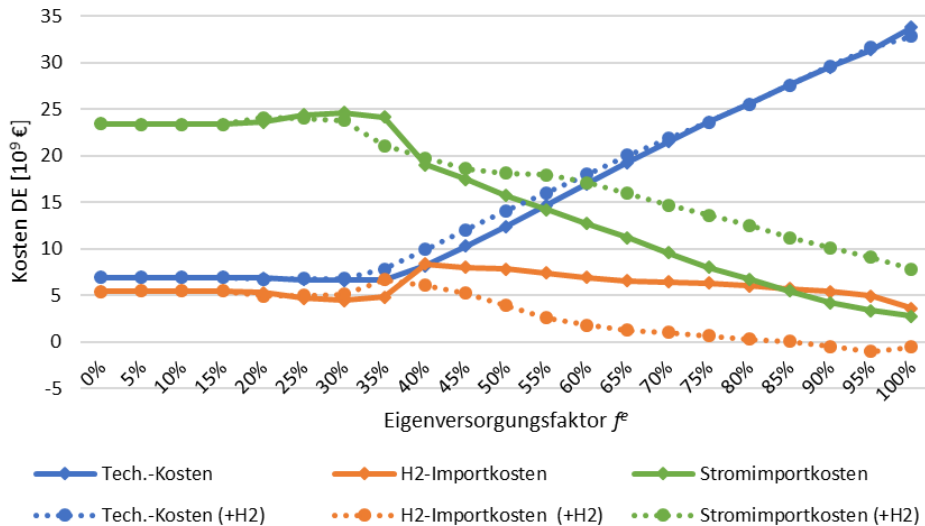


Abbildung 4: Kostenzusammensetzung des deutschen Stromsystems für unterschiedliche Eigenversorgungsfaktoren f^e ohne und mit Wasserstoffeigenversorgung

Abbildung 4 zeigt die Kostenzusammensetzung des deutschen Stromsystems bei steigender Eigenversorgung. Die Technologiekosten setzen sich aus Investitionskosten für das Stromsystem und fixen und variablen Betriebskosten der Kraftwerksanlagen zusammen. Die Wasserstoff- und Stromimportkosten bestehen aus Kosten für importierten und Einnahmen aus exportiertem Wasserstoff bzw. Strom. Wie in Abbildung 3 zu sehen ist, sinken bei $f^e = 35\%$ zunächst die deutschen Systemkosten etwas ab. Bei einer Stromeigenversorgung werden vermehrt kostengünstige Gasturbinen-Kraftwerke statt der effizienten Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD-Kraftwerke) ausgebaut. Die rückverstromte Menge an Wasserstoff sinkt und dadurch sinken auch die Technologie- und Wasserstoffimportkosten und die Stromimportkosten steigen im Vergleich zum Basisszenario. Bei einer zusätzlichen Wasserstoffeigenversorgung verhält es sich umgekehrt. Teurere, aber effizientere GuD-Kraftwerke werden vermehrt ausgebaut und mehr Wasserstoff wird für die Rückverstromung importiert. Außerdem vergrößert sich der Kraftwerkspark durch den stärkeren Ausbau von Wind Onshore-Anlagen. Die Technologie- und Wasserstoffimportkosten steigen und die Stromimportkosten sinken.

Bei steigender Eigenversorgung steigen sowohl mit also auch ohne die Berücksichtigung von Wasserstoff die Technologiekosten ähnlich stark an. Im Vergleich zur alleinigen Stromeigenversorgung spielen die Wasserstoffkosten bei einer zusätzlichen Berücksichtigung der Wasserstoffeigenversorgung kaum eine Rolle. Es ist sogar möglich ab einem Eigenversorgungsfaktor $f^e = 90\%$ Einnahmen für exportierten Wasserstoff zu erzielen. Dafür sind die Stromkosten fast doppelt so hoch bei einer Strom- und Wasserstoffeigenversorgung. Im Folgenden soll daher der Kraftwerkspark ohne und mit Wasserstoffeigenversorgung verglichen werden.

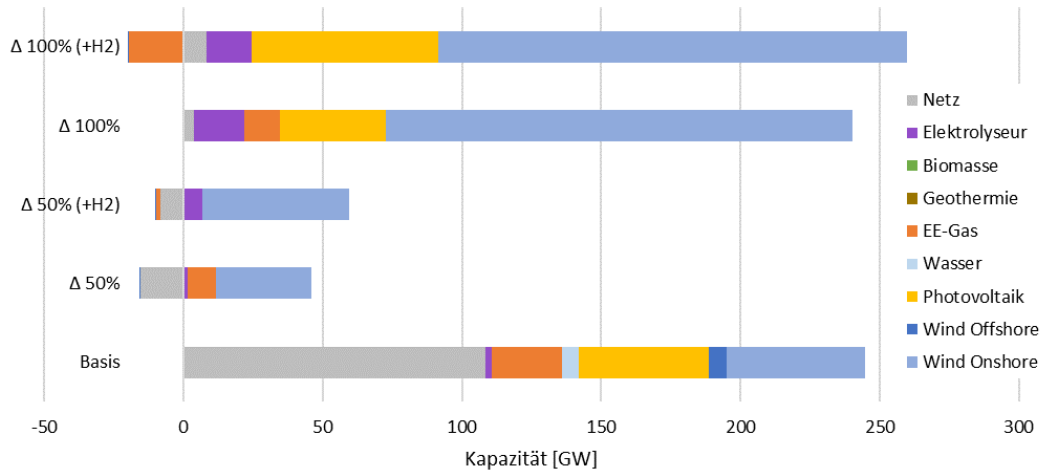


Abbildung 5: Kraftwerks-, Elektrolyseur- und Stromnetzkapazitäten für Deutschland im Basisszenario und Kapazitätsdifferenzen bei 50% und 100% Eigenversorgung mit und ohne Berücksichtigung von Wasserstoff

In Abbildung 5 werden die deutschen Kraftwerks-, Elektrolyseur- und Stromnetzkapazitäten für verschiedene Szenarien miteinander verglichen. Als Referenz zeigt der unterste Balken die Kapazitäten im Basisszenario. Die vier weiteren Balken zeigen die Kapazitätsdifferenzen der Szenarien mit 50% und 100% Eigenversorgung mit und ohne Berücksichtigung von Wasserstoff im Vergleich zum Basisszenario. Durch die verringerte Importabhängigkeit von Deutschland bei einem Eigenversorgungsfaktor $f^e = 50\%$ können die Stromnetzkapazitäten reduziert werden. Für die höhere Stromerzeugung werden vermehrt Wind Onshore-Kraftwerke ausgebaut. Wird wie beim 50%-Szenario der Wasserstoff für die Rückverstromung nicht in der Eigenversorgung berücksichtigt, werden EE-Gaskraftwerke stärker ausgebaut. Diese Kraftwerke ermöglichen einen hoch flexiblen Einsatz. Bei einer zusätzlichen Wasserstoffeigenversorgung nehmen die EE-Gaskapazitäten leicht ab. Dadurch stehen im Vergleich weniger flexibel einsetzbare Kraftwerke zur Verfügung und das Netz fällt größer aus, um die fluktuierende EE-Stromerzeugung räumlich auszugleichen. Gleichzeitig werden im 50% (+H₂)-Szenario mehr Wind Onshore- und Elektrolyseurkapazitäten ausgebaut als im 50%-Szenario, um einen höheren Anteil des benötigten Wasserstoffs selber zu erzeugen. Bei einem Eigenversorgungsfaktor $f^e = 100\%$ verdoppeln sich die Kapazitäten beinahe im Vergleich zum Basisszenario. Vor allem Wind Onshore-Kraftwerke machen einen Großteil der Kapazitätzunahme aus, aber auch PV-Anlagen werden vermehrt ausgebaut. Durch die höheren Elektrolyseurkapazitäten wird mehr Wasserstoff in Deutschland produziert. Im Gegensatz zu den Szenarien mit Eigenversorgungsfaktor $f^e = 50\%$ nehmen die Netzkapazitäten bei einer vollständigen Eigenversorgung im Vergleich zum Basisszenario zu. Zwar nimmt die Importabhängigkeit Deutschlands ab, allerdings nimmt die Menge an exportiertem Strom zu, um so die hohe fluktuierende EE-Stromerzeugung räumlich auszugleichen. Auch hier spielt im 100% (+H₂)-Szenario das Netz als Flexibilitätsoption eine größere Rolle als im 100%-Szenario. Die EE-Gaskapazitäten verschwinden fast vollständig als Flexibilitätsoption. Gleichzeitig werden mehr PV-Anlagen und mit ihnen mehr Batteriespeicher ausgebaut und somit erzeugen mehr fluktuierende EE-Kraftwerke Strom. Im 100%-Szenario ohne Wasserstoffeigenversorgung nehmen die EE-Gaskraftwerke als Flexibilitätsoption weiter zu. In diesem Szenario erzeugt Deutschland 113% des exogenen Wasserstoffbedarfs selber, importiert aber zusätzlich 37% des exogenen Wasserstoffbedarfs, um es in den EE-Gaskraftwerken für die Rückverstromung einzusetzen. Die Kosten des deutschen Stromsystems sind laut Abbildung 3 in beiden Szenarien ähnlich hoch. Deutschland gewinnt durch die zusätzliche Berücksichtigung der Wasserstoffeigenversorgung mehr Unabhängigkeit, der Kraftwerkspark verliert allerdings aufgrund der reduzierten EE-Gaskapazitäten an Diversität.

3 Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass eine vollständige Netto-Eigenversorgung in einem 100% erneuerbaren EUMA-Stromsystem möglich ist, sowohl ohne als auch mit Berücksichtigung des Wasserstoffs für die Rückverstromung in EE-Gaskraftwerken. Die Kosten für das deutsche Stromsystem steigen im Vergleich zum Gesamtsystem der EUMA-Region aufgrund der vergleichsweise geringen EE-Potentiale überproportional stark an. Dabei sind die Kostenzunahmen für Deutschland ohne und mit einer Wasserstoffeigenversorgung in etwa gleich hoch. Eine vollständige Eigenversorgung würde für Deutschland Mehrkosten von 12% bedeuten. Dabei verdoppeln sich die Kapazitäten des Stromsystems im Vergleich zum Basisszenario. Vor allem Wind Onshore-Anlagen werden in einem hohen Ausmaß ausgebaut. Bei einer vollständigen Eigenversorgung nehmen die Stromnetzkapazitäten leicht zu, um die höhere fluktuierende EE-Stromerzeugung räumlich auszugleichen. Bei einer zusätzlichen Wasserstoffeigenversorgung werden in Deutschland vermehrt PV-Anlagen und Batteriespeicher statt EE-Gaskraftwerke ausgebaut, wodurch eine Flexibilitätsoption verloren geht und die Stromimportkosten aufgrund des höheren Ausgleichsbedarfs ansteigen. Dafür sinken hierdurch die Wasserstoffimportkosten.

Wollen politische Entscheidungsträger eine vollständige oder anteilige Eigenversorgung erreichen, so müssen sie mit höheren Systemkosten rechnen und einen deutlich höheren Kraftwerksparkausbau vorantreiben. Auch eine Eigenversorgung mit Wasserstoff ist in Deutschland möglich, allerdings müssten mehr Stromnetze ausgebaut werden und das System würde durch den geringeren Ausbau von EE-Gaskraftwerken an Diversität verlieren. Eine höhere Diversität bei gleichzeitiger Eigenversorgung mit Wasserstoff würde die Systemkosten noch weiter erhöhen.

Durch eine Berücksichtigung des Wasserstoffbedarfs der energieintensiven Sektoren, wie Industrie und Flugverkehr, und einer vollständigen Dekarbonisierung des Wärme- und Verkehrssektors würden der Wasserstoff- und Strombedarf höher ausfallen als in dieser Studie angenommen. In nachfolgenden Studien könnte untersucht werden, ob trotz des erhöhten Energiebedarfs eine vollständige Eigenversorgung der europäischen Länder möglich wäre und wie sich die Kosten und Energiesysteminfrastruktur verändern würden.

Literatur

- [1] European Commission, „The European Green Deal,“ 2019. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF.
- [2] T. Tröndle, J. Lilliestam, S. Marelli und S. Pfenninger, „Trade-offs between geographic scale, cost, and infrastructure requirements for fully renewable electricity in Europe,“ *Joule*, pp. 1929-1948, 2020.
- [3] H. C. Gils, Y. Scholz, T. Pregger, D. L. de Tena und D. Heide, „Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe,“ *Energy*, pp. 173-188, 2017.
- [4] K.-K. Cao, T. Pregger, J. Haas und L. Hendrik, „To prevent or promote grid expansion? – Analyzing the future role of power transmission in the European energy system,“ *Frontiers in Energy Research*, 2020.
- [5] S. Sasanpour, K.-K. Cao, H. C. Gils und P. Jochem, „Strategic policy targets and the contribution of hydrogen in a 100% renewable European power system,“ *Energy Reports*, pp. 4595-4608, 2021.
- [6] I. Tsiropoulos, D. Tarvydas und A. Zucker, „Cost development of low carbon energy technologies,“ 2018.
- [7] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI); Consentec GmbH; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu), „Projekte „Langfrist- und Klimaszenarien“: Übergreifende Einordnung,“ 30.08.2017. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/U/untersuchungsgegenstand-szenarioarchitektur-und-aussagekraft-der-szenarien.pdf?__blob=publicationFile&v=8. [Zugriff am 24.08.2021].