



HEINRICH BÖLL STIFTUNG
WIRTSCHAFT + SOZIALES

E-PAPER

Öffentliche Beteiligungen an Energieunternehmen und ihr Beitrag zur Energiewende

VON TOM KREBS

Herausgegeben von der Heinrich-Böll-Stiftung, März 2023

Öffentliche Beteiligungen an Energieunternehmen und ihr Beitrag zur Energiewende

Von Tom Krebs

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|----|
| Vorwort | 3 |
| Zusammenfassung | 5 |
| 1 Einleitung | 6 |
| 2 Transformation der Energiewirtschaft | 9 |
| 2.1 Energiewende | 9 |
| 2.2 Fossile Energiekrise | 11 |
| 2.3 Wasserstoffbedarf | 14 |
| 2.4 Wasserstoffproduktion | 16 |
| 2.5 Wasserstofftransport | 17 |
| 2.6 Gaskraftwerke | 23 |
| 2.7 Import H ₂ /LNG | 24 |
| 3 Geschäftsmodelle für Uniper und SEFE | 27 |
| 3.1 Uniper SE | 27 |
| 3.2 SEFE GmbH | 29 |
| 4 Rolle öffentlicher Unternehmen | 31 |
| 4.1 Öffentliche Unternehmen | 31 |
| 4.2 Der unternehmerische Staat | 33 |
| 4.3 Aufbau eines H ₂ -Fernleitungsnetzes | 34 |
| 4.4 Organisation einer öffentlichen H ₂ -Netzgesellschaft | 38 |
| Anhang | 40 |
| A1 Uniper SE | 40 |
| A2 SEFE GmbH | 47 |
| Referenzen | 55 |

Vorwort

Mit der Verstaatlichung von Uniper SE und der SEFE GmbH (ehemals Gazprom Germania) im vergangenen Jahr hat die Bundesregierung zwei Unternehmen übernommen, die für die Energieversorgung Deutschlands und Europas auch in Zukunft eine zentrale Rolle spielen. Der Grund für die Verstaatlichung lag in der Sicherstellung der Energieversorgung, da beide Unternehmen in hohem Maße in die Gas-Lieferbeziehungen mit Russland involviert gewesen und im Zuge des Abbruchs dieser Beziehungen aufgrund des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine in Schieflage geraten waren.

Mit der Übernahme stellt sich auch die Frage, welche Rolle diese verstaatlichten Unternehmen bei der Umsetzung der Energiewende in Deutschland spielen könnten und sollten. Die Bundesregierung ist nun als Eigentümer gefragt, auf die Entwicklung zukunftsfähiger Geschäftsstrategien hinzuwirken, die der Gemeinwohlorientierung öffentlicher Unternehmen Rechnung tragen. Angesichts der hohen Treibhausgasemissionen, die mit den bisherigen Aktivitäten beider Unternehmen verbunden sind, sollte bei der Gemeinwohlorientierung der Klimaschutz eine herausragende Rolle spielen. Dies muss sich in den Unternehmensstrategien widerspiegeln.

Wir haben Professor Tom Krebs gebeten, in einer Kurzstudie die vorhandenen Vermögens- und Sachwerte (Assets) sowie die Kompetenzen von Uniper SE und der SEFE GmbH zu untersuchen und mit den Aufgaben abzugleichen, die sich aus der Energiewende ableiten lassen. Grundlage sind dabei die Pläne der Bundesregierung für eine Energiewende mit Zielpunkt Klimaneutralität bis 2045. Andere Pfade der Energiewende oder Strategien zur Erreichung ambitionierterer Ziele waren nicht Gegenstand der Untersuchung. Dies hätte eine sehr viel umfangreichere Recherche erfordert, die in der zur Verfügung stehenden Zeit nicht zu leisten war.

Für beide Unternehmen entwickelt Krebs aber Modelle, die vor allem beim Übergang von einer fossilen Gaswirtschaft auf eine grüne Wasserstoffwirtschaft ansetzen. In diesem Zusammenhang skizziert die Studie auch die Umriss einer staatlichen Wasserstoff-Netzgesellschaft, da dieses Thema angesichts der Geschäftstätigkeit beider Unternehmen im Betrieb von Ferngasleitungen nahe lag und öffentlich diskutiert wurde.

Die aktuelle Diskussion um die Verstaatlichung von Uniper SE und SEFE GmbH fällt in eine Zeit, in der eine «Rückkehr des Staates» als Paradigmenwechsel in der Wirtschaftspolitik diskutiert wird (Forum New Economy 2023). Die bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen des liberalisierten europäischen Energiemarkts setzen dabei manchen Überlegungen enge Grenzen. Die Überlegungen zum Neuaufbau einer Wasserstoff-Netzinfrastruktur in öffentlicher Hand könnte ein Weg sein, neue Pfade in einer Debatte zu beschreiten, in der über lange Jahre einseitig auf privatwirtschaftliche Lösungen gesetzt wurde.

Wir veröffentlichen diese Studie als wichtigen Diskussionsbeitrag zur öffentlichen Meinungsbildung sowie als Denkanstoß zur generellen Rolle öffentlicher Unternehmen bei den anstehenden Transformationsprozessen. Die getroffenen Aussagen, Bewertungen und Empfehlungen bleiben dabei in der Verantwortung des Autors.

Berlin, im März 2023

Anna Brehm

Referat Ökologie und Nachhaltigkeit der Heinrich-Böll-Stiftung

Jörg Haas

Referat Globalisierung und Transformation der Heinrich-Böll-Stiftung

Zusammenfassung

Das Erreichen der Klimaneutralität bis 2045 erfordert eine beschleunigte Transformation der Energiewirtschaft. Diese Beschleunigung ist nicht nur klimapolitisch notwendig, sondern auch ökonomisch sinnvoll. Wenn die Bundesregierung jetzt die richtigen energiepolitischen Weichen stellt, kann sich in Deutschland ein durch die Energiewende angetriebener, grüner Wirtschaftsboom entfalten. Die Bundesregierung sollte daher auch ihre Mehrheitsbeteiligungen an den Energieunternehmen Uniper SE und SEFE GmbH^[1] (ehemals Gazprom Germania) nutzen, um die Transformation der Energiewirtschaft voranzutreiben. Dabei tragen SEFE und Uniper als öffentliche Unternehmen eine besondere gesellschaftliche Verantwortung, die sich in ihren Geschäftstätigkeiten widerspiegeln muss. Dies erfordert in der Umsetzung, dass der Bund die Entwicklung neuer Geschäftsstrategien aktiv begleitet und seine Kontrollaufgabe entsprechend wahrnimmt.

In der vorliegenden Studie werden tragfähige Geschäftsmodelle für die verstaatlichten Unternehmen Uniper und SEFE entwickelt. Die beiden Unternehmen können einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten, wenn sie ihre Geschäftstätigkeiten auf grüne Kernbereiche konzentrieren. Für Uniper sind diese Kernbereiche die Produktion und Einfuhr von grünem Wasserstoff und seiner Derivate, der Bau wasserstofffähiger Gaskraftwerke und eventuell der Ausbau von erneuerbaren Energien. Für SEFE sind die entsprechenden Kernbereiche der Transport und die Einfuhr von grünem Wasserstoff. Der Fokus auf die jeweiligen Kernbereiche ist sowohl betriebswirtschaftlich als auch gesamtgesellschaftlich vernünftig.

Schließlich wird in dieser Studie die Rolle einer öffentlichen Infrastrukturgesellschaft beim Ausbau des H₂-Fernleitungsnetzes in Deutschland erörtert. Ökonomische Überlegungen sprechen für die Gründung einer Bundesgesellschaft zum Aufbau eines H₂-Fernleitungsnetzes. Die öffentliche H₂-Netzgesellschaft sollte eng mit den existierenden Fernleitungsnetzbetreibern kooperieren und für entsprechend definierte Teilaufgaben Projektgemeinschaften bilden – sogenannte Öffentlich-Private Partnerschaften (ÖPPs). Dieser ÖPP-Ansatz kann zu einem gesamtgesellschaftlich optimalen Ergebnis führen, indem er die einzelwirtschaftlichen bzw. regionalen Vorteile der existierenden Fernleitungsnetzbetreiber mit der ökonomischen Effizienz einer H₂-Gesellschaft des Bundes kombiniert.

1 Zu beiden Unternehmen siehe Anhang A1 bzw. A2.

1 Einleitung

Die Bundesregierung hat mit der Rettung der Unternehmen SEFE und Uniper Mehrheitsbeteiligungen an zwei wichtigen Energieversorgern erworben. In der vorliegenden Studie sollen drei Fragen analysiert werden, die sich im Rahmen dieser staatlichen Übernahmen stellen.

- Erstens: Welchen Beitrag zur Energiewende und der damit verbundenen Dekarbonisierung können die verstaatlichten Unternehmen SEFE und Uniper leisten?
- Zweitens: Welche neuen Geschäftsmodelle versprechen betriebswirtschaftlichen Erfolg und sind gleichzeitig gesamtgesellschaftlich sinnvoll?
- Drittens: Welche Rolle kann eine öffentliche H₂-Infrastrukturgesellschaft beim Aufbau eines H₂-Fernleitungsnetzes spielen?

Die Studie ist entlang dieser drei Fragen in drei Teile gegliedert. Im ersten Teil (Kapitel 2) werden die Ziele und Instrumente der Energiewende mit Fokus auf den Energiesektor erörtert. Eine erfolgreiche Energiewende – also das Erreichen der Klimaneutralität bis 2045 – erfordert bis 2030 den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien und den Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland. Dabei müssen zum Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft nicht nur Investitionen in Produktionskapazitäten getätigt werden, sondern es sind auch Investitionen in ein H₂-Fernleitungsnetz zum Transport des Wasserstoffs erforderlich. Darüber hinaus braucht Deutschland zusätzliche, wasserstofffähige Gaskraftwerke, wenn die gesetzten Klimaziele im Energiesektor erreicht werden sollen.

Die beschleunigte Transformation der Energiewirtschaft ist nicht nur klimapolitisch notwendig, sondern auch ökonomisch sinnvoll. Wenn die Bundesregierung jetzt die richtigen energiepolitischen Weichen stellt, kann sich in Deutschland ein durch die Energiewende getriebener, grüner Wirtschaftsboom entfalten. Die Bundesregierung sollte daher die Mehrheitsbeteiligungen an SEFE und Uniper nutzen, um die Transformation der Energiewirtschaft voranzutreiben. Dabei tragen SEFE und Uniper als öffentliche Unternehmen eine besondere gesamtgesellschaftliche Verantwortung, die sich auch in ihren Geschäftstätigkeiten widerspiegeln muss. Dies erfordert in der Umsetzung, dass der Bund die Entwicklung neuer Geschäftsstrategien aktiv begleitet und seine Kontrollaufgabe entsprechend wahrnimmt.

Die Analyse der Energiewende bildet die Grundlage für den zweiten Teil dieser Studie (Kapitel 3), der sich mit der Frage beschäftigt, welche Geschäftsmodelle für die Unternehmen SEFE und Uniper betriebswirtschaftlich und gesamtgesellschaftlich sinnvoll sein können. Bei der Beantwortung dieser Frage ist zu beachten, dass hauptsächlich solche Energieunternehmen zukünftig erfolgreich sein werden, die mit innovativen Ideen und

Produkten einen positiven Beitrag zur Energiewende leisten. In diesem Sinne definieren die aktuellen energiepolitischen Entscheidungen der Bundesregierung die tragfähigen Geschäftsmodelle der Zukunft. Für die Energieunternehmen SEFE und Uniper ergibt dieser Ansatz die folgenden Handlungsempfehlungen.

Uniper besitzt hochwertige Assets und Expertise in der Speicherung von Erdgas sowie der Stromerzeugung mittels Gaskraftwerke und ist zudem am Ausbau der LNG-Terminals in Wilhelmshaven beteiligt. Zudem hat das Unternehmen langjährige Erfahrung im internationalen Erdgashandel. Diese Stärken im Gasbereich sollten gefestigt und punktuell ausgebaut werden, um – zusammen mit anderen Assets wie den Wasserkraftwerken – als Fundament eines ertragreichen Unternehmens zu dienen. Dabei sollte jedoch berücksichtigt werden, dass der Erdgasverbrauch in Deutschland rückgängig sein wird und das Erreichen der Klimaziele der Bundesregierung langfristig einen vollständigen Ausstieg aus dem Erdgasgeschäft erfordert.

Die Geschäftsbereiche mit dem größten Zukunftspotenzial für Uniper sind der Einkauf und die Produktion von grünem Wasserstoff bzw. grünem Ammoniak. Der von der Bundesregierung geplante Hochlauf einer grünen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland bietet dem Unternehmen die Chance, eine starke Position in einem ertragreichen Zukunftsmarkt zu besetzen. Das Unternehmen hat besonders mit den geplanten Großprojekten in der Region Wilhelmshaven (Wasserstoffproduktion, LNG/Ammoniak-Import) den Grundstein für ein tragfähiges Geschäftsmodell gelegt, das zudem Arbeitsplätze und Wohlstand schaffen wird. Uniper sollte einen ähnlichen Ansatz – soweit möglich – auch in anderen Geschäftsfeldern und Regionen verfolgen.

Die SEFE GmbH besitzt Assets und Expertise in der Gasspeicherung und dem Transport von Erdgas über Fernleitungsnetze und ist zudem an dem Ausbau der LNG-Terminals in der Ostsee beteiligt. Darüber hinaus hat das Unternehmen langjährige Erfahrung im internationalem Erdgashandel. Diese Stärken im Gasbereich sollten gefestigt werden, um als Fundament eines ertragreichen Unternehmens zu dienen. Dabei ist jedoch wie bei Uniper zu beachten, dass der Erdgasverbrauch in Deutschland rückgängig sein wird und das Erreichen der Klimaziele der Bundesregierung langfristig einen vollständigen Ausstieg aus dem Erdgasgeschäft erfordert. Sowohl SEFE als auch Uniper müssen diesen Ausstieg ins Zentrum der strategischen Entwicklung ihrer Geschäftsmodelle stellen und kurz-, mittel- und langfristig entsprechende Weichen stellen.

Der Geschäftsbereich mit dem größten Zukunftspotenzial für die SEFE GmbH ist der Einkauf und Transport sowie die Speicherung von grünem Wasserstoff. Beispielsweise plant die SEFE-Tochter GASCADE GmbH große Teile ihres Gasleitungsnetzes in H₂-Leitungsnetze umzuwandeln und ist zudem an dem Nordsee-Projekt AquaDuctus beteiligt, das den Pipeline-Transport von Wasserstoff aus Offshore-Windenergie ermöglichen soll. Der von der Bundesregierung geplante Hochlauf einer grünen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland bietet dem Unternehmen prinzipiell eine Chance, sich in einem wichtigen

Infrastrukturbereich der Zukunft zu etablieren. Es ist derzeit noch offen, welche Rolle die SEFE GmbH in diesem Bereich spielen wird.

Die vorliegende Studie bietet keine explizite Analyse der beihilferechtlichen Aspekte der Neuausrichtung der Geschäftsmodelle von SEFE und Uniper. Die hier beschriebenen Handlungsempfehlungen stehen jedoch prinzipiell im Einklang mit den europäischen Beihilferegeln, da sie auf die Ausweitung von Geschäftstätigkeiten abzielen, die einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung und Energiesicherheit leisten. Ebenso analysiert diese Studie nicht explizit finanzpolitische Implikationen der Empfehlungen. Allgemein gilt jedoch, dass sich positive Geschäftsentwicklungen der staatlichen Unternehmen SEFE und Uniper auch positiv auf den öffentlichen Haushalt auswirken werden.

Der dritte und letzte Teil der vorliegenden Studie (Kapitel 4) befasst sich mit der Frage, welche Rolle eine öffentliche H₂-Infrastrukturgesellschaft beim Aufbau eines H₂-Fernleitungsnetzes spielen kann. Der zügige Aufbau eines angemessenen Fernleitungsnetzes für den Wasserstofftransport in Deutschland ist Voraussetzung für den Wasserstoffhochlauf. Grundsätzliche ökonomische Überlegungen sprechen dafür, diese Aufgabe an eine öffentliche H₂-Netzgesellschaft des Bundes zu übertragen. Denn der Aufbau des H₂-Fernleitungsnetzes ist mit hohen Investitionskosten, anfänglicher Unterauslastung und dem Verlust des entsprechenden Erdgasgeschäftes verbunden, so dass die etablierten Betreiber einen gesamtwirtschaftlich sub-optimalen Anreiz haben, die Umwandlung des Gasleitungsnetzes in ein H₂-Netz zu verzögern oder die Umwandlung einer Gasleitung dem Neubau einer H₂-Leitung vorzuziehen. Die Verzögerungen im Aufbau eines flächendeckenden Glasfasernetzes und dem Ausbau der Stromtrassen sind nur zwei von vielen Beispielen, wie die vermeintlich einfache bzw. kostengünstige Lösung zu einem gesamtwirtschaftlich ineffizienten Ergebnis führen kann.

Zwar sprechen grundsätzliche ökonomische Überlegungen für die Gründung einer H₂-Netzgesellschaft des Bundes, aber die Umsetzung dieses Ansatzes ist in der Praxis nicht unproblematisch. Die Neugründung eines Unternehmens kostet Zeit und die existierenden Fernleitungsnetzbetreiber (FNBs) verfügen über Wissen, das nicht einfach weitergegeben werden kann.^[2] Anders gesagt: Es besteht eine starke Pfadabhängigkeit. Diese praktischen Hindernisse können jedoch überwunden werden, wenn die öffentliche H₂-Netzgesellschaft eng mit den existierenden FNBs kooperiert und für entsprechend definierte Teilaufgaben Projektgemeinschaften bildet – sogenannte Öffentlich-Private Partnerschaften (ÖPPs). Dieser ÖPP-Ansatz kann zu einem gesamtgesellschaftlich optimalen Ergebnis führen, indem er die einzelwirtschaftlichen bzw. regionalen Vorteile der existierenden FNBs mit der gesamtwirtschaftlichen Effizienz einer H₂-Gesellschaft des Bundes kombiniert.

- 2** Der schnelle Aufbau der LNG-Terminals hat jedoch gezeigt, dass solche Prozesse signifikant beschleunigt werden können, wenn der politische Willen vorhanden ist und alle Akteure an einem Strang ziehen.

2 Transformation der Energiewirtschaft

Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 65 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren und bis 2045 die Klimaneutralität zu erreichen. Dies erfordert eine fundamentale Transformation der Energiewirtschaft, die durch die fossile Energiekrise und den US-amerikanischen Inflation Reduction Act nochmals beschleunigt wird. In diesem Kapitel werden die wesentlichen Elemente dieser Transformation mit Fokus auf mögliche Geschäftsbereiche für SEFE und Uniper analysiert.

In den kommenden Jahren müssen die erneuerbaren Energien massiv ausgebaut und eine grüne Wasserstoffwirtschaft aufgebaut werden. Der in Deutschland und Europa verbrauchte Wasserstoff sollte überwiegend in Europa erzeugt werden, und dies ist laut aktuellen Szenarioanalysen auch möglich. Dabei erfordert der Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland neben den Investitionen in Produktionskapazitäten auch die Errichtung eines Fernleitungsnetzes zum Transport und zur Speicherung grünen Wasserstoffs. Darüber hinaus ist der Bau zusätzlicher, wasserstofffähiger Gaskraftwerke zur Stromerzeugung erforderlich.

Die Transformation der Energiewirtschaft ist nicht nur klimapolitisch notwendig, sondern auch ökonomisch sinnvoll. Wenn die Bundesregierung jetzt die richtigen energiepolitischen Weichen stellt, könnte sich in Deutschland ein durch die Energiewende angetriebener Wirtschaftsboom entfalten. In diesem Wirtschaftsboom werden diejenigen Unternehmen besonders erfolgreich sein, die sich mit innovativen Ideen in der neu entstehenden, grünen Energiewirtschaft etablieren. In diesem Sinne definieren die aktuellen energiepolitischen Entscheidungen der Bundesregierung die tragfähigen Geschäftsmodelle der Zukunft.

2.1 Energiewende

Mit dem geänderten Klimaschutzgesetz hat sich die Bundesregierung verpflichtet, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 65 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren, und das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 verankert (BMWK 2022a,b). Die gestiegenen Ambitionen bedeuten, dass die CO₂-Minderungsziele für die einzelnen Sektoren verschärft werden müssen. Anders gesagt: Es braucht eine Beschleunigung der Klimaanstrengungen in Deutschland.

In einer gemeinsamen Studie haben Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Prognos, Öko-Institut und Wuppertal Institut einen Plan für eine Klimapolitik entwickelt, wie die ambitionierten Klimaziele der Bundesregierung erreicht werden können (Agora 2021a). Dabei werden bis 2030 die größten Einsparungen im Energiesektor geleistet werden – von 221 Millionen Tonnen CO₂-äquivalenten Emissionen in 2020 auf 98 Millionen Tonnen CO₂-äquivalenten Emissionen in 2030. Dies erfordert

einen massiven Ausbau der erneuerbaren Energien, den (fast) vollständigen Kohleausstieg bis 2030 und eine Ausweitung die Wasserstoffnutzung in Kraftwerken und in der Kraft-Wärme-Kopplung. Schließlich muss übergangsweise bis 2030 die Stromerzeugung mittels flexibler, wasserstofffähiger Erdgaskraftwerke ausgeweitet werden, um die fluktuierende Einspeisung der Erneuerbaren bedarfsgerecht zu ergänzen – siehe Abschnitt 2.6 für weitere Details.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft sind zwei tragende Säulen der Transformation von Wirtschaft und Gesellschaft hin zur Klimaneutralität. Ein zusätzlicher Hebel besteht aus Effizienzgewinnen und einer Senkung des Energiebedarfs. Die entsprechende Szenarioanalyse (Agora 2021a) beruht auf der Annahme, dass der Primärenergieverbrauch in Deutschland von circa 13.000 Petajoule (PJ) in 2018 auf circa 8.500 PJ in 2030 und 6.500 PJ in 2045 fällt. Die Effizienzgewinne beruhen auf einer Vielzahl von Maßnahmen, die sich auch im aktuell entwickelten Energieeffizienzgesetz der Bundesregierung wiederfinden werden. Insbesondere entstehen große Effizienzgewinne durch die Substitution von thermischen Kraftwerken und Antrieben mit ihrer unvermeidlichen Abwärme zu erneuerbaren Energien verbunden mit Elektrifizierung.

Agora (2021a) ist eine von mehreren Analysen, die ein Programm zum Erreichen der von der Bundesregierung gesetzten Klimaziele entwickeln. Beispielsweise haben das Forschungszentrum Jülich (FZJ 2019), das Fraunhofer Institut für Solar-Energiesystem (ISE 2020) und BCG und Prognos im Auftrag des BDI (2021) Analysen durchgeführt, die zu ähnlichen Ergebnissen wie Agora (2021a) gelangen. Wie auch Agora (2021a) stellen diese Studien fest, dass zum Erreichen der Klimaziele die folgenden drei Maßnahmen notwendig sein werden: i) Massiver Ausbau der erneuerbaren Energien, ii) verstärkte Nutzung von grünem Wasserstoff und iii) übergangsweise ein Anstieg der Stromerzeugung mittels wasserstofffähiger Gaskraftwerke.^[3] Die Dena-Leitstudie (Dena 2018) schätzt den Bedarf an grünem Wasserstoff geringer ein als Agora (2021a), aber diese Studie ist in 2018 erschienen und berücksichtigt daher nicht die mittlerweile verschärften Klimaziele der Bundesregierung. Eine aktuelle Studie der Stiftung Klimaneutralität (2022) enthält einen ausführlichen Vergleich der Ergebnisse der verschiedenen Studien.

Im Nationalen Energie- und Klimaplan von 2020 wird ein Klimaschutzszenario analysiert (BMWi 2020), das weniger ambitioniert ist als die hier dargestellten Szenarien. Das in BMWi (2020) entwickelte Szenario steht jedoch im Widerspruch zu den neuen Klimazielen der Bundesregierung (BMWK 2022a,b).^[4] Aktuelle Szenarioanalysen für die Transformation der Energiewirtschaft im Auftrag des BMWKs ergeben ein Bild, das im

3 Die zwei Studien betrachten verschiedene Szenarien. Die Aussage gilt für das Szenario ISE 95 (ISE 2020) bzw. FZJ95 (FZJ 2019).

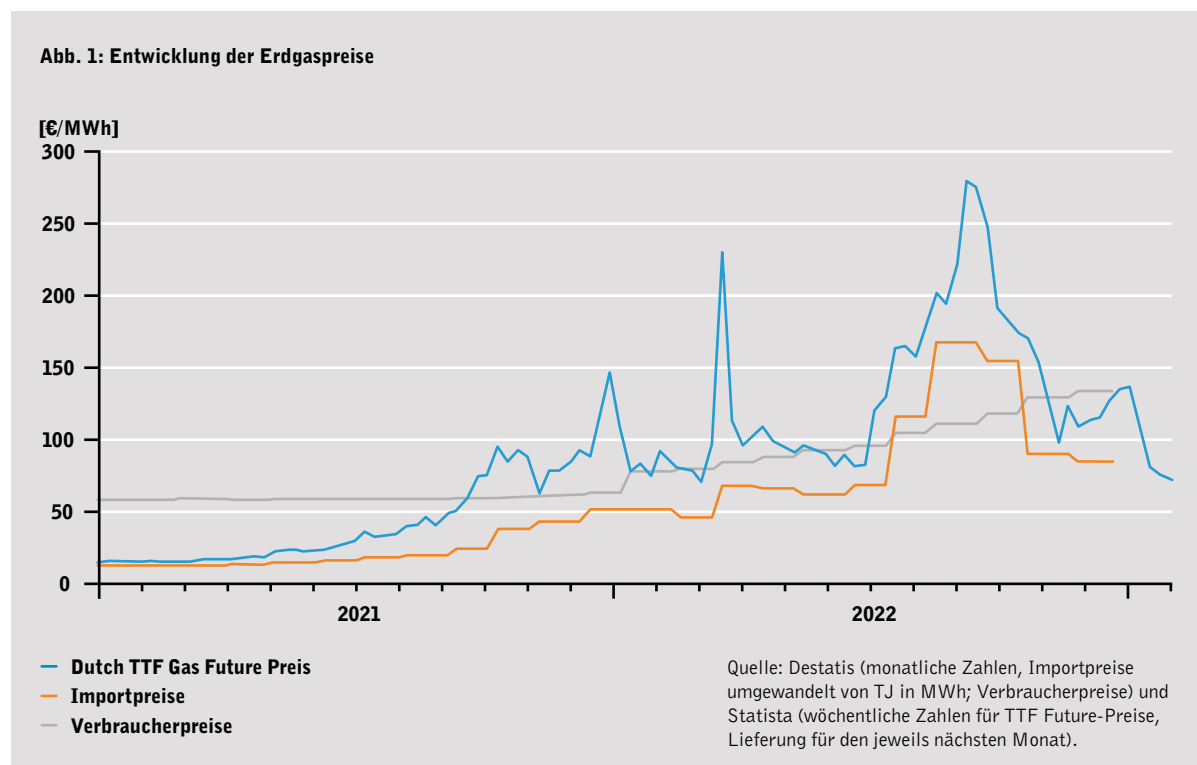
4 Der Nationale Energie- und Klimaplan bildet die Grundlage für die Koordinierung der europäischen Energie- und Klimapolitik.

Einklang mit den hier dargestellten Szenarioanalysen steht (Frauenhofer ISI 2022a). Schließlich sei darauf hingewiesen, dass globale Klimaschutzszenarien mit dem 1,5-Grad Ziel häufig einen noch ambitionierteren Klimapfad für Deutschland implizieren und ein früheres Erreichen der Klimaneutralität anstreben (Kuhnenn et al. 2022).

2.2 Fossile Energiekrise

Die aktuelle Energiekrise in Deutschland ist hauptsächlich eine Krise fossiler Energieträger, wobei insbesondere die gestiegenen Erdgaspreise im Fokus stehen. In Deutschland heizt ca. die Hälfte aller privaten Haushalte mit Erdgas, die Energiewirtschaft verwendet Erdgas zur Stromerzeugung und in der Industrie wird Erdgas als Grundstoff und zur Erzeugung von Prozesswärme genutzt. Zudem bestimmt der Gaspreis häufig über das Merit-Order-System den Strompreis, so dass über diesen Kanal die Stromkosten der privaten Haushalte und Unternehmen von den Entwicklungen am Gasmarkt beeinflusst werden.

Aufgrund der starken Gasabhängigkeit haben steigende Erdgaspreise in Deutschland einen sehr ausgeprägten Effekt auf Wirtschaft und Gesellschaft. Die folgende Abbildung zeigt die zeitliche Entwicklung von drei Erdgaspreisen – dem europäischen Börsenpreis (Dutch TTF), den Importpreisen und den Verbraucherpreisen in Deutschland.



Aus der Grafik wird ersichtlich, dass die Verbraucherpreise den Einfuhrpreisen mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung und die Einfuhrpreise wiederum dem Trend der

Börsenpreise folgen, wobei der Börsenpreis wesentlich volatiler ist. Alle Gaspreise sind seit dem Frühsommer 2021 sehr stark angestiegen, aber der Börsenpreis und zeitverzögert auch der Importpreis sind im Vergleich zu ihren Hochs wieder stark gesunken. Nach Einschätzung der meisten ExpertInnen werden die Erdgaspreise langfristig sinken, aber nicht auf ihr Vorkrisenniveau von unter 20 Euro pro MWh zurückkehren. Die ExpertInnen-Kommission «Gas und Wärme» geht von einem langfristigen Börsenpreis (blaue Linie) von 70 Euro pro MWh aus (Gaskommission 2022), aber es gibt auch Einschätzungen, die von einem langfristigen Börsenpreis von 50 Euro pro MWh ausgehen (Neuhoff 2022).

Eine einfache Berechnung verdeutlicht das Ausmaß des Energiepreisschocks in Bezug auf seine Auswirkungen auf den Transformationsprozess. Die Produktion von Erdgas erzeugt durchschnittlich CO₂-Emissionen von 200g pro kWh, so dass ein CO₂-Preis von 100 Euro pro Tonne CO₂ etwa einem Preisaufschlag von 20 Euro pro MWh für Erdgas entspricht. In diesem Sinne entspricht der in Abbildung 1 dargestellte Anstieg von circa 20 Euro pro MWh auf 260 Euro pro MWh einem CO₂-Preis von 1.400 Euro pro Tonne CO₂-Emissionen. Ein langfristiger Preis von 70 Euro pro MWh ergibt einen Anstieg des Gaspreises um 50 Euro pro MWh relativ zum Sommer 2021 und somit einen entsprechenden CO₂-Preis von 250 Euro pro Tonne CO₂. Zum Vergleich: Deutschland hat einen CO₂-Preis in den Bereichen Verkehr und Wärme, der bis 2025 auf 55 Euro pro Tonne CO₂ steigen soll, und auch Fridays for Future fordert «nur» einen CO₂-Preis 180 Euro pro Tonne CO₂-Emissionen.

Diese Überlegungen zeigen, dass die Energiekrise und der damit verbundene Anstieg der Preise fossiler Energieträger einer dramatischen Anhebung des CO₂-Preises entsprechen – wobei die entsprechenden Knappheitsrenten in den Kassen der Anbieter fossiler Energien landen und erst einmal nicht bei der öffentlichen Hand (wie bei CO₂-Bepreisung)⁵.

Zudem ist ein substantieller Anteil dieses Anstiegs dauerhaft, denn es ist unwahrscheinlich, dass die Erdgaspreise auf ihr Vorkrisenniveau von unter 20 Euro pro MWh fallen werden – die üblichen Schätzungen liegen, wie bereits erwähnt, zwischen 50 Euro und 70 Euro pro MWh für die Börsenpreise. Ein dauerhafter Anstieg des CO₂-Preises von diesem Ausmaß wird den Transformationsprozess massiv beschleunigen. Darüber hinaus besteht die Gefahr, dass der Inflation Reduction Act (IRA) eine Sogwirkung entfaltet und internationale Unternehmen wie BASF ihre Produktion in die USA verlagern.

Die hier beschriebene Beschleunigung des Transformationsprozesses erfordert zusätzliche Investitionsmaßnahmen auch von staatlicher Seite, um das Angebot an erneuerbaren Energien auszuweiten und somit die Energiepreise in Deutschland bzw. Europa dauerhaft

5 Dabei ist zu beachten, dass der Preisanstieg der verschiedenen fossilen Energieträger (Erdgas, Öl, Kohle) während der Energiekrise nicht gleichförmig erfolgt ist. Es ist daher innerhalb der Gruppe der fossilen Energieträger zu Preisverschiebungen gekommen, die nicht einer Anhebung des CO₂-Preises entsprechen.

zu senken. Ohne solche Maßnahmen droht die industrielle Basis der deutschen Wirtschaft dauerhaften Schaden zu nehmen, was zu Wohlstandsverlusten führt und soziale Spannungen verstärken kann. Die Bundesregierung sollte daher ihre Mehrheitsbeteiligungen an SEFE und Uniper nutzen, um die öffentlichen Investitionen im Energiesektor zu stärken und die notwendige Transformation der Energiewirtschaft erfolgreich auszugestalten.

Die Beschleunigung der Transformation schlägt sich unter anderem in den Investitionskalkulationen einzelner Unternehmen nieder. Dies wird deutlich, wenn der Preis von grünem Wasserstoff mit dem Erdgaspreis verglichen wird. Diese Preisdifferenz ist ein wesentlicher Bestimmungsfaktor für den «Break-even»-Punkt, an dem sich in der Stahl- oder Chemieindustrie und im Energiesektor die Umstellung von einer gasbasierten Produktion auf eine grüne wasserstoffbasierte Produktion betriebswirtschaftlich lohnt. Dieser Punkt hat sich aufgrund der gestiegenen Gaspreise massiv verschoben. Konkret ist gemäß verschiedener Studien mit Produktionskosten für grünen Wasserstoff in Deutschland von 90 bis 120 Euro pro MWh in 2030 zu rechnen, wobei aktuelle Studien sogar von nur 50 Euro pro MWh in 2030 ausgehen.^[6]

Wenn also der Beschaffungspreis von Erdgas von rund 20 Euro pro MWh vor der Ukraine-Krise dauerhaft auf 50 Euro pro MWh ansteigt, dann hat dieser Preisanstieg voraussichtlich die wasserstoffbasierte Produktion im Chemie- oder Stahlsektor und die wasserstoffbasierte Stromerzeugung im Energiesektor bereits 2030 profitabel gemacht. CO₂-Preis und mögliche Wasserstoff-Subventionen steigern nochmals die Attraktivität der wasserstoffbasierten Produktion in Deutschland.

Ein einfaches Rechenbeispiel soll den Effekt steigender Erdgaspreise auf die Rentabilität eines Energie-Switch illustrieren. Betrachtet wird die Unternehmensentscheidung, ein Gaskraftwerk von erdgasbasierter auf wasserstoffbasierter Stromerzeugung umzuwandeln. Ein vergleichsweise einfacher Ansatz in der Investitionstheorie besagt, dass diese Umwandlung aus betriebswirtschaftlicher Sicht profitabel ist, wenn die durchschnittlichen Produktionskosten der wasserstoffbasierten Stromerzeugung geringer sind als die durchschnittlichen Produktionskosten der erdgasbasierten Stromerzeugung, wobei die durchschnittlichen Produktionskosten als Summe der Investitions- bzw. Kapitalkosten (Fixkosten) und der Betriebskosten (laufende Kosten) dargestellt werden.

6 Siehe Prognos (2020) und der Wissenschaftliche Dienst des Bundestages (2020) für die Einschätzung von 9 bis 12 ct pro kWh. Matthes et al. (2021) schätzen 10 ct pro kWh. Eine aktuelle Studie von Aurora (2023) schätzt Produktionskosten von 4 bis 5 ct pro kWh in 2030 in Deutschland. Diese und andere Schätzungen werden stark beeinflusst von i) den Kosten grünen Stroms in 2030 und ii) den Kostenreduktionen durch Skalierung in der Wasserstoffproduktion.

Investitionskosten der Umwandlung eines Gaskraftwerkes können mit 15 Euro pro MWh Strom angesetzt werden.^[7]

Aktuelle Studien erwarten Produktionskosten für grünen Wasserstoff in 2030 von rund 50 Euro pro MWh in Europa (Aurora 2023), und der Beschaffungspreis für Erdgas in 2030 wird nach aktuellen Schätzungen auf 50 Euro pro MWh gesetzt – siehe die obige Diskussion. Bei einem CO₂-Preis von 100 Euro pro Tonne CO₂-Emissionen – der in etwas einem Kostenaufschlag von 20 Euro pro MWh für Erdgas entspricht – ist in diesem Fall die Umwandlung ohne weitere Subventionen betriebswirtschaftlich profitabel, denn die durchschnittlichen Kosten der erdgasbasierten Produktion betragen 70 Euro pro MWh, während sich die Kosten der wasserstoffbasierten Produktion auf nur 65 Euro pro MWh belaufen. Wenn der Beschaffungspreis für Erdgas jedoch 20 Euro pro MWh beträgt, wie es vor der Energiekrise der Fall war, dann sind die durchschnittlichen Kosten der erdgasbasierten Produktion nur 40 Euro pro MWh, und die Umwandlung lohnt sich für das Energieunternehmen ohne weitere Subventionen nicht.

2.3 Wasserstoffbedarf

Die oben genannten Studien entwerfen einen ambitionierten, aber realistischen Plan zum Erreichen der gesetzten Klimaziele. Um das Ziel einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 65 Prozent bis 2030 zu erreichen, ist unter anderem ein beherzter Einstieg in die erneuerbare Wasserstoffwirtschaft vorgesehen. Insgesamt wird bei Agora (2021a) in allen Sektoren als Ziel eine Nutzung von 63 TWh Wasserstoff bis 2030 und 268 TWh bis 2045 angesetzt. Dabei entfällt bis 2030 der Großteil der Verwendung auf zwei Bereiche: Industriesektor mit 39 TWh und Energiesektor mit 20 TWh. Die restlichen 4 TWh entfallen auf den Straßengüterverkehr. Dies steht im Einklang mit den Ergebnissen anderer Szenarioanalysen. Stiftung Klimaneutralität (2022) findet, dass die Mehrzahl der Szenarioanalysen von einem erheblichen Wasserstoffbedarf ausgeht, der besonders die Energiewirtschaft und Industrie betrifft.^[8]

In einem klimaneutralen Energiesystem wird also Wasserstoff neben Strom eine sehr große Rolle spielen. Dabei ist bis 2030 insbesondere der Industriesektor ein Verbraucher von Wasserstoff. Dort dient er vorwiegend zur Direktreduktion von Eisenerz für eine CO₂-freie

7 Investitionskosten von 15 Euro pro MWh Strom ergeben sich zum Beispiel für ein Gaskraftwerk mit einer Leistung von 1 GW und einer Auslastung von 3.000 Volllaststunden pro Jahr (also einer Stromerzeugung von 3 TWh pro Jahr) unter den folgenden Annahmen: 500 Millionen Euro Investitions- bzw. Umwandlungskosten, 30 Jahre Laufzeit und einem internen Zinsfuß von 8 Prozent.

8 Die zukünftige Bedeutung von Wasserstoff wird in der Literatur teilweise unterschiedlich bewertet, sodass eine erhebliche Bandbreite für die Bedarfsprognosen besteht. Die in Agora (2021a) angenommenen Bedarfswerte liegen am unteren Ende der Bandbreite für 2030 und in etwa in der Mitte der Bandbreite für 2050 (Matthes et al. 2021).

Stahlherstellung, als Rohstoff in der Grundstoffchemie und zur Erzeugung von Prozessdampf (Agora 2021a). Der industrielle Sektor erzeugt mit 23 Prozent in Deutschland nach der Energiewirtschaft den größten Anteil der CO₂-Emissionen, weshalb der erneuerbare Wasserstoff für diesen Sektor mittelfristig massiv ausgebaut werden muss. Bis 2045 entfällt dann der größte Teil des Wasserstoffbedarfs auf die Stromerzeugung. In Zeiten, in denen eine Residualnachfrage besteht, wird Wasserstoff in Gaskraftwerken als Brennstoff genutzt. Zum Teil erfolgt dies in Kraft-Wärme-Kopplung, sodass auch ein Teil der Fernwärme auf Wasserstoff basiert.

Technologisch wird die Nutzung des Wasserstoffs in der Schwerindustrie dadurch begünstigt, dass ohnehin die Hälfte der zentralen Industrieanlagen der deutschen Grundstoffindustrie in den nächsten zehn Jahren zur Reinvestition ansteht. Vorreiter kann die Stahlindustrie sein. Hier kommen viele Hochöfen ans Ende ihrer Lebenszeit und können durch Direktreduktionsanlagen ersetzt werden, die vorwiegend mit Wasserstoff und kleineren Anteilen Erdgas betrieben werden. Das Ersetzen alter (klimaschädlicher) Produktionsanlagen durch neue (klimafreundliche) Alternativen erfordert in den kommenden Jahren erhebliche Investitionen der Schwerindustrie. Darüber hinaus muss das Angebot an Wasserstoff dramatisch ansteigen, damit die neuen Produktionsanlagen der Schwerindustrie auch entsprechend genutzt werden können.

Zusätzlich zum Bedarf an Wasserstoff im Industriesektor und der Energiewirtschaft schätzt die Studie von Agora (2021a) einen Bedarf im Bereich Straßengüterverkehr – 4 TWh bis 2030 und 40 TWh bis 2050. Für den Schienenverkehr ist in Agora (2021a) keine nennenswerte Wasserstoffverwendung vorgesehen.

Unternehmensumfragen der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) weisen ebenfalls auf einen erheblichen Wasserstoffbedarf in Deutschland hin. Zur Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 hatten die Fernleitungsnetzbetreiber erstmalig im Rahmen einer Marktpartnerabfrage den Transportbedarf für Wasserstoff ermittelt. Für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die zweite Marktabfrage – eine sogenannte Wasserstoffabfrage für Erzeugung und Bedarf (WEB) – durchgeführt (FNB 2021). Diese wurde durch die Fernleitungsnetzbetreiber am 11. Januar 2021 für den Szenariorahmen 2022 gestartet, und Projektmeldungen waren bis zum 16. April 2021 möglich. Im Rahmen dieser Marktabfrage sind über 500 Projektmeldungen eingegangen. Für die Berücksichtigung eines Projekts ist ein «Memorandum of Understanding» (MoU) zwischen dem bedarfsanmeldenden Unternehmen und dem FNB notwendig, dass die Umsetzungsabsicht für das Projekt bekräftigt.

Die Ergebnisse der von den FNBs durchgeführten Unternehmensumfragen zeigen, dass die Studie von Agora (2021a) eine eher vorsichtige Abschätzung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs darstellt. Konkret ergeben die Umfragen eine geplante Ausspeisungsmenge (Wasserstoffnutzung) von 126,6 TWh in 2030 und 176,6 TWh in 2032 (FNB 2022, Tabelle 52). Dabei ist zu beachten, dass es sich hier um die gesamte Nutzungsmenge von

Wasserstoff handelt, in der auch die Nutzung von nicht-grünem Wasserstoff enthalten ist. Der aus Erdgas hergestellte «graue» Wasserstoff muss jedoch zur Erreichung der Klimaneutralität durch grünen ersetzt werden.

2.4 Wasserstoffproduktion

Der Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und Europa setzt positive wirtschaftliche Impulse, die weit über die Wasserstoffwirtschaft hinausgehen, und hat das Potenzial, einen grünen Wirtschaftsboom auszulösen. Zudem ist eine großvolumige Wasserstoffproduktion notwendig, wenn Deutschland zukünftig eine Spitzenposition im Bereich der Entwicklung neuer Wasserstofftechnologien einnehmen möchte. Aus diesen Gründen ist es richtig, dass die Bundesregierung im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie den Aufbau einer auf die anderweitig schwer zu dekarbonisierenden Sektoren fokussierten Wasserstoffwirtschaft aktiv unterstützt (BMWK 2022b).

Aktuell werden jährlich bereits rund 55 TWh Wasserstoff in Deutschland produziert und verbraucht (BMW i 2020). Abgesehen von der Herstellung von Wasserstoff als Nebenprodukt im Rahmen industrieller Prozesse – zum Beispiel mittels Benzinreformierung in Raffinerie-Prozessen – beruht die heutige Produktion noch weitgehend auf der sogenannten Dampfreformierung, bei der Wasserstoff emissionsreich aus Erdgas gewonnen wird. Nur ein sehr geringer Anteil des aktuell erzeugten Wasserstoffs ist grüner Wasserstoff, der auf Basis eines Elektrolyseverfahrens gewonnen wird, in dem mithilfe von elektrischem Strom Wasser in seine chemischen Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff getrennt wird.

Die Mehrzahl der Szenarioanalysen geht davon aus, dass Deutschland eine großvolumige, grüne Wasserstoffwirtschaft im Inland aufbauen, aber auch erhebliche Mengen grünen Wasserstoffs aus dem – hauptsächlich europäischen – Ausland importieren wird (Stiftung Klimaneutralität 2022). Der Import aus dem europäischen Ausland wird voraussichtlich über ein europäisches H₂-Fernleitungsnetz erfolgen – siehe Abschnitt 2.5. Für Importe aus dem nicht-europäischen Ausland wird der grüne Wasserstoff in Form von Ammoniak, Methanol oder E-Fuels per Schiff transportiert.^[9]

Zum Beispiel schätzt Agora (2021a), dass von der angestrebten Wasserstoffnutzung von 63 TWh bis 2030 bzw. 268 TWh bis 2045 ein Anteil von 19 TWh (bis 2030) bzw. 84 TWh (bis 2045) in Deutschland erzeugt wird. Matthes et al. (2021) schlagen ein Ausbauziel für Wasserstoff in Deutschland von 10 GW vor, was bei «systemdienlichem Betrieb» der Elektrolyseanlagen ein Wasserstoffaufkommen von circa 20 TWh erzeugt. Die Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung sah ursprünglich nur einen Ausbau von

9 Es ist eine offene Frage, welche Rolle H₂-Importe per Schiff werden. Die technisch-ökonomischen Hindernisse sind hier sehr hoch.

Erzeugungsanlagen von 5 GW Gesamtleistung vor (BMWi 2020), aber gemäß Koalitionsvertrag soll das Ausbauziel für die heimische Elektrolyseleistung von 5 auf 10 GW bis 2030 angehoben werden (BMWK 2022a).^[10]

Die in Abschnitt 2.3 genannten Unternehmensumfragen der FNBs geben einen Hinweis auf die geplanten Erzeugungskapazitäten und somit eine Abschätzung der zukünftigen Produktionskapazitäten für Wasserstoff. Die Umfrageergebnisse verdeutlichen, dass die deutsche Energiewirtschaft bereits konkrete Pläne für eine großvolumige Wasserstoffproduktion in Deutschland hat. Die geplante Einspeisemenge an Wasserstoff beläuft sich auf insgesamt 135,5 TWh im Jahr 2030 und 178,5 TWh im Jahr 2032, wobei zu beachten ist, dass diese Mengen auch nicht-grünen Wasserstoff beinhalten. Zur Erzeugung von grünem Wasserstoff ist eine Elektrolyseleistung von 9,4 GW bis 2030 und 20,5 bis 2032 geplant. Zum Vergleich noch einmal: Die Bundesregierung hat im Koalitionsvertrag den Richtwert von bisher 5 GW auf 10 GW Elektrolyseleistung angehoben.

2.5 Wasserstofftransport

Die Entwicklung einer international wettbewerbsfähigen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und Europa wird auch ein leistungsfähiges Transportsystem erfordern, das die Produzenten des Wasserstoffs mit den Verbrauchern verbindet. Dazu ist der schnelle Ausbau eines öffentlichen Pipeline-Netzwerkes für Wasserstoff notwendig. Dieses Netzwerk verbindet innerhalb Deutschlands die Erzeuger des Wasserstoffs in den nördlichen und östlichen Bundesländern (Windenergie) mit den Abnehmern in West- und Süddeutschland. Und innerhalb Europas gewährleistet eine solche Wasserstoff-Autobahn den kostengünstigen Transport Wasserstoffs von den Produzenten in Südeuropa (Solarenergie) zu den Abnehmern in Frankreich und Deutschland. Der Bau einer solchen Transportinfrastruktur ist technisch möglich und die Planung konkreter Projekte hat in den letzten zwei Jahren an Fahrt aufgenommen, z. B. die von Frankreich, Spanien und Portugal angekündigte Untersee-Wasserstoffpipeline durch das Mittelmeer (Spiegel 2023).^[11]

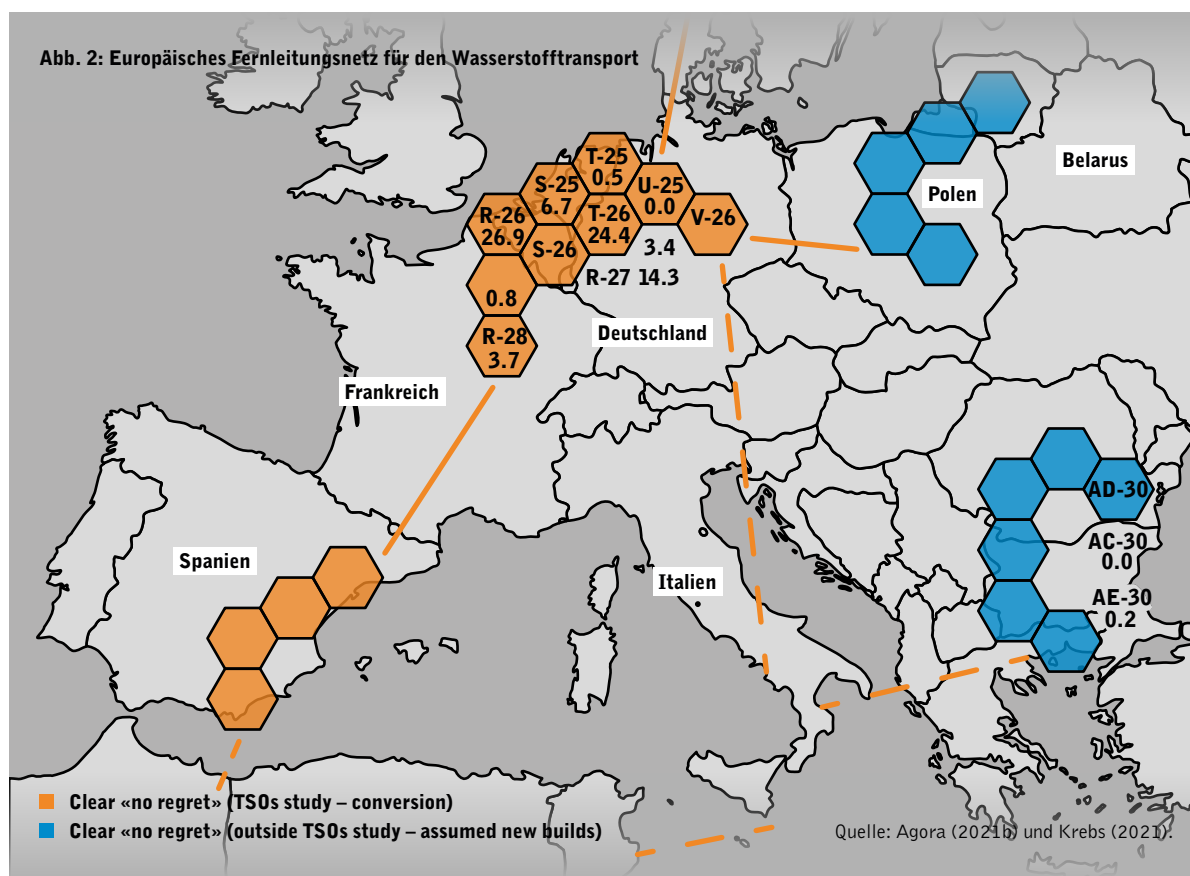
Verschiedene Entwürfe für Pipeline-Netzwerke zum Transport von Wasserstoff in Deutschland und Europa liegen vor. Chatzimarkakis und van Wijk (2020) skizzieren in groben Zügen ein umfassendes Netzwerk, das aus einer Mischung aus der Konvertierung

10 BMWi (2020) geht von 4.000 Volllaststunden pro Jahr und einem Wirkungsgrad der Elektrolyseanlagen von 70 Prozent aus, so dass 5 GW Gesamtleistung eine Elektrolysekapazität von 14 TWh im Jahr ergeben.

11 Über große Distanzen lässt sich Wasserstoff am effizientesten per Pipeline transportieren, in denen gasförmiges Wasserstoff in großen Mengen fließen kann. Der Druck kann zwischen 20 unter 100 bar liegen – ähnlich wie in heutigen Gaspipelines. Für den Transport in Druckbehältern per Lkw liegt der Druck in der Regel bei 200 bis 300 bar. Typische Drücke in der mobilen Anwendung liegen beispielsweise in Brennstoffzellen-Fahrzeugen bei 350 bar (LKW) oder 700 bar (PKW).

existierender Erdgasleitungen und neuen Wasserstoffleitungen besteht. Aufbauend auf der Studie von Chatzimarkakis und van Wijk (2020) haben eine Reihe europäischer Gasnetzbetreiber in der Studie «Extending the European Hydrogen Backbone» (Creos et al. 2021) einen konkreten Plan für den Ausbau eines Transport- und Lagersystems für Wasserstoff entwickelt, der sich auf Länder beschränkt, in denen diese Unternehmen bereits tätig sind (daher ohne Portugal und Osteuropa).

In einer weiteren Studie fragt Agora (2021b) nach No-Regret-Investitionsmöglichkeiten innerhalb Europas mit Fokus auf Industriestandorte für den Zeithorizont bis 2030. Die Studie identifiziert im Wesentlichen geografische Cluster, in denen bis 2030 eine hohe Nachfrage nach (erneuerbarem) Wasserstoff bestehen wird und gleichzeitig die Produktion von Wasserstoff möglich ist. Die Analyse vergleicht diese Nachfrage mit den rechnerisch günstigsten Wasserstoff-Produktionsstandorten und möglichen Speicherstandorten (in umgewidmeten Salzkavernen) und liefert im Ergebnis eine kostenoptimale Wasserstoff-Transportroute. Das Ergebnis der Analyse sind vier regionale Cluster, in denen Wasserstoffherzeugung und Wasserstoffnutzung innerhalb desselben Clusters erfolgen. Diese Cluster bilden den relativ unstrittigen Nukleus einer größeren H₂-Infrastruktur bis 2030. Dieser Nukleus muss um Verbindungen ergänzt werden, um den deutschen Import von Wasserstoff von 44 TWh bis 2030 zu gewährleisten (europäische «Wasserstoff-Autobahn»). Damit ergibt sich gemäß Krebs (2021) folgendes Leitungsnetz:



Die durchgezogene Linie in Abbildung 2, die die zwei westlich gelegenen Cluster verbindet, stellt eine Wasserstoffleitung dar, die zentral für das Gelingen der europäischen Zukunftsmission «Wasserstoff» ist. Diese Leitung gewährleistet, dass der immense Bedarf an Wasserstoff im nordwestlichen Cluster, der bei weitem die eigenen Produktionsmöglichkeiten übersteigt, durch die Produktion in Spanien und Portugal und eventuell Nordafrika (Marokko) gedeckt werden kann. Der Bau dieser Wasserstoffleitung sollte oberste Priorität haben.^[12] Ebenso ist die zweite durchgezogene Linie von großer wirtschaftlicher und politischer Bedeutung, da sie die Industrie in Polen mit Wasserstoff versorgt und so die Nutzung klimaschädlicher Alternativen vermeidet. Die gestrichelten Linien zeigen weitere Verbindungen an, die langfristig (bis 2040) alle umgesetzt werden sollten, von denen aber nicht alle bis 2030 umgesetzt werden müssen, ohne den Erfolg des Zukunftsprojekts zu gefährden.

Der Hochlauf der deutschen Wasserstoffwirtschaft erfordert auch ein leistungsfähiges Fernleitungsnetz mit entsprechend umgebauten Speicherkapazitäten innerhalb Deutschlands. Abbildung 3 zeigt den Entwurf der FNBs für ein Wasserstoff-Startnetz in Deutschland (Creos et al. 2021) wie es in Matthes et al. (2021) dargestellt ist.

Die Abbildungen 4a sowie 4b zeigen den Entwurf der Fernnetzbetreiber (FNB 2022) auf Basis der WEB-Meldungen zur Ein- und Ausspeisung bis 2032.

Aktuell wird die 2020 erschienene nationale Wasserstoffstrategie vom BMWK überarbeitet (Tagesspiegel 2022). Insgesamt sieht der Entwurf vor, dass in Deutschland mehr als 1800 Kilometer H₂-Leitungen – davon 800 km Neubau und 1050 km Umnutzung bestehender Erdgasleitungen – und drei H₂-Kavernenspeicher bis zum Jahr 2027 entstehen. Darüber hinaus soll noch in diesem Jahr ein Konzept für Wasserstoffspeicher erarbeitet werden, das die sukzessive Umrüstung bestehender Gasspeicher und den notwendigen Neubau von Wasserstoffspeichern zusammenführt. Schließlich soll aufgrund der jüngsten Erfahrungen im Rahmen des Ukraine-Kriegs die Schaffung einer nationalen Reserve für Wasserstoff und Wasserstoffderivate vorangetrieben werden, um resilienter gegenüber Erzeugungs- oder Importausfällen zu sein.

12 Die Verbindungslinien sind schematisch dargestellt und entsprechen nicht unbedingt dem exakten Verlauf der Leitungen. Die Verbindung der iberischen Halbinsel mit Frankreich und von da nach Deutschland ist mittlerweile beschlossen, aber die Verbindung Spanien-Frankreich wird voraussichtlich über Leitungen im Mittelmeer hergestellt werden (Spiegel 2023). Auch die Pläne einer Wasserstoffverbindung zu den skandinavischen Ländern habe sich mittlerweile konkretisiert (Energate-Messenger 2023).

Abb. 3: Deutsches Fernleitungsnetz für den Wasserstofftransport (2035)

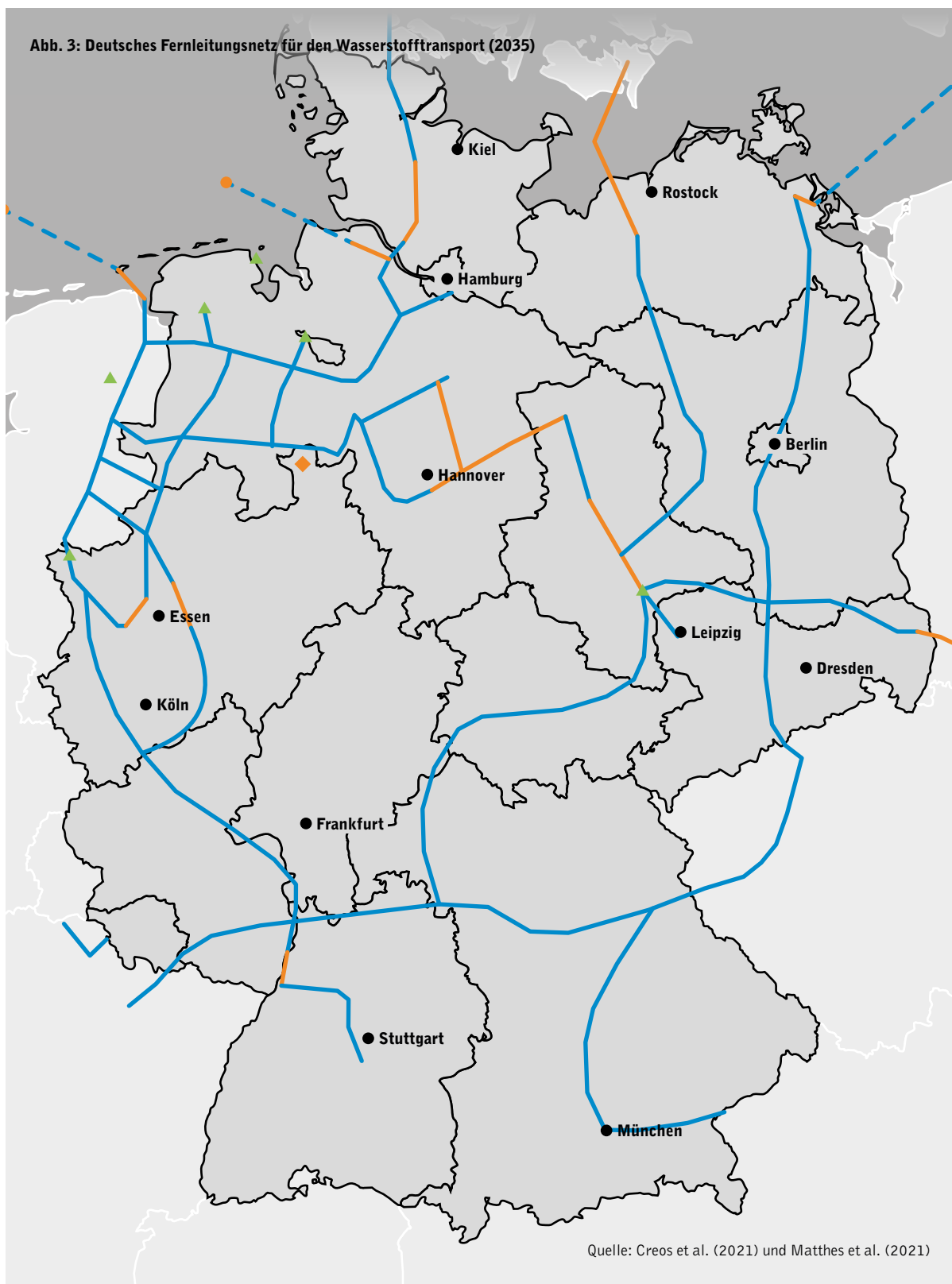
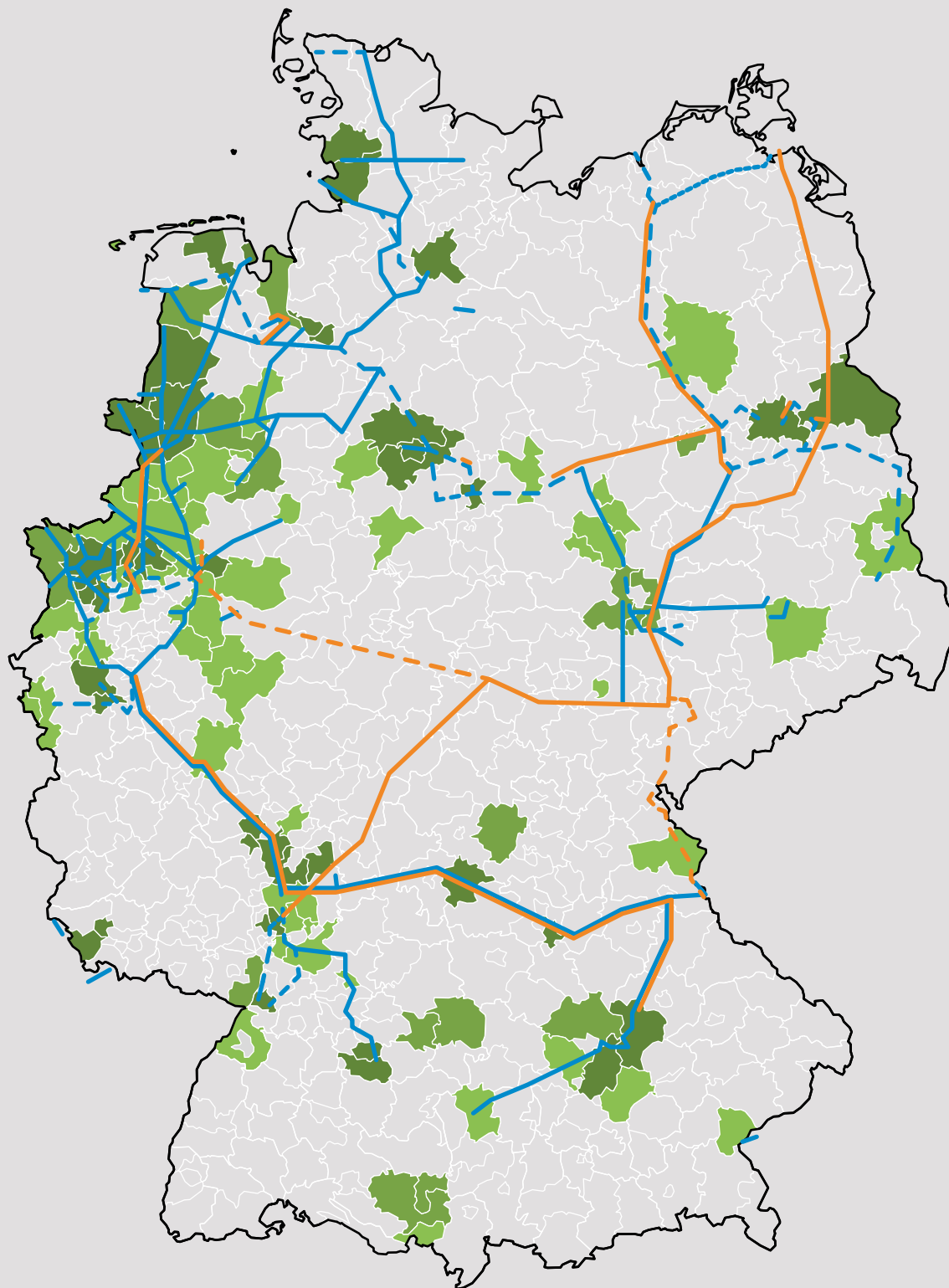
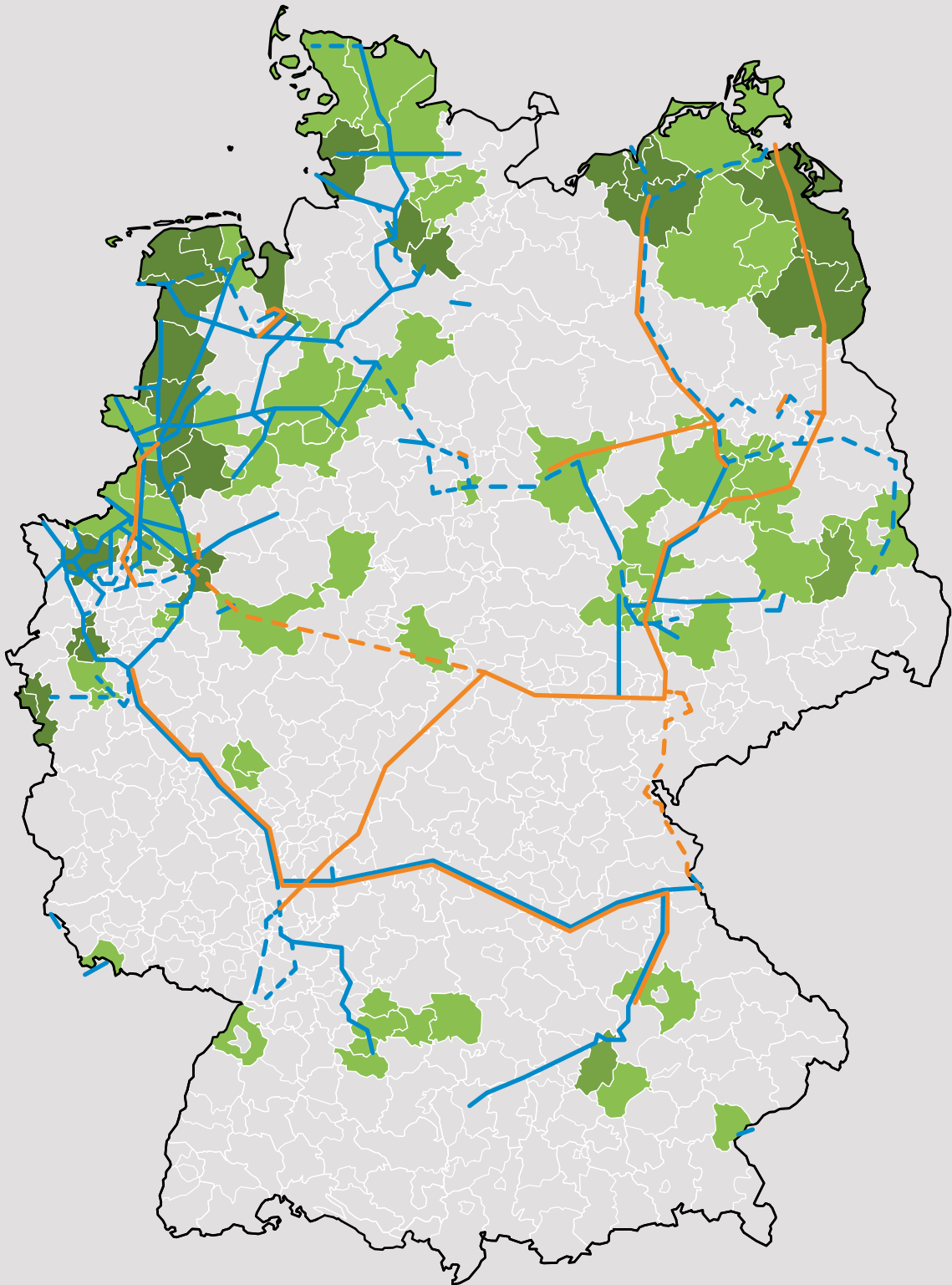


Abb. 4a: Deutsches H₂-Fernleitungsnetz auf Basis der geplanten Ausspeisungen (H₂-Bedarf)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber (FNB, 2022)

Abb. 4b: Deutsches H₂-Fernleitungsnetz auf Basis der geplanten Einspeisungen (H₂-Produktion)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber (FNB, 2022)

2.6 Gaskraftwerke

Die oben genannten Studien entwickeln eine Strategie für einen ambitionierten Klimaschutzplan, der den sofortigen Atomausstieg und den Kohleausstieg bis circa 2030 vorsieht. In der Energiewirtschaft müssen Gaskraftwerke dann ab 2030 fluktuierende Einspeisungen der Erneuerbaren ergänzen und fossile Stromerzeugung ersetzen, weil der geplante Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung erst in 2040 abgeschlossen sein wird. Dies erfordert den Bau neuer Gaskraftwerke, die anfänglich Erdgas verwenden und dann auf die Wasserstoffnutzung umgerüstet werden – sogenannte wasserstofffähige Gaskraftwerke (H₂-ready). Eine solcher Ausbau ist aus klimapolitischer Sicht sinnvoll, weil die neuen Gaskraftwerke alte Kohlekraftwerke ersetzen und die Umrüstung auf Wasserstoff relativ einfach und kostengünstig erfolgen kann. Sogenannte Lock-in-Effekte sind also relativ unwahrscheinlich, solange der Gesetzgeber die entsprechenden Rahmenbedingungen setzt und durch angemessene Regulierung gewährleistet, dass einzelwirtschaftliche Entscheidungen im Einklang stehen mit den gesamtgesellschaftlichen Zielen.

Das Setzen von Rahmenbedingungen beinhaltet unter anderem, dass neue Gaskraftwerke ohne Ausnahme H₂-ready in dem Sinne sein sollten, dass die Anlagen eine rasche und vollständige Umstellung auf Wasserstoff ermöglichen. Dies erfordert eine gute Planung, die neben der Ausgestaltung der Kraftwerke auch die notwendige Anbindung an das zukünftige Wasserstoffleitungsnetz berücksichtigt. Der Zeitaufwand und die Mehrkosten für die Umrüstung von neuen Gaskraftwerken sind zurzeit noch unbekannt, weil es sich um technisches Neuland handelt. Das BMWK (2023a) schätzt die Mehrkosten für Neuanlagen auf 5 bis 20 Prozent und die tatsächlichen Umwandlungskosten auf nochmals 10 Prozent. Diese Schätzungen sind mit großer Unsicherheit behaftet, denn es gibt zwar bereits erste Politikprojekte im fortgeschrittenen Stadium,^[13] aber die tatsächliche Umwandlung eines größeren, industriell genutzten Kraftwerks ist bisher noch nicht erfolgt.

Der zusätzliche Bedarf an Gaskraftwerken wird nach aktuellen Berechnungen erheblich sein. BCG (2021) schätzt einen zusätzlichen Kraftwerksbedarf mit einer Leistung von 43 GW. Das Klimaszenario von Agora et al. (2021) geht von einem Anstieg der Stromerzeugung mittels Gaskraftwerke um 55 TWh von 79 TWh in 2021 auf 134 TWh in 2030 aus. Dies entspricht einer zusätzlichen Leistung von 37 GW bei einem Wirkungsgrad von 50 Prozent und 3.000 Volllaststunden pro Jahr. EWI (2021) schätzt einen zusätzlichen Bedarf von 23 GW. Stiftung Klimaneutralität (2022) fasst die Ergebnisse verschiedener Studien, die teilweise noch vor der Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes modelliert wurden, wie folgt zusammen: «Alle Szenarien zeigen einen Anstieg der installierten Leistung von Gaskraftwerken bis 2030». Dabei ist zu beachten, dass die in Stiftung

13 Beispielsweise haben Siemens Energy und EnBW gemeinsam ein Kraftwerk in Stuttgart-Münster mit zwei angeblich H₂-fähigen Gasturbinen geplant, die jeweils 62 Megawatt elektrische Leistung erzeugen können (Siemens Energy 2022). Siehe auch Handelsblatt (2022).

Klimaneutralität berücksichtigten Szenarien, die mit den neuen Klimazielen der Bundesregierung im Einklang stehen, einen Zuwachs von mindestens 13 GW und bis zu 76 GW ermitteln. Dabei ist zwischen installierter Leistung und Stromerzeugung aus Gas zu unterscheiden. Letztere wird mit dem wachsenden Ausbau der Erneuerbaren abnehmen.

Diese Überlegungen zeigen, dass mittelfristig der zusätzliche Bedarf an Stromerzeugung mit Gaskraftwerken erheblich sein dürfte. Konkret kann von einem Zusatzbedarf von 20 bis 40 GW ausgegangen werden, wenn der Kohleausstieg bis 2030 fast vollständig erfolgen soll. Dabei ist dieser Schätzwert mit sehr viel Unsicherheit behaftet. Der bestehende Bedarf wirft die Frage auf, ob hinreichend viele Gaskraftwerke in Planung sind, um den notwendigen Anstieg der Gasverstromung um 20 bis 40 GW zu bewältigen. Die Antwort auf diese Frage verdeutlicht, dass zurzeit noch eine Lücke an Kraftwerkskapazität besteht, die zügig geschlossen werden muss, wenn der Kohleausstieg bis 2030 erreicht werden soll.

Konkret ist laut Bundesnetzagentur (2022) im Zeitraum 2022-2025 ein erwarteter Zubau von circa 3 GW von Gaskraftwerken zu erwarten (siehe auch BMWK 2023a), dem ein Abbau von circa 15 GW (hauptsächlich Kohlekraftwerke) entgegensteht. Insgesamt sind gemäß FNB (2021, Tabelle 20) zahlreiche Gaskraftwerke in Planung, die einen Anstieg der installierten Kraftwerksleistung von 29 GW in 2020 auf 42 GW in 2032 gewährleisten können – ein Zuwachs von rund 13 GW. Es besteht also voraussichtlich ein zusätzlicher Bedarf von etwa 7 bis 27 GW im Kraftwerksbereich, auch wenn die bereits geplanten Gaskraftwerke mit einer Leistung von 13 GW alle umgesetzt werden sollten.

2.7 Import H₂/LNG

Deutschland hat im Jahr 2021 rund 55 Milliarden Kubikmeter Erdgas aus Russland importiert (BMWK 2023b). Der Wegfall russischer Gasimporte erfordert, dass Deutschland und Europa zukünftig zusätzliches Flüssiggas (LNG) importieren müssen.^[14] Denn die zusätzlichen Produktionskapazitäten in Europa sind begrenzt und der Rückgang des Gasverbrauchs ist zwar erheblich, aber er wird nicht ausreichen, um den Wegfall der russischen Gasimporte vollständig zu kompensieren. Die Bundesregierung hat daher unmittelbar nach dem Beginn des Kriegs in der Ukraine die Weichen zum Bau von LNG-Terminals in Deutschland gestellt. Dieser Ausbau ist mit einer in Deutschland bisher nicht bekannten Geschwindigkeit erfolgt, die für das Erreichen der Ausbauziele von Windkraft und anderen Infrastrukturen der Energiewende ein Vorbild sein sollte.

Doch es gibt auch Kritik an den LNG-Plänen der Bundesregierung. Es steht der Vorwurf im Raum, dass Überkapazitäten aufgebaut werden und dadurch Lock-in-Effekte entstehen

14 LNG-Gas ist Erdgas, das auf -162 Grad Celsius abgekühlt und dadurch vom gasförmigen in den flüssigen Zustand überführt wurde.

(Agora 2023, Bukold 2023, New Climate Institute 2022). Diese Kritik hat zwei Stoßrichtungen. Zum einen wird das Volumen der in Deutschland geplanten Importterminals hinterfragt. Zum anderen wird die Langfristigkeit einiger Lieferverträge kritisch gesehen.

Die LNG-Einfuhr kann entweder über Häfen in Belgien, Frankreich und Niederlande oder über deutsche Häfen erfolgen. In Deutschland sind aktuell LNG-Terminals in drei Clustern geplant bzw. seit Dezember 2022 im Betrieb: Wilhelmshaven, Unterelbe (Brunsbüttel, Stade) und Ostsee (Lubmin). Eine Überkapazität besteht zweifelsfrei, wenn alle bisher geplanten Terminals nur für den Import von LNG verwendet werden. Denn in den drei deutschen Clustern sind LNG-Terminals mit einer maximalen Gesamtkapazität von 76,5 Milliarden Kubikmeter bis 2030 geplant (BMWK 2023b) – also mehr als das Gesamtvolumen der russischen Gasimporte in 2021 von 55 Milliarden Kubikmeter. Doch diese einfache Berechnung berücksichtigt nicht die Möglichkeiten der alternativen Verwendung der Terminals. Die Frage möglicher Überkapazitäten von LNG-Terminals ist letztlich auch eine Frage nach den zukünftigen Umwandlungskosten.

Hinsichtlich der Umwandlung von LNG-Terminals muss zwischen schwimmenden LNG-Terminals – sogenannte FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) – und landseitigen Terminals unterschieden werden. Bis 2030 sind fünf FSRUs in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Lubmin mit einer Gesamtkapazität von 32,5 Milliarden Kubikmeter und drei Land-Terminals in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Stade mit einer Gesamtkapazität von 44 Milliarden Kubikmeter geplant, wobei die Land-Terminals in Wilhelmshaven mit einer Kapazität von 21 Milliarden Kubikmeter sofort als Grüngasterminal zum Import von Ammoniak bzw. Wasserstoff konzipiert werden sollen (BMWK 2023b). Die fünf schwimmenden LNG-Terminals können anschließend als Tanker eingesetzt oder als FSRUs weitergechartert werden. Hier besteht jedoch die Gefahr, dass auf dem globalen LNG- und Tankermarkt in einigen Jahren Überkapazitäten bestehen und alternative Verwendungen mit hohen Verlusten verbunden sind. Die zwei geplanten landseitigen LNG-Terminals in Brunsbüttel und Stade können ausgerüstet werden für den Import von Wasserstoff, aber die zukünftige Umwandlung muss bereits beim Bau des LNG-Terminals einbezogen werden (H₂-ready) und ist nach aktuellen Schätzungen auch dann noch mit erheblichem Aufwand und Kosten verbunden (Fraunhofer ISI 2022b).

Diese Überlegungen zeigen, dass die aktuelle Planung der Bundesregierung zum Ausbau der LNG-Terminals (BMWK 2023b) sehr wahrscheinlich zu Überkapazitäten und den damit verbundenen Lock-in-Effekten führen wird. Zwar muss die Versorgungssicherheit gewährleistet werden, aber die vollständige Umsetzung aller bisher geplanten LNG-Projekte mit einer Importkapazität von insgesamt 55,5 Milliarden Kubikmeter in 2030 ist nur sinnvoll,^[15] wenn der Erdgasverbrauch in 2030 relativ zum Verbrauch in 2021 nicht sinkt

15 Die 55,5 Milliarden Kubikmeter ergeben sich nach Abzug der 21 Milliarden Kubikmeter des Grüngasterminals in Wilhelmshaven von der Gesamtkapazität von 76,5 Milliarden Kubikmeter in 2030.

und somit die russischen Gasimporte von 55 Milliarden Kubikmeter vollständig durch LNG-Importe über deutsche Häfen ersetzt werden müssen.^[16] Ein solches Szenario ist jedoch weder wahrscheinlich^[17] noch steht es im Einklang mit den Klimazielen der Bundesregierung (Agora 2023).

Die Langfristigkeit von LNG-Lieferverträgen ist ein weiterer Grund für mögliche Lock-in-Effekte, die sich negativ auf den Erfolg der Energiewende auswirken können. Verschiedene Energieunternehmen haben Verträge für den LNG-Import nach Deutschland mit Laufzeiten abgeschlossen, die teilweise über 2040 hinausgehen (Bukold 2023). Solche Verträge können den Ausstieg aus der Erdgaswirtschaft bis 2040 gefährden, der ein wesentlicher Bestandteil der in 2.1 diskutierten Szenarien zum Erreichen der Klimaneutralität bis 2045 ist. Kritisch sind zudem sogenannte «destination clauses» zu sehen, die es den Abnehmern verbieten, ihre Abnahmemengen an dritte Staaten weiterzukaufen, und damit starke Anreize für die weitere Verbrennung von Gas setzen. Hier sollte die Bundesregierung ein klares Signal an alle Importeure setzen, dass eine Einfuhr von LNG nach 2040 nicht im Einklang mit den klimapolitischen Zielen steht und hohe geschäftliche Risiken birgt. Darüber hinaus sollten sich die öffentlichen Unternehmen SEFE und Uniper besonders ambitionierte klimapolitische Ziele setzen, keine langfristigen LNG Lieferverträge mit «destination clauses» abschließen und deutlich vor 2040 aus dem LNG-Geschäft aussteigen.

16 Dies gilt, solange die Gasimporte aus Norwegen, Niederlande, Belgien und Frankreich insgesamt nicht reduziert werden müssen relativ zu dem Importvolumen in 2021. Die Gasimporte aus diesen vier Ländern sind in 2022 massiv gestiegen relativ zu 2021 (BDEW 2023), und dieser Importzuwachs könnte sogar noch weiter gesteigert werden (DIW 2022).

17 In 2022 ist der Gasverbrauch relativ zu 2021 um rund 15 Prozent und temperaturbereinigt um rund 10 Prozent gesunken (BDEW 2023).

3 Geschäftsmodelle für Uniper und SEFE

In diesem Kapitel soll die Analyse der Energiewende in Kapitel 2 als Grundlage verwendet werden, um tragfähige Geschäftsmodelle für die Unternehmen SEFE GmbH und Uniper SE zu entwickeln, die sowohl aus betriebswirtschaftlicher als auch gesamtgesellschaftlicher Sicht sinnvoll sind. Dabei beschränkt sich dieses Kapitel auf die Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse und Schlussfolgerungen. Eine ausführliche Beschreibung und Analyse der Energieunternehmen SEFE GmbH und Uniper SE erfolgt im Anhang.

3.1 Uniper SE

Die Uniper SE ist ein internationales Energieunternehmen mit Sitz in Düsseldorf und Aktivitäten in mehr als 40 Ländern. Mit rund 7.000 Mitarbeitenden leistet das Unternehmen einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Europa. Die Kernaktivitäten von Uniper umfassen die Stromerzeugung in Europa, den weltweiten Energiehandel sowie ein breites Gasportfolio. Uniper beschafft Gas – auch als verflüssigtes Erdgas (LNG) – und andere Energieträger auf den Weltmärkten. Das Unternehmen besitzt und betreibt Gasspeicher mit einer Kapazität von mehr als 7 Milliarden Kubikmetern. Uniper ist einer der größten Betreiber von Wasserstoffkraftwerken in Europa und plant sein rund 22,5 GW installierte Strom-Erzeugungskapazität in Europa bis 2035 CO₂-neutral zu betreiben. Darüber hinaus hat Uniper bereits Anlagen und Erfahrung in der Produktion von grünem Wasserstoff und entwickelt zurzeit Pläne zum Einstieg in den Ausbau von Solar- und Windenergie.

Uniper ist eine zentrale Säule der deutschen Energieversorgung. Als das Unternehmen aufgrund seiner Geschäfte mit russischem Erdgas in Schieflage geriet, wurde von der Bundesregierung am 22. Juli 2022 ein erstes Stabilisierungspaket beschlossen, das am 21. September nochmals ausgeweitet wurde. Die Stabilisierungsmaßnahmen beinhalten zinsgünstige Kredite und eine 99-prozentige Mehrheitsbeteiligung des Bundes. In einer außerordentlichen Hauptversammlung von Uniper SE am 19. Dezember 2022 haben die Aktionäre eine Kapitalerhöhung in Höhe von 8 Mrd. Euro beschlossen und somit der staatlichen Übernahme des Unternehmens zugestimmt. Die Europäische Kommission hat die Hilfsmaßnahme der Bundesregierung am 20. Dezember 2022 beihilferechtlich genehmigt, wobei die Genehmigung mit Auflagen verbunden ist (siehe Anhang).

Durch die mehrheitliche Übernahme hat der Bund die wesentlichen Mitsprache- und Kontrollrechte bei dem Unternehmen, um die Versorgungssicherheit in Deutschland sicherstellen zu können und die Geschäftsstrategie neu zu justieren. Diese Neuausrichtung der Geschäftstätigkeiten soll im Folgenden untersucht werden. Dabei erfolgt die Bewertung der verschiedenen Geschäftsfelder nach zwei Kriterien. Erstens: Welchen Beitrag leistet der Geschäftsbereich zur Energiewende bzw. zur Transformation der Energiewirtschaft hin

zur Klimaneutralität? Zweitens: Welche Expertise und Assets hat das Unternehmen in dem Geschäftsbereich und welche Expansionsmöglichkeiten bestehen?

Die Ergebnisse der Analyse sind hier in Abbildung 5 dargestellt:

Abbildung 5: Bewertungsmatrix für Uniper

| | | Gesamtgesellschaftliche Bedeutung | | |
|---|----------|--|---|--|
| | | gering | gut | sehr gut |
| Vorhandene Expertise/Assets und Expansionsmöglichkeiten | gering | – Atomkraft | | – Wind- und Solarkraft |
| | gut | – Kohlekraftwerke | – Gasspeicher | – H ₂ -Speicher – Wasserkraftwerke |
| | sehr gut | – Russische Gasimporte – Russische Kraftwerke | – Gaskraftwerke – LNG-Einkauf/Import | – H ₂ -Kraftwerke – H ₂ -Produktion – H ₂ -Einkauf/Import |

Anmerkung: Die horizontale Skala (von links nach rechts) bewertet die Geschäftsfelder hinsichtlich ihrer gesamtgesellschaftlichen Bedeutung und die vertikale Skala (von oben nach unten) bewertet die Geschäftsfelder hinsichtlich der vorhandenen Expertise/Assets und Expansionsmöglichkeiten des Unternehmens.

Uniper besitzt Assets im Kraftwerksbereich, die aus umweltpolitischer Sicht kritisch zu bewerten sind. Das sind hauptsächlich die vier Kohlekraftwerke und das Atomkraftwerk in Schweden. Darüber hinaus sind die Geschäftstätigkeiten in Russland und die Gasimporte aus Russland aus geopolitischen Gründen nicht zukunftsfähig.

Uniper hat hochwertige Assets und Expertise in der Speicherung von Erdgas sowie der Stromerzeugung mittels Gaskraftwerke und ist zudem an dem Ausbau der LNG-Terminals in Wilhelmshaven beteiligt. Darüber hinaus hat das Unternehmen langjährige Erfahrung im internationalem Erdgashandel. Diese Stärken im Gasbereich sollten gefestigt werden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass der Erdgasverbrauch in Deutschland rückgängig sein wird und das Erreichen der Klimaziele der Bundesregierung langfristig einen vollständigen Ausstieg aus dem Erdgasgeschäft erfordert. Die Expansionsmöglichkeiten in diesem Bereich sind daher sehr begrenzt, und es geht hier unternehmensstrategisch eher um die Vorbereitung des Umbaus auf Wasserstoff.

Die Geschäftsbereiche mit dem größten Zukunftspotenzial für Uniper sind der Einkauf und die Produktion von grünem Wasserstoff bzw. grünem Ammoniak sowie der Bau von H₂-Kraftwerken zur Stromerzeugung. Der von der Bundesregierung geplante Hochlauf einer grünen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland bietet dem Unternehmen eine Chance, eine starke Position in einem ertragreichen Zukunftsmarkt zu besetzen. Das Unternehmen hat besonders mit den geplanten Großprojekten in der Region Wilhelmshaven (Wasserstoffproduktion, LNG/Ammoniak-Import) den Grundstein für ein tragfähiges Geschäftsmodell gelegt, dass Arbeitsplätze und Wohlstand schaffen wird. Uniper sollte einen ähnlichen Ansatz – soweit möglich – auch in anderen Geschäftsfeldern und Regionen verfolgen.

Uniper betreibt als Eigentümer eine erhebliche Anzahl von Wasserkraftwerken. Dies sind ertragreiche Assets, die auch einen wichtigen Baustein für die Energiewende darstellen. Die Expansionsmöglichkeiten für Wasserkraftwerke in Deutschland sind jedoch sehr begrenzt. Schließlich hat Uniper Pläne zum Einstieg in den Ausbau von Solar- und Windenergie. Dies ist aus Klimaschutztechnischer Perspektive zu begrüßen, doch ist zurzeit noch nicht ersichtlich, welche Expertise oder Assets das Unternehmen Uniper befähigen, in diesem Bereich erfolgreich zu sein.

3.2 SEFE GmbH

Die SEFE GmbH ist eine Gruppe von ca. 50 Energieunternehmen mit Geschäftstätigkeiten in Europa, Asien und Nordamerika. Die Hauptgeschäftsfelder der SEFE GmbH sind der Handel mit Erdgas, der Transport, seine Speicherung sowie die Vermarktung von Gasen als Kraftstoff. Hierbei beschäftigte das Unternehmen 2020 rund 1.500 Personen und verzeichnete einen Umsatz von 12.757 Millionen Euro (verglichen mit 24,334 Millionen Euro in 2019). Mit Hauptsitz in Berlin hat das Unternehmen seinen Fokus auf dem Geschäft in Deutschland und bis vor kurzem Russland.

Die SEFE GmbH entstand am 20. Juni 2022 aus der Gazprom Germania GmbH, die bis dahin ein Tochterunternehmen der Gazprom Export des russischen Gasversorgers Gazprom war. Am 14. November 2022 überführte die Bundesregierung das angeschlagene Gasunternehmen Securing Energy for Europe GmbH (SEFE) ins Eigentum des Bundes, um die Gasversorgung in Deutschland zu sichern (BMWK 2022c). Dies erfolgte durch die Anordnung eines Kapitalschnitts, der das Stammkapital auf null setzte, und nachfolgender Kapitalspritze des Bundes von 226,6 Millionen Euro. Die SEFE war seit dem Frühjahr 2022 aufgrund russischer Sanktionen gegen nahezu aller Tochterunternehmen in eine finanzielle Schieflage geraten. Der Bund hatte bereits im Frühjahr das Unternehmen mit einem KfW-Darlehen von 11,8 Milliarden Euro unterstützt. Dieses Darlehen wurde nochmals auf 13,8 Milliarden Euro ausgeweitet. Im Dezember genehmigte die EU-Kommission die Neuausrichtung des Unternehmens und eine Umwandlung von 6,3 Milliarden Euro des bestehenden KfW-Darlehens in Eigenkapital. Die Finanzierung der Maßnahmen erfolgte aus den Mitteln des reaktivierten Wirtschaftsstabilisierungsfonds (WSF 2.0).

Durch die Übernahme hat der Bund die wesentlichen Mitsprache- und Kontrollrechte bei dem Unternehmen, um die Versorgungssicherheit in Deutschland sicherstellen zu können und die Geschäftsstrategie neu zu justieren. Diese Neuausrichtung der Geschäftstätigkeiten soll hier gezeigt werden. Dabei erfolgt die Bewertung der verschiedenen Geschäftsfelder nach zwei Kriterien. Erstens: Welchen Beitrag leistet der Geschäftsbereich zur Energiewende bzw. zur Transformation der Energiewirtschaft hin zur Klimaneutralität? Zweitens: Welche Expertise und Assets hat das Unternehmen in dem Geschäftsbereich, und welche Expansionsmöglichkeiten bestehen?

Die Ergebnisse der Analyse sind hier in Abbildung 6 dargestellt:

Abbildung 6: Bewertungsmatrix für SEFE

| | | Gesamtgesellschaftliche Bedeutung | | |
|--|----------|--|--|---|
| | | gering | gut | sehr gut |
| Vorhandene Expertise/Assets und Expansions- möglichkeiten | gering | | | |
| | gut | | <ul style="list-style-type: none"> – Gasspeicher – Gasfernleitungs- netz | <ul style="list-style-type: none"> – H₂-Speicher – H₂-Fernleitungs- netze – H₂-Einkauf/Import |
| | sehr gut | <ul style="list-style-type: none"> – Russische Gas- importe | <ul style="list-style-type: none"> – LNG-Einkauf/ Import | |

Anmerkung: Die horizontale Skala (von links nach rechts) bewertet die Geschäftsfelder hinsichtlich ihrer gesamtgesellschaftlichen Bedeutung, und die vertikale Skala (von oben nach unten) bewertet die Geschäftsfelder hinsichtlich der vorhandenen Expertise/Assets und Expansionsmöglichkeiten des Unternehmens.

Die SEFE GmbH besitzt hochwertige Assets und Expertise in der Gasspeicherung und dem Transport von Erdgas über Fernleitungsnetze und ist zudem an dem Ausbau der LNG-Terminals in der Ostsee beteiligt. Darüber hinaus hat das Unternehmen langjährige Erfahrung im internationalen Erdgashandel. Diese Stärken im Gasbereich sollten gefestigt werden, um als Fundament eines ertragreichen Unternehmens zu dienen. Dabei ist jedoch wie bei Uniper zu beachten, dass der Erdgasverbrauch in Deutschland rückgängig sein wird und das Erreichen der Klimaziele der Bundesregierung langfristig einen vollständigen Ausstieg aus dem Erdgasgeschäft erfordert. Die Expansionsmöglichkeiten in diesem Bereich sind daher äußerst begrenzt, und auch hier geht es unternehmensstrategisch um die Vorbereitung des Umbaus in Richtung grünen Wasserstoff.

Der Geschäftsbereich mit dem größten Zukunftspotenzial für die SEFE GmbH ist der Einkauf und Transport sowie die Speicherung von grünem Wasserstoff. Die SEFE-Tochter GASCADE GmbH plant Teile ihres Gasleitungsnetzes in H₂-Leitungsnetze umzuwandeln und ist zudem an dem Nordsee-Projekt AquaDuctus beteiligt, das den Pipeline-Transport von Wasserstoff aus Offshore-Windenergie ermöglichen soll. Der von der Bundesregierung geplante Hochlauf einer grünen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland bietet dem Unternehmen prinzipiell eine Chance, sich in einem wichtigen Infrastrukturbereich der Zukunft zu etablieren. Es ist derzeit noch unklar, welche Rolle SEFE bzw. die SEFE-Tochter GASCADE hier spielen kann.

4 Rolle öffentlicher Unternehmen

In diesem Kapitel wird die Rolle öffentlicher Unternehmen in der Energiewende im Allgemeinen und beim Aufbau des H₂-Fernleitungsnetzes im Speziellen untersucht. Öffentliche Unternehmen haben neben betriebswirtschaftlichen Zielen auch gesamtgesellschaftliche Ziele zu erfüllen, wobei Art und Intensität der Gemeinwohlorientierung von Fall zu Fall variieren. Dies gilt auch, wenn das Unternehmen nicht dauerhaft in öffentlichem Eigentum bleiben wird. Die Bundesregierung sollte ihre Mehrheitsbeteiligungen an SEFE und Uniper nutzen, um die notwendige Transformation der Energiewirtschaft voranzutreiben.^[18] Dies erfordert unter anderem, dass der Bund als Eigentümer der zwei Unternehmen die Entwicklung neuer Geschäftsstrategien aktiv begleitet und seine Kontrollaufgabe wahrnimmt. Dieser Ansatz ist nicht nur aus gesamtgesellschaftlicher Sicht sinnvoll, sondern wird sich letztlich auch betriebswirtschaftlich und fiskalisch rechnen.

Der zügige Aufbau eines angemessenen Fernleitungsnetzes für den Wasserstofftransport in Deutschland ist Voraussetzung für den Wasserstoffhochlauf. Prinzipielle ökonomische Überlegungen sprechen dafür, dass eine öffentliche H₂-Netzgesellschaft des Bundes den Aufbau eines bundesweiten H₂-Fernleitungsnetzes übernimmt. Der Prozess kann beschleunigt werden, indem die neu zu gründende H₂-Bundesgesellschaft eng mit den existierenden FNBs zusammenarbeitet und für klar definierte Teilaufgaben bzw. Teilgebiete Projektgemeinschaften bildet (öffentliche-private Partnerschaften).

4.1 Öffentliche Unternehmen

In der vorliegenden Studie werden öffentliche Unternehmen in Bezug auf zwei Kriterien definiert. Erstens muss das Unternehmen im mehrheitlichen oder vollen Eigentum der öffentlichen Hand sein. Dabei ist es für die allgemeine Definition unbedeutend, ob es sich um ein öffentlich-rechtlich (z.B. Anstalt des öffentlichen Rechts) oder privatrechtlich organisiertes Unternehmen handelt (z.B. GmbH, Aktiengesellschaft). Zweitens sind gesamtgesellschaftliche Ziele ein Teil der Unternehmensstrategie bzw. der Unternehmensmission. Ein öffentliches Unternehmen ist also immer auch ein gemeinwohlorientiertes Unternehmen, wobei Art und Intensität der Gemeinwohlorientierung stark variieren.^[19] Eine grundsätzliche Frage ist, wie die Gemeinwohlorientierung (z.B. Klimaziele) ausgestaltet, kontrolliert und abgesichert werden soll. Hier könnte die Bundesregierung als

18 Siehe auch Chatzimarkakis (2022) für ein ähnliches Argument.

19 Die Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung verwendet nicht das Kriterium der Gemeinwohlorientierung, sondern grenzt staatliche Unternehmen von privaten Unternehmen durch das Ausmaß der «Marktaktivität» ab (Lenk et al. 2017). Eine hinreichende Marktaktivität für die Zuordnung zum privaten Sektor liegt in der Regel vor, wenn mehr als 50 Prozent der Produktionskosten durch Markterlöse abgedeckt sind.

Eigentümer von SEFE und Uniper zukunftsweisende Modelle in der Governance der Unternehmen erproben.

Die vorliegende Definition eines öffentlichen Unternehmens impliziert, dass der Bund als Eigentümer von SEFE und Uniper die Aufgabe hat, die Geschäftsaktivitäten der Unternehmen mit den übergeordneten Zielen der Bundesregierung im Einklang zu bringen.^[20] Dies trifft auch zu, wenn der Bund eine zeitlich begrenzte Mehrheitsbeteiligung an den Unternehmen erwirbt. Ohne diese Vorgabe würde es ansonsten zu einem offensichtlichen Widerspruch zwischen den Zielen der Bundesregierung und ihrem Handeln kommen, der auch in der Öffentlichkeit zu gerechtfertigter Kritik führen würde. Dies bedeutet unter anderem, dass die Bundesregierung als Eigentümer der Unternehmen aktiv die Entwicklung neuer Geschäftsstrategien begleitet und seine Kontrollaufgabe wahrnimmt.

Zwei gesamtgesellschaftliche Ziele sind im Hinblick auf die Mehrheitsbeteiligung des Bundes an SEFE und Uniper zentral. Zum Ersten die Ausrichtung der Geschäftstätigkeit der Unternehmen auf das Erreichen der Klima- und Umweltziele der Bundesregierung. Zum Zweiten die Schaffung von Arbeitsbedingungen, die den Grundsätzen der Gute-Arbeit-Politik der Bundesregierung entsprechen. Darüber hinaus sind Menschenrechtsverletzungen nicht mit den Grundsätzen der Bundesregierung vereinbar und ein Bundesunternehmen trägt auch in dieser Hinsicht eine besondere Verantwortung. Zur Bewertung der Geschäftstätigkeiten sind sowohl inländische als auch ausländische Bereiche zu betrachten. Die Verantwortung der Unternehmen erstreckt sich also auf die gesamte Lieferkette, wie es im kürzlich verabschiedeten Lieferkettengesetz zum Ausdruck kommt (BWZE 2022).

Die Erfüllung der ökologischen Ziele im Rahmen der inländischen Aktivitäten sind in der Regel gewährleistet, wenn SEFE und Uniper ihre Geschäftsmodelle wie unter Punkt 3. empfohlen ausrichten. In dieser Hinsicht ist auch zu begrüßen, dass Uniper seine Energieerzeugung in Europa bis 2035 klimaneutral aufstellen möchte. Das Gute-Arbeit-Ziel kann erreicht werden, indem die Unternehmen tariflich festgesetzte Löhne zahlen und Betriebsräte eng in die unternehmerische Entscheidungsfindung einbeziehen. Um diese Vorgaben erfolgreich umzusetzen, sollten die Führungsgremien der Unternehmen mit Personal besetzt werden, das die entsprechende Expertise aufweist und die gesellschaftliche Verantwortung eines staatlichen Unternehmens in praktisches Handeln umsetzen kann. Hier kann und sollte der Bund als Eigentümer seinen Einfluss durch eine entsprechende Besetzung der Geschäftsführung bzw. des Aufsichtsrates wahrnehmen.

Zur Einhaltung der genannten Kriterien in Bezug auf die Aktivitäten im Ausland sind besondere Anstrengungen notwendig, denn aus historischen Gründen sind gewisse

20 Siehe auch Verheyen und Peters (2022) für eine rechtliche Einordnung dieser Position und eine Anwendung dieses Prinzips auf die Verstaatlichung Unipers.

Geschäftsbereiche von SEFE und Uniper stark mit Russland verbunden. Diese Geschäftstätigkeiten sollten möglichst bald heruntergefahren werden. Darüber hinaus sollte eine aktive und ehrliche Aufarbeitung der vergangenen Russlandgeschäfte erfolgen, die auch die sicherheitspolitische Dimension beleuchten. Zudem hat Uniper noch einen Gasvertrag mit SOCAR, Aserbaidschan, der das Unternehmen bis 2045 an ein autokratisches Regime mit fragwürdiger Menschenrechtslage bindet.^[21] Ähnlich problematisch sind in dieser Hinsicht die aktuell diskutierten LNG-Verträge mit Qatar. Schließlich gefährdet Unipers LNG-Kaufvertrag mit Woodside Felskunst der Aborigines und Meeresleben in Australien.^[22] In Bezug auf die Verantwortung für Lieferketten ist anzumerken, dass die Uniper-Geschäftspartner Drummond (USA) und Prodeco (Tochterunternehmen von Glencore, Schweiz) in Kolumbien zumindest indirekt in die Finanzierung paramilitärischer Gruppen involviert waren. Positiv zu bewerten ist, dass sich Uniper in der Vergangenheit mit diesen Missständen befasst hat und auf Gesprächsangebote mit NGOs und Betroffenen eingegangen ist. Dieser Ansatz sollte fortgesetzt und forciert werden, indem die guten Absichten zukünftig auch mit entsprechenden Taten unterlegt werden.

4.2 Der unternehmerische Staat

Die sozial-gerechte Klimatransformation von Wirtschaft und Gesellschaft ist die vielleicht größte Menschheitsaufgabe des 21. Jahrhunderts. Sie erfordert unter anderem eine vollständige Transformation der Energiewirtschaft. Die Transformation eines solch zentralen Bereichs der Wirtschaft ist eine gesamtgesellschaftliche Zukunftsmission, wie sie von Mariana Mazzucato in ihrem Buch «Mission – Auf dem Weg zu einer neuen Wirtschaft» beschrieben wird (Mazzucato 2020). Das Ziel ist also gesteckt, doch wie soll es erreicht werden?

Aus Sicht vieler Ökonominnen und Ökonomen gibt es eine relativ einfache Antwort auf diese Frage: Der Staat setzt einen einheitlichen CO₂-Preis, und alles andere regelt der Markt.^[23] Diese einfache Sichtweise des «passiven Staates» ist weder ökonomisch gut fundiert noch entspricht sie der Realität, denn der Staat hat in der Vergangenheit immer schon eine wichtige Rolle bei großen Innovationen und Umbrüchen gespielt (Mazzucato 2015). Dies ist auch ökonomisch gerechtfertigt, weil nicht versicherbare

21 Siehe auch <https://www.fortum.com/files/answers-shareholders-questions-fortum-agm-2021/download>

22 Siehe auch <https://www.greenpeace.de/klimaschutz/energiewende/gasausstieg/tiefseegasprojekt-bedroht-wale>

23 Diese Formulierung ist natürlich überspitzt. Die übliche Formulierung ist, dass «der CO₂-Preis das zentrale Instrument (Leitinstrument) der Klimapolitik sei». Diese These wird in der ökonomischen Literatur mit Modellen von Wirtschaft und Gesellschaft gerechtfertigt, in denen angenommen wird, dass die negative Umweltexternalität der einzige Grund für Marktversagen darstellt. Siehe Krebs (2001b, 2023) für eine ausführliche Diskussion der Literatur und Kritik an diesem Ansatz.

Anpassungskosten und Marktmacht zu Marktversagen führen und daher ein staatlicher Eingriff zum Erreichen einer effizienten und gerechten Klimatransformation erforderlich ist (Krebs 2001b, 2023). Der Staat hat hier eine zentrale Aufgabe, durch den Ausbau der öffentlichen Infrastruktur und gezielte Förderung privater Investitionen die Menschen und Unternehmen bei den notwendigen Verhaltensanpassungen zu unterstützen. Die Frage ist also nicht, ob der Staat eingreifen soll, sondern wo er eine besondere Verantwortung trägt und wie er dieser Verantwortung am besten gerecht werden kann.

In Zeiten großer gesellschaftlicher Umbrüche besteht ein Koordinationsproblem, das der Staat lösen muss, um Stillstand und Fehlentwicklungen zu vermeiden. Zum Beispiel erfordert die erfolgreiche Klimatransformation von den Unternehmen die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle, die jedoch nur tragfähig sein werden, wenn erneuerbare Energien und grüner Wasserstoff zukünftig in hinreichenden Mengen zu wettbewerbsfähigen Preisen zur Verfügung stehen werden. Um dies zu gewährleisten, muss der Staat private Investitionen in grüne Technologien subventionieren (z.B. Klimaverträge) und die öffentlichen Investitionen in eine grüne Energieinfrastruktur ausweiten (Krebs 2021b, 2003). Der Staat muss also voranschreiten und dies auch entsprechend kommunizieren, damit sich alle Akteure in die richtige Richtung und mit angemessener Geschwindigkeit bewegen. Die gesamtwirtschaftlichen und fiskalischen Erträge einer solchen öffentlichen Investitionspolitik können erheblich sein (Krebs und Scheffel 2016).

Diese Überlegungen sprechen dafür, dass die Bundesregierung ihre Mehrheitsbeteiligungen an SEFE und Uniper nutzt, um die notwendige Transformation der Energiewirtschaft voranzutreiben. Die Bundesregierung sollte als Unternehmenseigentümer aktiv die Entwicklung neuer Geschäftsstrategien der zwei Unternehmen begleiten. Dabei ist anzumerken, dass ein Ausbau der Geschäftstätigkeit in den Bereichen Wasserstoffherzeugung und Wasserstofftransport sowohl aus betriebswirtschaftlicher als auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sinnvoll ist – siehe die Schlussfolgerungen in 3. Ähnliches gilt für den Ausbau wasserstofffähiger Gaskraftwerke zur Stromerzeugung. Es gibt in diesen Bereichen also eine Übereinstimmung der öffentlichen Interessen mit den zukünftigen Unternehmensinteressen, die aber nicht automatisch vom Management optimal umgesetzt werden. Die Bundesregierung muss daher ihre Kontrollaufgabe entsprechend wahrnehmen, auch wenn die Eigentümerrolle zeitlich begrenzt ist.

4.3 Aufbau eines H₂-Fernleitungsnetzes

Der zügige Aufbau eines Fernleitungsnetzes für den Wasserstofftransport in Deutschland ist Voraussetzung für den Wasserstoffhochlauf. Das wirft die Frage auf, ob der Aufbau und Betrieb dieses Fernleitungsnetzes von einer öffentlichen H₂-Infrastrukturgesellschaft des Bundes durchgeführt werden sollte. Diese Frage wird zurzeit kontrovers diskutiert (Handelsblatt 2023). Im Folgenden sollen die wesentlichen ökonomischen Argumente skizziert und einige relevante Umsetzungsprobleme diskutiert werden. Dabei liegt der

Fokus der Analyse auf der Frage, welcher Lösungsansatz zu den gesamtwirtschaftlich besten Investitionsentscheidungen und somit zu dem gesamtwirtschaftlich besten H₂-Fernleitungsnetz führt.

Aus ökonomischer Sicht sollten zuerst die Gründe für das zugrundeliegende Marktversagen näher untersucht werden, um dann in einem zweiten Schritt entsprechende Lösungsansätze zu formulieren. Glaeser und Poterba (2020) diskutieren drei Arten des Marktversagens, die prinzipiell für den Aufbau oder Betrieb einer Transportinfrastruktur durch die öffentliche Hand sprechen: Finanzierungsprobleme, Externalitäten und die Existenz eines natürlichen Monopols. Von diesen drei Gründen spricht aber nur die Existenz eines natürlichen Monopols für einen staatlichen Eingriff, der auf eine staatliche H₂-Netzgesellschaft hinausläuft (Krebs 2021a).

Eine Situation des natürlichen Monopols entsteht immer dann, wenn die Investitionskosten sehr hoch und die variablen Betriebskosten niedrig sind. Dabei umfassen Investitionskosten nicht nur die direkten Baukosten, sondern auch die Kosten der häufig mehrjährigen Planungs- und Genehmigungsverfahren. Zudem ist nicht die Höhe der Baukosten an sich ausschlaggebend, sondern die zusätzlichen Kosten des Baus einer zweiten, parallelen Transportinfrastruktur, die mit der ursprünglichen Infrastruktur konkurrieren könnte. Im Fall eines Fernleitungsnetzes für den Transport von Erdgas oder Wasserstoff kann argumentiert werden, dass die gesamtgesellschaftlichen Kosten eines zusätzlichen, zweiten Pipeline-Netzwerkes aufgrund der Umweltauswirkungen extrem hoch sind. Es wird also nur ein Fernleitungsnetz für Wasserstoff geben, wie es auch nur ein Fernleitungsnetz für Erdgas oder Strom gibt, und somit ist eine gewisse Monopolsituation unumgänglich. Darüber hinaus muss dieses bundesweite Fernleitungsnetz von einer zentralen Stelle des Bundes geplant und koordiniert werden – der Bund hat eine zentrale Aufgabe als Systemintegrator (Beckers 2021).

Der Aufbau und Betrieb eines H₂-Fernleitungsnetzes schafft also eine Situation des natürlichen Monopols, und der Gesetzgeber hat nur die Wahl zwischen zwei Optionen: ein gemeinwohlorientierter Monopolist im Eigentum der öffentlichen Hand – also eine neue, öffentliche H₂-Netzgesellschaft des Bundes – oder ein regulierter Monopolist bzw. mehrere regional definierte, regulierte Monopolisten mit Gewinnorientierung, also die existierenden Fernleitungsnetzbetreiber. Natürlich ist in der praktischen Umsetzung auch ein Mischsystem vorstellbar, wie es weiter unten diskutiert wird. Für die grundsätzliche ökonomische Analyse ist jedoch die Aufteilung in zwei Optionen sinnvoll und auch üblich in der

einschlägigen Literatur.^[24] Es gibt prinzipiell drei Gründe, warum die öffentliche bzw. gemeinwohlorientierte Lösung über eine Bundesgesellschaft im Vergleich zur privaten bzw. gewinnorientierten Lösung über die existierenden FNBs vorteilhaft sein kann.

Der erste Grund betrifft den Aufbau des Fernleitungsnetzes, der mit hohen Investitionskosten und einer anfänglich niedrigen Netzauslastung verbunden ist. Hinzu kommen der Verlust des entsprechenden Erdgasgeschäftes sowie hohe Unsicherheit hinsichtlich zukünftiger Entwicklung des Wasserstoffmarktes. Hier haben die existierenden FNBs immer einen gesamtwirtschaftlich bzw. gesamtgesellschaftlich sub-optimalen Anreiz, die Umwandlung des Gasleitungsnetzes in ein H₂-Netz zu verzögern oder die Umwandlung einer Gasleitung dem Neubau einer H₂-Leitung vorzuziehen.^[25] Zudem ist diese Ineffizienz kaum durch Regulierung zu beheben, weil die Informationsasymmetrie hinsichtlich der Investitionskosten groß und die Möglichkeiten der Bestrafung von Versäumnissen begrenzt sind. Die Verzögerungen im Aufbau eines flächendeckenden Glasfasernetzes und beim Ausbau der Stromtrassen sind nur zwei von vielen Beispielen, dass die vermeintlich einfache Lösung mittels bereits etablierter, «privater» Unternehmen aus gesamtgesellschaftlicher bzw. gesamtwirtschaftlicher Perspektive schädlich sein kann.^[26]

Ein weiteres Argument für eine H₂-Netzgesellschaft im öffentlichen Eigentum sind die fiskalischen Einnahmen, die dem Staat im Fall der privaten Lösung entgehen. In der Vergangenheit war der Aufbau der Strom- und Gasnetze häufig damit verbunden, dass den regulierten Unternehmen sehr hohe, praktisch risikolose Renditen für ihre Investitionen vertraglich zugesichert wurden (Beckers et al. 2014). Es gibt keinen ökonomischen Grund, warum der deutsche Staat die überhöhten Renditeforderungen von privaten Unternehmen oder ausländischer Staaten finanzieren sollte.

Schließlich kann im Hinblick auf den Betrieb des zukünftigen H₂-Leitungsnetzes argumentiert werden, dass der private Monopolist einen ineffizient hohen Preis für die erbrachte Dienstleistung verlangt und gesamtwirtschaftlich schädliche Preisdiskriminierung betreibt.

24 Hart et al. (1997) bieten eine theoretische Analyse der Entscheidung zwischen privaten und öffentlichen Unternehmen auf Basis unvollständiger Verträge und Transaktionskosten. Im Prinzip gibt es eine dritte Option, die von der ökonomischen Literatur diskutiert und in der Vergangenheit von Teilen der sogenannten Chicago-School bevorzugt wurde: Wild-West-Lösung eines unregulierten, privaten Monopolisten. Sie wurde angeblich von George Stigler zeitweise favorisiert, findet aber mittlerweile in der ökonomischen Literatur bei zentralen Infrastrukturprojekten wie zum Beispiel einem H₂-Fernleitungsnetz kaum noch Unterstützung (Lancieri und Zingales 2022).

25 Nicht alle existierenden FNBs sind private Unternehmen, aber alle existierenden FNBs verfolgen Partikularinteressen, die mit den gesamtgesellschaftlichen Zielen des Bundes im Konflikt stehen können.

26 Offensichtlich ist dies nur einer von mehreren Faktoren, die zu ineffizienten Verzögerungen führen. Die Komplexität der Planungs- und Genehmigungsverfahren und die Personalstärke in den öffentlichen Verwaltungen sind weitere, wichtige Einflussfaktoren. Eine optimale Wirtschaftspolitik sollte versuchen, alle Einflussfaktoren positiv zu verändern.

Häufig ist aufgrund von unvollständiger Information der Staat in seinen Möglichkeiten eingeschränkt, durch entsprechende Regulierung ein gesamtgesellschaftlich effizientes Ergebnis zu gewährleisten. Diese grundsätzliche Problematik kommt im Bereich der H₂-Fernleitungsnetze eventuell weniger zum Tragen, da die öffentliche Hand bereits Erfahrung mit der Regulierung des bestehenden Gas-Fernleitungsnetzes gesammelt hat.

Die Literatur zur möglichen Vereinnahmung der Regulierungsbehörden («regulatory capture»), die sich aus der ursprünglichen Arbeit von George Stigler (Stigler 1971) und der Chicago School entwickelt hat,^[27] wird häufig in der öffentlichen Debatte als Evidenz gegen eine staatliche Lösung interpretiert. Doch dies ist eine eher phantasievolle Interpretation der empirischen und theoretischen Ergebnisse der Literatur zu «regulatory capture». Es wird in diesem Literaturstrang hauptsächlich gezeigt bzw. argumentiert, dass die Regulierung eines Monopolisten schwierig ist und in der Regel zu Ineffizienzen führt, weil Industrie- bzw. Partikularinteressen versuchen werden, die staatliche Regulierung – also die Arbeit der Bundesnetzagentur – zu beeinflussen. Dies spricht also eher gegen die Lösung «Regulierung des privaten Monopolisten», wenn die Alternative eine funktionierende H₂-Netzgesellschaft im Eigentum der öffentlichen Hand ist.^[28]

Schließlich ist anzumerken, dass die ökonometrische Evidenz hinsichtlich der Frage, wie sich die Eigentümerstruktur (öffentlich vs privat) auf die Effizienz auswirkt, eher gemischt ausfällt. Es ist also empirisch nicht belegt, dass der Staat immer der schlechtere Unternehmer ist. (Siehe Friese et al. (2018) für eine Diskussion.) Darüber hinaus beschäftigt sich die ökonomische Literatur rund um diese Fragestellung hauptsächlich mit den möglichen Differenzen in den Betriebskosten, und empirische Evidenz hinsichtlich der Investitionskosten ist kaum vorhanden. Doch es sind die Investitionskosten und die damit verbundenen Investitionsentscheidungen, die eine zentrale Rolle bei der Beantwortung der Frage spielen, welches Modell – H₂-Bundesgesellschaft oder existierende FNBs – aus gesamtwirtschaftlicher Sicht beim Aufbau eines H₂-Fernleitungsnetzes gewählt werden sollte. Die vorhandene empirische Evidenz spricht also nicht gegen eine H₂-Infrastrukturgesellschaft des Bundes.

27 Siehe zum Beispiel Dal Bo (2006) für einen Literaturüberblick.

28 Dies trifft unter der plausiblen Annahme zu, dass die Wild-West-Option eines unregulierten, privaten Monopolisten keine besseren Ergebnisse erzeugt.

4.4 Organisation einer öffentlichen H₂-Netzgesellschaft

Die ökonomische Analyse in Abschnitt 4.3 zeigt, dass der Aufbau eines H₂-Fernleitungsnetzes im Prinzip durch eine Infrastrukturgesellschaft des Bundes umgesetzt werden sollte.^[29] Gegen diese Bundes-Lösung spricht, dass die Neugründung eines Unternehmens Zeit kostet und die existierenden FNBs über Wissen verfügen, das nicht einfach weitergegeben werden kann (Jacobi 2023).^[30] Anders gesagt: Es besteht eine starke Pfadabhängigkeit.

Die praktischen Hindernisse können jedoch überwunden werden, wenn die H₂-Netzgesellschaft des Bundes eng mit den existierenden FNBs kooperiert und für entsprechend definierte Teilaufgaben Projektgemeinschaften bildet (Öffentlich-Private-Partnerschaft).^[31] Dieser Ansatz kann zu einem gesamtgesellschaftlich optimalen Ergebnis führen, indem die einzelwirtschaftlichen bzw. regionalen Vorteile der existierenden FNBs mit der gesamtwirtschaftlichen Effizienz einer H₂-Gesellschaft des Bundes kombiniert werden.

Im Folgenden sollen die wesentlichen Elemente skizziert werden, die für eine erfolgreiche Umsetzung des ÖPP-Ansatzes erforderlich sind.

Der zentrale Baustein ist die Gründung einer H₂-Infrastrukturgesellschaft des Bundes. Diese Bundesgesellschaft kann die Rechtsform einer GmbH annehmen, wie es zum Beispiel der Fall ist bei der Autobahngesellschaft des Bundes und der Partnerschaft Deutschland. Aufgabe der neuen Bundesgesellschaft ist die Planung und der Aufbau eines H₂-Fernleitungsnetzes in Deutschland. Dabei wird die Planung in enger Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur und den existierenden FNBs durchgeführt. Dieser Ansatz erfordert, die Fernleitungsnetze für Erdgas und Wasserstoff als ein integriertes System zu behandeln. Dies hat auch energiepolitische Vorteile.

Alle neuen Investitionen in H₂-Fernleitungsnetze – inklusive Umwandlungsinvestitionen – werden unter der Leitung der H₂-Bundesgesellschaft durchgeführt, wobei der gesamte

29 Dieser Ansatz entspricht in Teilen dem Vorgehen der Schweiz im Rahmen der Überführung des Stromübertragungsnetzes in die öffentliche Hand (Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid).

30 Der schnelle Aufbau der LNG-Terminals hat jedoch gezeigt, dass solche Prozesse signifikant beschleunigt werden können, wenn der politische Willen vorhanden ist und alle Akteure an einem Strang ziehen.

31 Bei einer ÖPP-Konstruktion besteht immer die Gefahr, dass die öffentliche Hand die überhöhten Renditeerwartungen privater Investoren finanziert (Matter et al. 2022). Dieser Tendenz kann eine betriebswirtschaftlich agierende Bundesgesellschaft entgegenwirken, indem sie mit den gewinnorientierten FNBs angemessene Vertragskonditionen festlegt und deren Einhaltung überprüft. Doch die ÖPP-Lösung bleibt in der Regel eine «Second-best-Lösung», die nur dann ökonomisch sinnvoll ist, wenn – anders als im Fall der deutschen Autobahnen – ein bereits privatisierter Infrastrukturbereich in das Eigentum der öffentlichen Hand überführt werden soll (Pfadabhängigkeit).

Ausbau in Teilprojekten erfolgt. Für jedes Teilprojekt wird eine Projektgemeinschaft mit einem FNB oder einem anderen, qualifizierten Unternehmen gebildet (Öffentlich-Private Partnerschaft). Die Finanzierung der Investitionskosten erfolgt größtenteils über die Bundesgesellschaft und die H₂-Fernleitungsnetze (die Assets) verbleiben im Eigentum der Bundesgesellschaft. Eine Beteiligung der jeweiligen FNBs an den Investitionskosten ist vorteilhaft, um die richtigen Anreize für die FNBs zu setzen und damit die sparsame Verwendung öffentlicher Finanzmittel zu gewährleisten. Um möglichen Finanzierungsschwierigkeiten der FNBs entgegenzuwirken, kann ein entsprechendes KfW-Programm aufgelegt werden. Im Falle der «Umwandlung» bestehender Erdgasleitungen in H₂-Leitungen können die «Alt-Eigentümer» über eine gesetzliche Regelung entschädigt werden.

Die jeweiligen FNBs übernehmen – zeitlich begrenzt – den Betrieb der Fernleitungen, und Betriebs- und Entgeltkonditionen werden in entsprechenden Langzeitverträgen (z.B. auf 20 Jahre) festgehalten. Die Übernahme des Netzbetriebes durch die FNBs erfordert eine entsprechende Regulierung, ähnlich wie sie beim Betrieb des Erdgasnetzes üblich und erprobt ist.

Die öffentliche H₂-Netzgesellschaft erhält einen Anteil der Netzentgelte und generiert so Einnahmen. Diese Einnahmen werden nicht die Investitionskosten der H₂-Netzgesellschaft vollständig decken, denn die Netzentgelte sollten möglichst niedrig gesetzt werden, um den Umstieg auf H₂-Technologien für die Nutzer attraktiv zu gestalten. Dies ist nicht ungewöhnlich bei öffentlichen Unternehmen. Zum Beispiel werden die Investitionskosten der Deutschen Bahn hauptsächlich durch Zuschüsse aus dem Bundeshaushalt finanziert.

Die Gründung einer H₂-Netzgesellschaft des Bundes ermöglicht die Finanzierung großvolumiger Infrastrukturinvestitionen, ohne die finanziellen Spielräume des Bundes nennenswert einzuengen. Dieses finanzpolitische Argument spricht neben den bereits genannten ökonomischen Argumenten für die Gründung einer Bundesgesellschaft. Konkret ist die Ausstattung einer Bundesgesellschaft mit Eigenkapital eine finanzielle Transaktion, welche die mögliche Nettokreditaufnahme des Bundes gemäß Schuldenbremse nicht verändert. Zudem kann der Bundesgesellschaft eine Kreditermächtigung erteilt werden. In diesem Fall kann die Bundesgesellschaft kreditfinanzierte Investitionen tätigen, ohne dass die mögliche Nettokreditaufnahme des Bundes gemäß Schuldenbremse eingeschränkt wird. Anders gesagt: Weder die Kreditaufnahme öffentlicher Unternehmen noch die Aufstockung des Eigenkapitals öffentlicher Unternehmen sind schuldenbremsenwirksam. Die finanzpolitischen Implikationen öffentlicher Investitionen von Bundesgesellschaften werden in Krebs, Steitz und Graichen (2021) näher erörtert.

Anhang

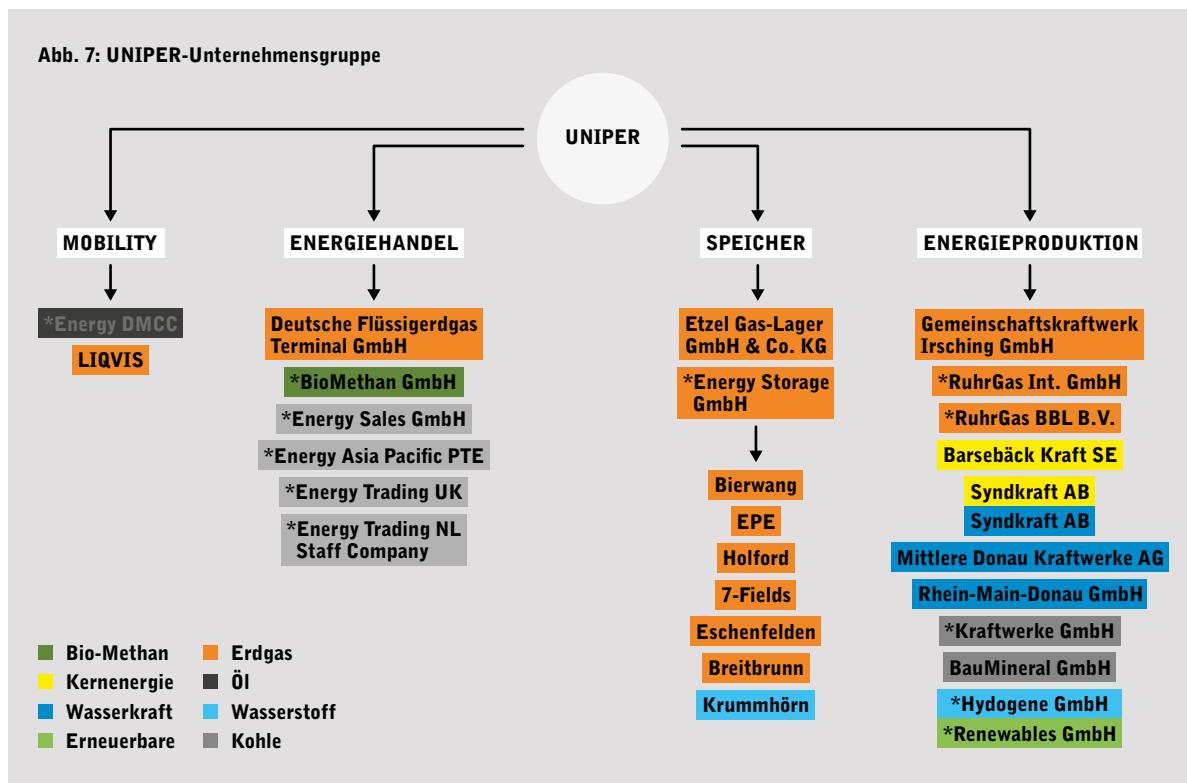
In diesem Anhang werde die Energieunternehmen SEFE GmbH und Uniper SE im Detail analysiert.

A1 Uniper SE

A1.1 Das Unternehmen

Der Uniper Energiekonzern ist in 40 Ländern aktiv und beschäftigt etwa 7.000 Mitarbeiter weltweit. Im Jahr 2021 erzielte der Konzern Umsatzerlöse von 163.979 Mio. Euro. Die Uniper SE ist das Mutterunternehmen des Uniper Konzerns. Mit dem Firmensitz in Düsseldorf ist sie eines der größten börsennotierten deutschen Energieversorgungsunternehmen. Weitere große Präsenz hat das Unternehmen in Schweden und Großbritannien. Insgesamt 27 konsolidierte Unternehmen zählt der Konzern hierbei zum 31. Dezember 2021 (Geschäftsbericht 2021). Die Hauptgeschäftstätigkeiten liegen in der Stromerzeugung und dem Energiehandel, wobei ein besonders breites Gasportfolio beworben wird. Die Kraftwerke der Uniper SE haben eine Kapazität von 22,5 GW und leisten so einen erheblichen Beitrag zur europäischen Stromerzeugung. Insgesamt werden rund 10 GW Strom in Deutschland erzeugt.

Die folgende Abbildung zeigt einige der wichtigsten Tochterunternehmen der Uniper SE und ihre Geschäftsaktivitäten mit Fokus auf Deutschland bzw. Europa.



Uniper zählte in der Vergangenheit zu den größten deutschen Importeuren von russischem Gas. Als das Unternehmen in Schieflage geriet, wurde im Juli 2022 einem Antrag des Unternehmens auf eine Stabilisierungsmaßnahme nach §29 des Energiesicherungsgesetzes stattgegeben. Ein Stabilisierungspaket wurde darauf am 22. Juli 2022 beschlossen. Zuvor vereinbarte Uniper bereits im Januar 2022 eine Kreditfazilität von 2 Milliarden Euro mit der KfW, die anschließend bis April 2023 verlängert wurde. Die Kreditlinie erhöhte sich schrittweise bis auf 13 Milliarden Euro Ende August 2022 und wurde bis zum 30. September 2022 in Höhe von 12 Milliarden Euro in Anspruch genommen. Am 21. September 2022 wurde dann das Stabilisierungspaket vom 22. Juli 2022 aktualisiert und erweitert. Eine Kapitalerhöhung von 8 Milliarden Euro wurde zum Zweck einer Mehrheitsbeteiligung des Bundes am Unternehmen beschlossen. Die Übernahme der Aktienanteile vom Mehrheitsaktionär Fortum Oyj wurde ebenfalls beschlossen, sodass die Anteile des Bundes rund 99 Prozent betragen würden. Auch die Rückzahlung der Fortum-Oyj-Gesellschafterdarlehen und der Fortum-Oyj-Garantie-Linie sollte durch Uniper erfolgen. Die Beteiligung des Bundes an der Uniper SE konnte jedoch erst nach einer Genehmigung durch die Hauptversammlung von Uniper und weiterer Regulatorik erfolgen. Die Uniper-Aktionäre erteilten diese Genehmigung durch eine Abstimmung auf einer außerordentlichen Hauptversammlung am 19. Dezember 2022. Daraufhin erfolgte einen Tag später auch die Genehmigung der EU-Kommission.

Die Ziele der Verstaatlichung Unipers waren die Schaffung klarer Eigentumsverhältnisse und die Versorgungssicherheit für Kunden, denen neben Verbraucherinnen und Verbrauchern auch Stadtwerke angehören. Der Anlass zur Aktualisierung des Rettungspakets von Uniper waren die höheren Kapitalerfordernisse nach dem Stopp russischer Gaslieferungen. Die Ersatzbeschaffungskosten 2022 verstärkten in diesem Rahmen die Schieflage des Unternehmens, das eine tragende Rolle in der Energieversorgung Deutschlands spielt.

A1.2 Wasserstoffproduktion

Die Uniper SE hat grünen Wasserstoff als Lösung für Branchen erkannt, die schwer zu elektrifizieren sind. Dies zeigt sich an den geplanten Projekten, die im Folgenden diskutiert werden sollen.

Uniper hat bereits Expertise im Bereich der Produktion grünen Wasserstoffs und besitzt zwei Anlagen (Pilotprojekte) zur Wasserstoffherstellung durch Elektrolyseverfahren in Deutschland. Es handelt sich hierbei um die beiden Standorte WindGas Hamburg und WindGas Falkenhagen. Die Wasserstoffanlage in Falkenhagen ist seit 2013 in Betrieb und stellt bis zu 360 Nm³/h Wasserstoff aus circa 2 MW Windkraft her. Die verwendete Elektrolysetechnik ist hierbei eine konventionelle alkalische Elektrolyse. Der Wasserstoff kann an diesem Standort in das Hochdruckerdgasnetz der ONTRAS eingespeist werden. Seit 2018 ist mit der Inbetriebnahme der Methanisierungsanlage am Standort Falkenhagen auch die Umwandlung des Wasserstoffs in grünes Methan möglich. Dies ermöglicht

eine unbeschränkte Nutzung der bestehenden Gas-Infrastruktur und einen vielfältigeren Einsatz. Die Wasserstoffanlage in Hamburg-Reitbrook wurde 2015 in Betrieb gestellt und nutzt ein alternatives Verfahren, die PEM-Elektrolyse, für weniger Energieverluste und verbesserte Reinheit des Wasserstoffes. Der Betrieb in dieser Anlage ist mittlerweile eingestellt.

Neben den Pilotprojekten plant Uniper die Errichtung einer GroÙelektrolyseanlage am Standort Wilhelmshaven mit Pipelineanbindung an das deutsche H₂-Leitungsnetz (H₂ Backbone). Diese Anlage soll mit grünem Strom von Offshore-Windparks versorgt werden und die Inbetriebnahme ist 2027 geplant. Die Elektrolyseanlage soll eine Kapazität von 1 GW umfassen und könnte mit dem zusätzlich geplanten Ammoniak-Importterminal (siehe unten) bis 2030 einen erheblichen Teil des deutschen Wasserstoffbedarfs decken. Da die zukünftige Anlandung von Offshore-Windenergie über 4 GW betragen kann, profitiert der Standort besonders von einer flexiblen Netzanpassung des Elektrolyseurs. Ähnliche Projekte für Wasserstoffzentren in der Nähe des Meeres außerhalb Deutschlands sind in Maasvlakte (Niederlande) und Killingholme (Vereinigtes Königreich) geplant. Diese drei Projekte werden von Uniper auch «Wasserstoffdreh scheiben» genannt.

Im Energy Park Bad Lauchstädt soll die Produktion, der Transport und die Speicherung von grünem Wasserstoff ermöglicht werden. Die Wasserstoffproduktion soll mit erneuerbarem Strom aus dem nahe gelegenen Windpark erfolgen und die Elektrolyse-Anlage soll hierbei über eine Volllastleistung von 30 MW verfügen. Der erzeugte Wasserstoff soll dann durch eine Einspeisung in umgewandelte Gaspipelines transportiert werden. In der Region um Bad Lauchstädt, die als mitteldeutsches Chemiedreieck bekannt ist, findet sich eine direkte wirtschaftliche Verwendung für den Wasserstoff. Auch die Nutzung des Wasserstoffs als urbane Mobilitätslösung wird von Uniper ins Auge gefasst. In einer späteren Projektphase sollen Salzkavernenspeicher für den Wasserstoff verwendet werden, was zusätzliche Flexibilität in der Energienutzung ermöglichen würde.

Im Rahmen des Projekt CHES in Huntorf (Niedersachsen) soll Unipers grüne Wasserstoffherzeugung mit Windkraft erweitert werden. Die Absichtserklärung zur Kooperation mit EWE in diesem Projekt wurde bereits im Frühjahr 2021 unterzeichnet. Die Produktionsanlage soll zunächst eine Kapazität von 30 MW haben, mit dem Ziel, auf 300 MW ausgebaut zu werden, wenn ein Anschluss an das zukünftige europäische Wasserstoffnetz möglich ist. Die nötige Infrastruktur für die Lagerung von Wasserstoff in Salzkavernen ist gegeben. EWE hat in unmittelbarer Nähe einen Erdgas-Kavernenspeicher. Auch die nötige Infrastruktur für den Transport des Wasserstoffs in Form von Gasleitungen ist vorhanden. Doch auch Uniper hat einen Standortvorteil in der Region. Bei Dunkelflauten ermöglicht das hoch-effiziente Uniper-Druckluftspeicher kraftwerk CAES am Standort Huntorf eine Nutzung des Wasserstoffs für die Stromerzeugung. Hierbei kann auf die bereits ans Netz angeschlossenen Hochspannungsleitungen zurückgegriffen werden. Gemeinsam mit EWE ist die Errichtung so geplant, dass perspektivisch bis Mitte des Jahrzehnts die Versorgung von Wasserstoffkunden beginnt.

A1.3 Kraftwerke

Uniper ist Eigentümer von 13 Kraftwerken in Deutschland (Kohle, Gas/Öl und Wasser), die insgesamt 8 GW Strom produzieren können (installierte Leistung). Unipers Kraftwerke in Deutschland: fünf Erdgas- bzw. Ölkraftwerke (Franken, Irsching, Ingolstadt, Kirchmöser, Staudinger 4), vier Kohlekraftwerke (Datteln 4, Heyden, Scholven, Staudinger 5) und fünf Wasserkraftwerksgruppen (Donau, Isar, Lech, Main, Pumpspeicher).

Unipers Erdgaskraftwerke haben mit einer installierten Leistung von 3,3 GW den größten Anteil der installierten Gesamtleistung in Deutschland. Unipers Ölkraftwerke in Deutschland sind für eine Kapazität von 1,4 GW verantwortlich. Das Kraftwerk Ingolstadt am Ufer der Donau ist hierbei das einzige Kraftwerk, das mit schwerem Heizöl betrieben wird. Bereits seit 2015 ist es lediglich in der Netzreserve. Am Standort Franken wird leichtes Heizöl in beiden Gasblöcken des Kraftwerks als Brennstoff mit Erdgas verwendet. Die verwendete Technik kann man wegen der Inbetriebnahme in den 70er-Jahren als Vorläufer für die aktuell hocheffizienten Gas- und Dampfanlagen (GuD-Kraftwerke) sehen. Ein solches Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) von Uniper in Kirchmöser in Brandenburg erzeugt ausschließlich Strom für die Bahn. Am Standort Irsching in Bayern werden beide Brennstoffe, Gas und Öl, in getrennten Blöcken verwendet. Ein ölbefuenerter (Block 3) und zwei gasbefeuerte Blöcke (Block 4 und 5) sollen um eine neue gasbefeuerte Anlage (Block 6) ergänzt werden. Dieses sogenannte «besonderes netztechnische Betriebsmittel» (bnBm) soll für höhere Netzstabilität eingebracht werden. Bis Dezember 2021 erfolgte bereits die Montage der Gasturbine, des Generators und des Transformators, aber die eigentlich für Oktober 2022 geplante Inbetriebnahme ist noch nicht erfolgt. Der mit Erdgas befeuete Block 4 des Kraftwerks Staudinger in Großkrotzenburg macht das Kraftwerk mit dem bereits erwähnten kohlebefeuerten Block 5 zu dem größten konventionellen Kraftwerk in Hessen. Allerdings wird der Block 4 lediglich zur Netzstabilisierung und als Reservekapazität durch die TenneT TSO GmbH eingebracht. Besonders erwähnenswert ist das Gasturbinendruckluftspeicherkraftwerk in Huntorf, das mit einer elektrischen Leistung von 321 MW weltweit einmalig ist.

Die Stromerzeugung in Europa von Uniper soll bis 2035 CO₂-neutral werden. Die Dekarbonisierung der aufgelisteten Gasturbinen bietet sich durch einen Umbau zu Biokraftstoff- oder Wasserstoffkraftwerken an. Aber auch Mitverbrennung von Wasserstoff in Gasturbinen im Übergang zu einem vollständigen Wasserstoffbetrieb wird von Uniper als Möglichkeit analysiert. Im Rahmen des Untersuchungsprojekts HyScholven beispielsweise wird die bereits erwähnte, dort neu entstehende GuD-Anlage mit Erdgas und Wasserstoff betrieben. Später soll sie dann für einen alleinigen Betrieb mit Wasserstoff untersucht werden. Eine Umwandlung zum Wasserstoffkraftwerk ist bis zum Jahr 2030 geplant. Der zukünftige Betrieb des Forschungs- und Schulungszentrums für Wasserstoff namens H₂iRTC (Hydrogen Industrial Research & Training Center) soll die benötigte Infrastruktur bereitstellen und zur Entwicklung der zukünftigen Rolle von Wasserstoff beitragen.

Die vier Kohlekraftwerke der Uniper SE in Deutschland haben eine Gesamtleistung von 3,2 GW. Block 5 des Staudinger Kraftwerks, das Steinkohle als Brennstoff verwendet, soll bis spätestens Ende 2025 stillgelegt werden. Das Steinkohlekraftwerk Heyden in Petershagen, Nordrhein-Westfalen, ist bereits lediglich als Reservekraftwerk in Betrieb. Seine Laufzeit wurde im Rahmen der aktuellen Engpass-Situation und des Ersatzkraftwerkebereitlegungsgesetzes (EKBG) der deutschen Bundesregierung zuletzt im Dezember 2022 verlängert. Für das Steinkohlekraftwerk Scholven in Gelsenkirchen gibt es bereits konkrete Pläne, am Standort eine Gas- und Dampfanlage (GuD) mit zwei Gasturbinen und einem Dampfkessel zu errichten. Datteln 4 in Nordrhein-Westfalen wird dann nach dem Jahr 2024 das einzige Kohlekraftwerk von Uniper sein. Es wurde erst 2020 in Betrieb genommen und ist eines der modernsten Steinkohlekraftwerke weltweit mit einem Gesamtwirkungsgrad von 60 Prozent. Aufgrund der Auflagen der EU-Kommission wird Uniper das Kraftwerk Datteln 4 veräußern müssen.

A1.4 Speicherung H₂/Erdgas

Mit einer Erdgasspeicherkapazität von rund 9 Milliarden Kubikmeter besitzt die Uniper Energy Storage GmbH eines der größten Speicherportfolios in Europa. Durch insgesamt zehn Speicher in drei verschiedenen Ländern sowie eine Anbindung in vier verschiedene Marktgebiete leisten diese Speicher einen bedeutenden Teil zur Energiesicherheit. Das Speicherportfolio der Uniper Energy Storage GmbH ermöglicht einen Zugang in die vier großen Marktgebieten THE, TTF, CEGH und NBP, wodurch die Gasspeichermöglichkeiten diversifiziert werden.

Acht der zehn Speicher befinden sich in Deutschland: der Kavernenspeicher Etzel (EGL) mit einer L-Gas-Kapazität von 1,2 Milliarden Kubikmeter sowie Etzel (ESE) mit einer H-Gas-Kapazität von 2 Milliarden Kubikmeter, wovon 1,3 Milliarden Kubikmeter von Uniper genutzt werden. Weitere Kavernenspeicher sind der Epe-Speicher für L-Gas mit einer Kapazität von 0,5 Milliarden Kubikmeter, der Epe-Speicher für H-Gas, welcher ein Speichervolumen von 1,8 Milliarden Kubikmeter besitzt, sowie der Speicher in Nüßlermoor. Weitere Gasspeicher der Uniper Energy Storage GmbH befinden sich in Bayern, die Porenspeicher Bierwang und Breitbrunn besitzen eine gemeinsame Kapazität von 1,8 Milliarden Kubikmeter. Neben den Speichern in Deutschland besitzt Uniper den Speicher «7 Fields» in Österreich mit einer Kapazität von 1,6 Milliarden Kubikmeter sowie den Holford-Speicher in Großbritannien mit einem Volumen von 160 Millionen Kubikmeter.

Zudem besitzt Uniper den Kavernenspeicher Krummhörn, welcher derzeit in dem Projekt «Hydrogen Pilot Cavern – HPC Krummhörn» zu einem Wasserstoffspeicher, mit einer Kapazität von 250.000 Kubikmetern, umgebaut wird. Eine Umstellung der Kavernenspeicher von Erdgas hin zu Wasserstoff ist nach einer gemeinsamen Studie des Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG), des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) sowie der Initiative Energien Speichern e.V. (INES) möglich

und würde einen bedeutenden Beitrag zur Erfüllung der Pläne des BMWKs für die Energiewende leisten.

Neben dem Erdgasspeichern besitzt Uniper einige Beteiligungen an der Gastransportinfrastruktur. Jedoch muss die Uniper-Gruppe ihre Beteiligungen an Gaspipelines, infolge der Verstaatlichung und den einhergehenden Auflagen der EU-Kommission, verkaufen. Aufgrund dieser Auflage verkaufte Uniper seine 20-Prozent-Beteiligung an der BBL-Gaspipeline am 16. Januar 2023. Auch die Beteiligung an der Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL) steht derzeit zum Verkauf.

A1.5 Einkauf H₂/Erdgas

Die Uniper Gruppe ist einer der führenden und größten Energiehändler weltweit. Sie handelt überwiegend mit Erdgas, Strom, Wasserstoff sowie anderen klimafreundlichen Energieformen wie z.B. grünem Ammoniak. Der Einkauf von Erdgas sowie die Vermarktung auf dem europäischen Markt stellt das Hauptgeschäftsfeld dar. Von insgesamt 467,9 TWh an Stromleistung im Portfolio wurden 2021 knapp 73 Prozent auf dem Globalen Strommarkt beschaffen und nur 27 Prozent selbst erzeugt – dies unterstreicht die Bedeutung des Einkaufs von Energie auf den Globalen Märkten für das Geschäftsfeld der Uniper-Gruppe. Uniper erzielte in den ersten drei Quartalen 2022 alleine mit dem globalen Handel von Energie einen Umsatz von 249,61 Milliarden Euro; gleichzeitig entstand durch die Kostensteigerungen bei der Beschaffung der Energie ein hoher Verlust.

Im Jahr 2021 veräußerte die Uniper-Gruppe international 2.258,5 TWh an Erdgas. Dies entspricht etwa dem doppelten jährlichen Erdgasverbrauch Deutschlands. Dabei bezog die Uniper-Gruppe das Gas hauptsächlich aus den Niederlanden, Norwegen sowie Russland. Von knapp 370 TWh, welche durch das Gas-Midstream-Geschäft nach Deutschland importiert wurden, kamen rund 200 TWh aus Russland. Da seit der Einstellung der russischen Gaslieferung Ende August 2022 rund 200 TWh an Gas fehlten, musste Uniper am internationalen Energiemarkt hochpreisig Ersatzbeschaffungen tätigen. Diese Ersatzbeschaffungen ließen die Kosten des Energiehandels stark ansteigen, wodurch auch der Verlust in Milliardenhöhe begründet wird.

Neben der Beschaffung von Erdgas über das Midstream-Geschäft besitzt Uniper eine weitreichende Expertise in der Beschaffung von LNG. Schon im Jahr 2021 handelte Uniper mit insgesamt 360 Schiffsladungen an LNG, was einer Gesamtmenge von 4,7 Mrd. Kubikmeter regasifiziertem LNG entspricht. Um die Energiesicherheit zu sichern und das Energieportfolio zu diversifizieren, beschloss Uniper, in Wilhelmshaven das erste LNG-Terminal Deutschlands zu errichten. Seit Mitte Januar 2023 wird hier durch die Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) «Höegh Esperanza» täglich und dauerhaft LNG regasifiziert und durch eine 3km lange Verbindungspipeline in das deutsche Ferngasleitungsnetz eingespeist. Durch die Speicherkapazität von 125.000 bis 180.000

Kubikmeter der «Höegh Esperanza» kann durch das LNG-Terminal Wilhelmshaven knapp 6 Prozent der deutschen Gasversorgung gesichert werden.

Uniper besitzt weitreichende Expertise bei der Einfuhr von Ammoniak und Wasserstoff. So gründete Uniper 2021 mit weiteren Unternehmen die H₂Global-Stiftung, mit der grüner Wasserstoff im Ausland angekauft werden soll. Dazu unterzeichnete Uniper Ende 2022 verschiedene Absichtserklärungen für den Import von grünem Wasserstoff sowie grünem Ammoniak – insbesondere eine gemeinsame Absichtserklärung der EverWind Fuels Company und Uniper, die vorsieht, 500.000 Tonnen grünen Ammoniak pro Jahr nach Europa zu importieren. Eine weitere Kooperation für den Import von grünem Ammoniak wurde am 5. September 2022 gemeinsam mit JERA beschlossen. Diese Kooperation sieht vor, dass bis zum Ende des Jahrzehnts rund 1 Millionen Tonnen an grünem Ammoniak nach Europa durch Uniper importiert werden. Das Ammoniak soll größtenteils über ein bis 2028 erstelltes Landterminal in Wilhelmshaven importiert und in die Netze eingespeist werden. Schließlich haben Uniper und Greenko ZeroC Private Limited, der Produktionszweig für grüne Moleküle der Greenko-Gruppe, am 7. Februar 2023 eine gemeinsame Absichtserklärung unterzeichnet, die Uniper den Eintritt in exklusive Verhandlungen über die Abnahme von grünem Ammoniak aus Phase 1 der Ammoniak-Produktionsanlage von Greenko ZeroC in Kakinada (Indien) ermöglicht. Im Rahmen der Absichtserklärung beabsichtigen Greenko und Uniper, einen Liefer- und Abnahmevertrag über 250.000 Tonnen grünen Ammoniak pro Jahr auszuhandeln.

A1.6 Weitere Assets

Uniper besitzt zusätzlich zu den oben genannten Assets weitere Anlagen. Zum Beispiel betreibt die Tochtergesellschaft LIQVIS GmbH 12 LNG-Tankstellen und plant die Infrastruktur für LNG-Tankstellen auszuweiten. Neben LIQVIS besitzt Uniper ein Handelsgeschäft mit Schiffstreibstoffen im Mittleren Osten, ein Fernwärmegeschäft in Norddeutschland, ein Handelsgeschäft mit Helium, den russischen Stromproduzenten Unipro sowie ein Stromgeschäft in Nordamerika. Diese Assets sollen jedoch in Folge der im Dezember 2022 gestellten Auflagen der EU-Kommission zur beihilferechtlichen Genehmigung bis Ende 2026 verkauft werden.

A1.7 EU-Auflagen

Die EU-Kommission hat am 20. Dezember 2022 die beihilferechtliche Genehmigung des Stabilisierungspakets für Uniper erteilt. Im Rahmen der Genehmigung hat die EU-Kommission eine Reihe von strukturellen Maßnahmen festgelegt, die Uniper erfüllen muss. Das Unternehmen wird die folgenden Veräußerungen tätigen, die bis spätestens Ende 2026 abgeschlossen sein müssen:

- 84-prozentige Beteiligung am Unipro-Geschäft, Russland;
- Steinkohlekraftwerk in Datteln, Deutschland;

- Fernwärmegeschäft, Deutschland;
- Stromgeschäft Nordamerika, ohne Gasportfolio, LNG- und wasserstoffbezogene Aktivitäten;
- Geschäft mit Schiffstreibstoffen Uniper Energy DMCC, Mittlerer Osten;
- Gaskraftwerk in Gönyu, Ungarn;
- 20-prozentige Beteiligung an der OPAL-Pipeline;
- 20-prozentige indirekte Beteiligung an der BBL-Pipeline;
- 18-prozentige Beteiligung an der Gasgesellschaft Latvijas Gaze, Lettland;
- Internationales Helium-Geschäft.

Uniper hat sich außerdem zu einer Reihe von marktöffnenden Maßnahmen verpflichtet, wie z. B. der Verpflichtung, die Marktposition im Vertrieb nicht auszubauen, das langfristige Gas-Vertragsportfolio anzupassen und Wettbewerbern Zugang zu Transport- und Speicherkapazitäten zu gewähren. Bis Ende 2026 darf Uniper zudem nur Akquisitionen tätigen, die für die Sicherung des Fortbestands des Unternehmens oder für die Dekarbonisierung des Geschäfts von Uniper notwendig sind. Die Akquisitionen bedürfen der Genehmigung durch die EU-Kommission. Zudem muss gemäß der EU-Genehmigung die Schiedsklage gegen die Niederlande auf der Grundlage des Energiecharta-Vertrags zurückgezogen werden.

Die Genehmigung der EU-Kommission basiert auf der Logik, dass Uniper zwischen 2022 und 2024 einen Eigenbeitrag von 30 Prozent pro Jahr aus seinem bereinigten Ergebnis vor Zinsen und Steuern, ohne Verluste aus Gasersatzbeschaffungskosten, leisten muss. Sollte die Eigenkapitalausstattung von Uniper Ende 2024 höher sein als vor der Krise, ist Uniper verpflichtet, den überschießenden Betrag in geeigneter Weise an den Bund zurückzuzahlen.

Im Rahmen der EU-Genehmigung hat sich der Bund verpflichtet, seinen Anteil bis spätestens 2028 auf maximal 25 Prozent plus eine Aktie zu reduzieren.

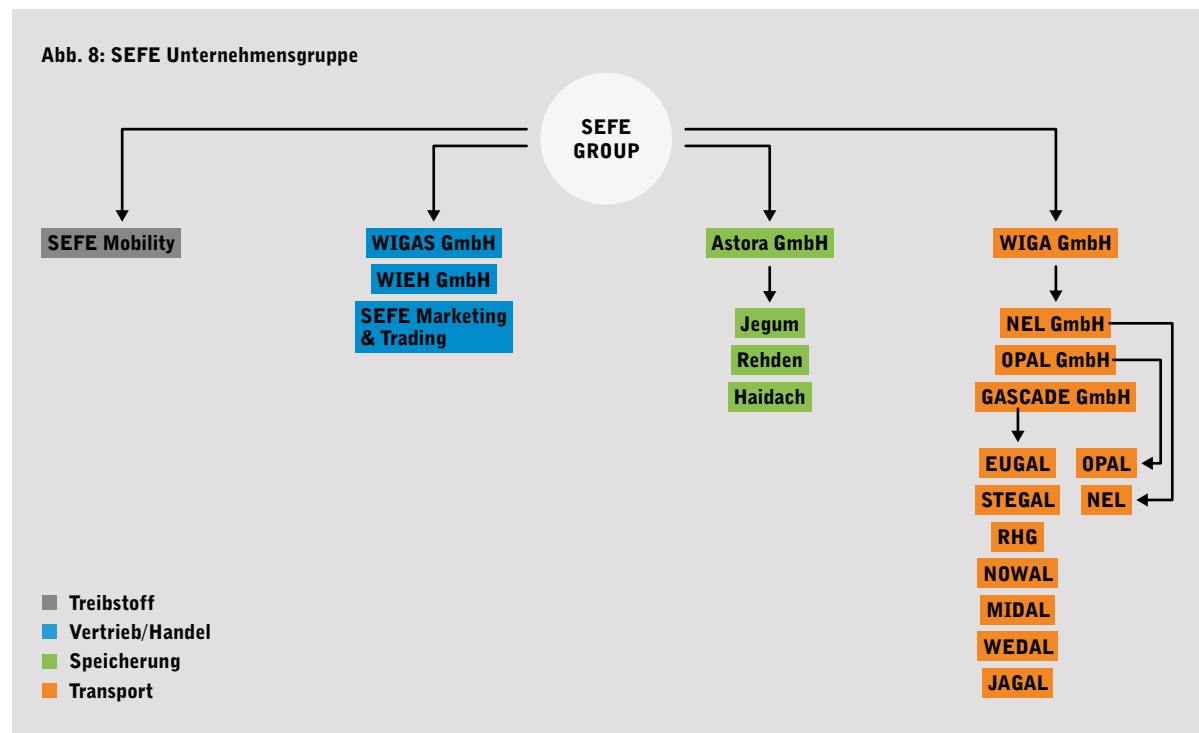
A2 SEFE GmbH

A2.1 Das Unternehmen

Das Ziel der Verstaatlichung der SEFE GmbH war die Klärung der Eigentümerverhältnisse und die Stabilisierung des Unternehmens, das im Zuge der russischen Sanktionen in eine Schieflage geriet. Die Systemrelevanz der SEFE GmbH für die Energieversorgung in Deutschland ist zentraler Grund für diesen staatlichen Eingriff (BMWK 2022c). Die SEFE GmbH und ihre Tochterunternehmen, wie die Astora GmbH und Wingas GmbH, besitzen in

vielen Bereichen des Gashandels eine führende Expertise sowie einen großen Anteil an kritischer Infrastruktur zur Gasversorgung, die im Folgenden genauer beschrieben wird.

Die folgende Abbildung stellt die SEFE GmbH mit ihren Tochterunternehmen dar:



A2.2 Speicherung und Transport H₂/Erdgas

Die SEFE GmbH verfügt durch ihre Tochterunternehmen über ein großes Gasleitungsnetz und erhebliche Speicherkapazitäten. Die WIGA GmbH ist ein Gemeinschaftsunternehmen von SEFE GmbH und Wintershall Dea AG (Mehrheitseigentümer BASF) und betreibt über die drei Tochterunternehmen GASCADE, OPAL und NEL ein Fernleitungsnetz von insgesamt mehr als 4.000 km in Deutschland, wobei das Tochterunternehmen GASCADE allein 3.237 km betreibt. Somit ist die SEFE GmbH an drei der 16 Unternehmen beteiligt, die das gesamte deutsche Fernleitungsnetz von ca. 40.000 km betreiben (die 16 FNBS).

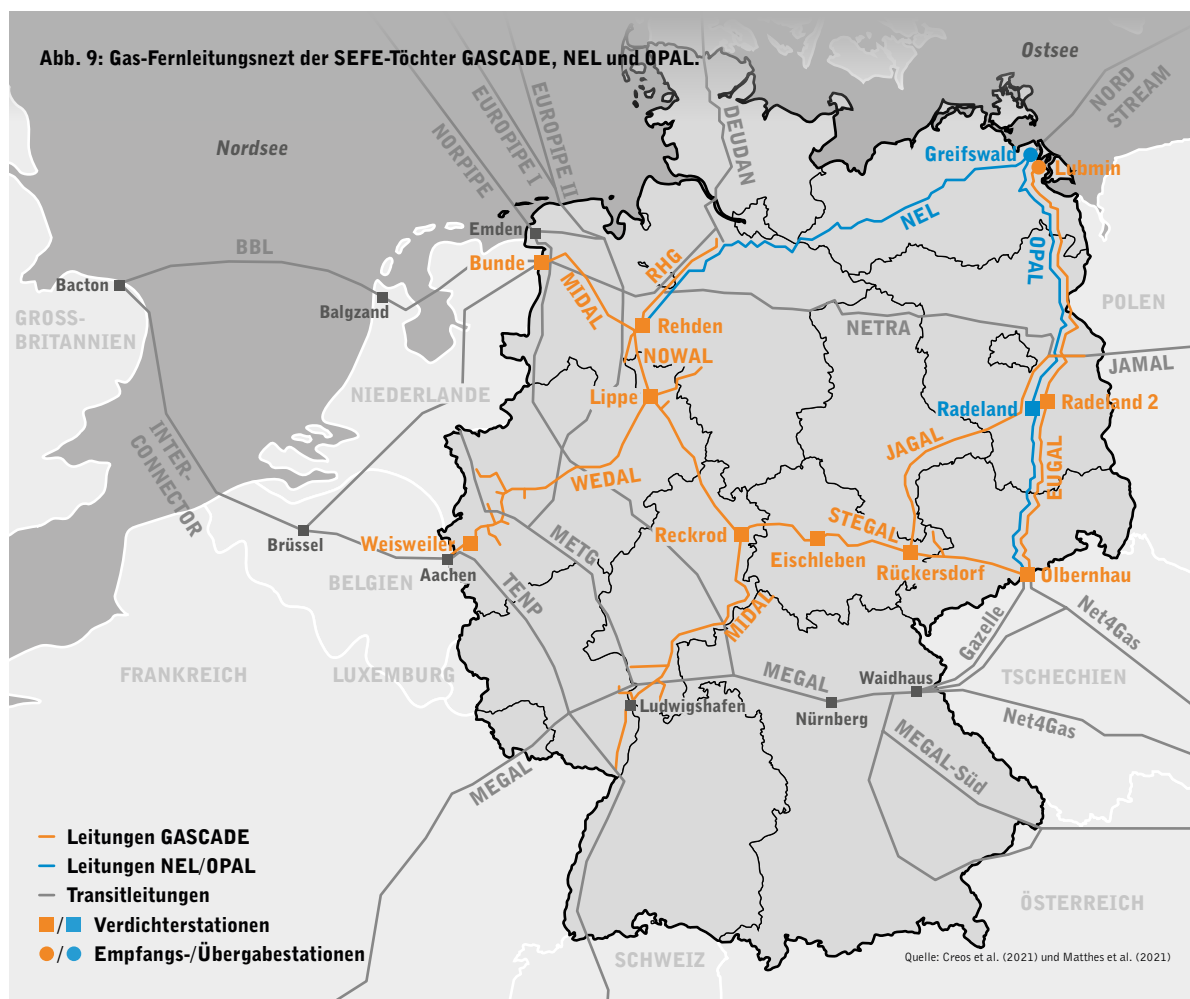
Der Gasmarkt in Deutschland ist im Einklang mit der EU-Gesetzgebung weitgehend liberalisiert, und Wettbewerb soll durch entsprechende Regulierung gewährleistet werden. Das bedeutet unter anderem, dass FNBS wie die GASCADE Gastransport GmbH unabhängige Transportnetzbetreiber gemäß §10 EnWG sind und sich damit per Gesetz zur Einhaltung der entsprechenden Entflechtungs- und Unabhängigkeitsvorgaben («unbundling») in Bezug auf ihre Anteilseigner (SEFE) verpflichten. Als unabhängiger, vollregulierter Transportnetzbetreiber ist die GASCADE entsprechend durch die Bundesnetzagentur zertifiziert und gesetzlich verpflichtet, ihr Transportgeschäft diskriminierungsfrei und unabhängig von den Interessen ihrer Anteilseigner durchzuführen. Die Erfüllung dieser Verpflichtungen wird durch ein internes Compliance-Programm, einen Compliance Officer sowie durch die Bundesnetzagentur überwacht.

Zu dem Fernleitungsnetz der GASCADE GmbH gehören die MIDAL (Mitte-Deutschland-Anbindungsleitung), die nordwesteuropäisches Gas über 679 km von Bunde nach Rehden transportiert; die WEDAL (Westdeutschland-Anbindungsleitung), die über 321 km das belgische Fernleitungsnetz mit der MIDAL verbindet und westeuropäisches Gas sowie russisches Gas transportiert; die NOWAL (Nord-West-Anbindungsleitung), die das Netz des Fernleitungsnetzbetreibers OGE mit Rehden verbindet; und schließlich die RHG (Rehden-Hamburg-Gasleitung). Die GASCADE-Leitung STEGAL (Sachsen-Thüringen-Erdgas-Leitung) bindet mit einer Länge von 314 km das Leitungssystem für russisches Erdgas in Tschechien und der Slowakei an. Auch die Transite über die GASCADE Leitung JAGAL (Jamal-Gas-Anbindungsleitung), die über 338 km von Mallnow in Richtung Rückersdorf bei Gera führt, können mit großer Wahrscheinlichkeit russischem Erdgas zugeordnet werden. Schließlich betreibt die GASCADE Gastransport GmbH die Gasleitung EUGAL (Europäische Gas-Anbindungsleitung), deren kommerzieller Erfolg jedoch stark von Nordstream 2 abhängig ist.

Die Fernleitungen der GASCADE GmbH sind an insgesamt fünf Speicherbetriebe angeschlossen, worunter zwei Speicher (Jemgum und Rehden) im Besitz der Astora GmbH sind.^[32] Die Astora GmbH ist eine weitere Tochter der SEFE GmbH, die mehrere Erdgaspeicher betreibt und ca. 25 Prozent der gesamten Erdgas-Speicherkapazitäten in Deutschland ausmachen. Der von Astora betriebene Porenspeicher in Rehden ist der größte deutsche Erdgasspeicher mit einer Kapazität von 3,9 Milliarden Kubikmetern und befindet sich im Besitz der SEFE Gruppe. Der Kavernenspeicher in Jegum hat eine Kapazität von 900 Millionen Kubikmetern, wovon fünf Sechstel durch Astora vermarktet werden. Die Astora GmbH vermarktet zudem ein Drittel des Gases aus dem Porenspeicher in Haidach mit einer Speicherkapazität von 2,9 Milliarden Kubikmetern (Österreich). Angebunden an das deutsche Hochdrucknetz wird der Speicher in Haiming/Brughausen. Über eine Beteiligung der SEFE GmbH an der Etzel-Kavernenbetriebsgesellschaft mbH & Co. KG ist auch der Kavernenspeicher in Etzel (ca. 20 km südwestlich von Wilhelmshaven) mit einer Kapazität von 0,95 Milliarden Kubikmetern mit der Gruppe verbunden. Der Speicher in Etzel wird wiederum durch das Unternehmen Bunde-Etzel-Pipelinegesellschaft GmbH & Co. KG über die Pipeline BEP (Bunde-Etzel-Pipeline) mit dem niederländischen Gasnetz in Oude-Statenzijl verbunden.

Abbildung 9 auf der folgenden Seite zeigt die Fernleitungen der drei SEFE-Töchter GASCADE, NEL und OPAL.

32 Zudem verfügt die GASCADE GmbH über zehn Verdichterstationen, die den Druckverlust des Gases auf seinem Weg durch das deutsche Leitungsnetz ausgleichen. Hierbei sind folgende Stationen enthalten: Eischleben, Lippe, Mallnow, Olbernhau, Radeland 2, Reckrod, Rehden, Rückersdorf und Weisweiler.



Die Betreiber der deutschen Gasspeicher unterlagen bis vor Kurzem wesentlich weniger Regulierung als die FNBs, so dass die Befüllung der Gasspeicher hauptsächlich von den Marktbedingungen – der Differenz des Einkaufspreises (Sommer) und des Verkaufspreises (Winter) – abhängig war. Am 25. März 2022 hat der Deutsche Bundestag jedoch einen Gesetzentwurf von SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes angenommen, der die Einführung von Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen vorsieht. Diese Gesetzesnovelle, die am 1. Mai 2022 in Kraft trat, gibt der Bundesnetzagentur ausreichende Instrumente an die Hand, um die Füllstände der Gasspeicher zu beeinflussen und somit die Versorgungssicherheit sicherzustellen.

Die beschriebenen Erdgasleitungsnetze und Erdgasspeicher können in Zukunft eine bedeutende Rolle für Transport und Speicherung von Wasserstoff spielen. Mit dem Projekt «FLOW-Making Hydrogen Happen» plant die GASCADE GmbH große Leitungsabschnitte des bestehenden Netzes für die Erschließung von Wasserstoff anzupassen. Erste Abschnitte können hierbei bereits 2025 umgestellt werden. GASCADE ist außerdem Mitglied im Förderverein der Projektfamilie Aqua Ventus, wobei durch das geförderte Projekt Aqua Ductus eine Open-access-Wasserstoffpipeline im europäischen Nordseeraum entstehen soll. Die Pipeline würde den Transport von Wasserstoff aus Offshore-Windenergie über mehr als 400 km ermöglichen.

Die Astora GmbH bindet auch Wasserstoff in ihre Zukunftspläne über Astora H₂ ein. Der Gasspeicher Standort in Jemgum kann für Wasserstoff genutzt werden. Die Umsetzbarkeit dessen wurde zunächst durch eine Studie 2021 untersucht. Ein operativer Start sei 2030 möglich. Um den Wasserstoffspeicher zu erschließen, ist Astora aktuell mit Netzbetreibern im Gespräch, deren Leitungen den Standort Jemgum zugänglich zu einem Wasserstoffnetz machen könnten. Sie sehen eine Umstellung der bestehenden Leitungen, wie von der GAS-CADE GmbH geplant, als eine kostengünstigere Alternative zu einem Leitungsneubau an.

Die beiden Tochterunternehmen OPAL Gastransport GmbH und NEL Gastransport GmbH betreiben jeweils eine gleichnamige Pipeline. Die Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL) führt über 473 km von der Erdgasübernahmestation Lubmin – der zentrale Anlaufstandort für NordStream 1 – bis in die Tschechische Republik. Sie hat eine Transportkapazität von 36 Mrd. Kubikmeter. Die Nordeuropäische Erdgasleitung (NEL) misst 441 km und hat eine Transportkapazität von 20 Milliarden Kubikmeter. Sie verbindet Rehden in Niedersachsen mit dem Knotenpunkt Greifswald/Lubmin. Dort ist sie mit der OPAL und der Gasleitungen EUGAL verknüpft.

A2.3 Einkauf H₂/Erdgas

Tochterunternehmen der SEFE GmbH sind auch im Erdgashandel seit mehreren Jahrzehnten aktiv. Die Handelsunternehmen WIEH GmbH und Wingas GmbH gehören seit 2015 vollständig zum Konzern.^[33] Die Wingas GmbH ist einer der führenden Großhändler in Deutschland, der Gas über die SEFE-Töchter (GASCADE, NEL und OPAL) transportiert und speichert (Astora) und dann über die Geschäftszentrale in Kassel unter anderem an Stadtwerke vertreibt. Zu den weiteren Kunden des Unternehmens zählen regionale Gasversorger, Ferngasgesellschaften, Industriebetriebe und Kraftwerke. In den aktiven 30 Geschäftsjahren konnte das Unternehmen Erfahrungen im deutschen und europäischen Erdgasmarkt sammeln. Bislang war die Wingas GmbH für knapp 20 Prozent der Erdgasversorgung in Deutschland verantwortlich. Im Geschäftsjahr 2019 lag der Absatz bei rund 820 Milliarden Kilowattstunden Erdgas. Die angebotenen Erdgashandelsprodukte der WINGAS enthalten Termingeschäfte wie Futures laut Einzelvereinbarung, aber auch Preisfixierungen über Settlement oder OTC (Over-the-counter).

Wingas hat in der Vergangenheit Erdgas von Produzenten in der Nordsee und in Russland bezogen, wobei knapp die Hälfte von sibirischen Erdgasfeldern kam. Diese engen Handelsverflechtungen mit Russland waren auch der Grund, warum die SEFE GmbH so stark von den russischen Sanktionen im Jahr 2022 betroffen war. Im Zuge russischer Lieferausfälle mussten teure Ersatzbeschaffungen getätigt werden, um bestehende

33 Damals erwarb die SEFE bzw. Gazprom Germania die restlichen 50 Prozent der Anteile von Wingas und WIEH, die zuvor Eigentum der BASF waren. Im Zuge desselben Asset-Tauschs mit BASF ging auch die Astora GmbH in das alleinige Eigentum der Gazprom Germania über.

Lieferverpflichtungen einhalten zu können. Das Geschäft der WIEH GmbH war ebenfalls von den russischen Lieferausfällen betroffen. Sie hatte in der Vergangenheit hauptsächlich Erdgas an einen Hauptkunden, die EnBW-Tochter VNG, vertrieben. Allerdings wurden die Lieferbeziehungen mit VNG nach einer Auseinandersetzung über die Mehrkosten der Ersatzbeschaffungen im Zuge der russischen Sanktionen ab 2023 beendet.^[34]

Die SEFE Marketing & Trading GmbH ist eine weitere Tochtergesellschaft. Sie ist einer der größten Gaseinkäufer in ganz Europa. Das Unternehmen erzielte im Jahr 2021 einen Gesamtumsatz von rund 6 Milliarden Pfund und einen Gewinn von 560 Millionen Pfund. Mit dem Firmensitz in London hat sie ihren Fokus auf dem Geschäft mit Erdgas und Strom in Großbritannien, Frankreich und der Niederlande. Im Jahr 2021 vertrieb das Unternehmen 43 TWh Gas in Großbritannien. In Frankreich wurden 11 TWh und in den Niederlanden 5 TWh Gas gehandelt. Allerdings hat die SEFE Marketing & Trading weltweit Kunden, die sie durch ihre Expertise im Handel mit Rohstoffen sowie Derivaten bedient. Das Unternehmen ist im Bereich LNG & Verschiffung aktiv und besitzt insgesamt fünf LNG-Tanker. Bereits 2021 erkannte das SEFE Tochterunternehmen den LNG-Boom, wodurch sich das Einkommen der SEFE Marketing & Trading, welches durch den Handel mit LNG erzielt wurde, um 82 Prozent im Vergleich zum Vorjahr erhöhte.^[35]

Die SEFE GmbH ist am Standort Lubmin durch seine Fernleitungsnetzbetreiber vertreten und plant diese Position mit dem Aufbau von LNG-Importterminals auszubauen. Beispielsweise soll der Anschlusspunkt Baltic-Energy-Gate als LNG-Einspeisepunkt aufgebaut werden, und die Einbringung einer Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) von der Deutschen ReGas GmbH & Co. KGaA ist geplant. Dieses LNG-Terminal soll über eine Anbindungsleitung an die Anlandestation Greifswald und damit an das Fernleitungsnetz des Marktgebiets Trading Hub Europe angeschlossen werden. Auch die SEFE-Töchter NEL und OPAL arbeiten bei diesem Projekt vor allem bei der Einspeisung des regasifizierten LNG mit der ReGas zusammen und haben sich Einspeisekapazitäten zugesichert.

Der Handel mit Wasserstoff bildet einen Teil der Zukunftsprojekte der SEFE-Gruppe. Am 6. Januar 2023 gab die SEFE-Gruppe bekannt, eine Absichtserklärung zur Lieferung von Wasserstoff mit dem norwegischen Energieunternehmen Gen2 Energy unterzeichnet zu haben. Der Wasserstoff soll in Form von Schiffstransporten an Häfen in Deutschland und der Niederlande geliefert und über die Wingas GmbH vertrieben werden. So hat SEFE kürzlich über ihre Tochtergesellschaft SEFE Marketing & Trading (SM&T) mit dem norwegischen Unternehmen Gen2 Energy für die langfristige Lieferung und Abnahme von grünem Wasserstoff eine Absichtserklärung beschlossen (ZfK 2023). Das Ziel ist der Abschluss eines Vertrags über Wasserstoff-Lieferungen aus der ersten Produktionsanlage

34 Siehe: <https://www.vng.de/de/newsroom/2022-10-10-erdgasliefervertrag-vng-und-wieh-einigen-sich-aussergerichtlich>

35 Siehe: <https://www.sefe-mt.com/wp-content/uploads/2022/10/SEFE-MT-Summary-Stats-2021.pdf>

von Gen2 Energy im norwegischen Mosjøen. Außerdem sollen weitere Kooperationsmöglichkeiten geprüft werden.

A2.4 Weitere Assets

Wingas GmbH hat als weiteres Geschäftsfeld den Betrieb eines 3000 km langen Glasfaserkabelnetzes, welches neben den Pipelines gebaut wurde, und weitere 4000 km Glasfaserkabelnetz stehen dem Unternehmen zur Vermarktung zur Verfügung. Eine weitere Tochtergesellschaft der SEFE-Gruppe, die spezialisierte Tochtergesellschaft SEFE Mobility GmbH, vertreibt Gas als Kraftstoff. Sie betreibt hierfür Tankstellen für komprimiertes GAS (CNG) in Deutschland und Tschechien. In der Vergangenheit wurde dies für eine weitere Absatzmöglichkeit russischen Erdgases genutzt. Das Unternehmen bewegt sich auch hin zu Biogas als Kraftstoff, denn an mehr als 40 Tankstellen des Unternehmens in Deutschland ist die Versorgung mit Biogas (Bio-CNG) bereits möglich. Der Fokus liegt hierbei auf dem Schwerlastverkehr, aber es gibt Projektpläne, eine Infrastruktur aufzubauen und PKWs (neben LKWs) mit komprimiertem (CNG) und verflüssigtem (LNG) Gas zu versorgen.

A2.5 EU-Auflagen

Die Europäische Kommission hat die Maßnahme zur Rettung der SEFE GmbH unter Auflagen genehmigt. Insbesondere hat die Kommission Deutschland zur Vorlage eines Plans für die langfristige Rentabilität der SEFE GmbH bis Ende Februar 2023 verpflichtet. Sollte nicht aufgezeigt werden können, dass das Unternehmen langfristig rentabel sein wird, muss die Bundesregierung einen Umstrukturierungsplan bei der Kommission anmelden. Darüber hinaus wurde Deutschland zur Vorlage eines Plans verpflichtet (bis Ende 2023), wie die staatlichen Beteiligungen an der SEFE GmbH bis Ende 2028 auf maximal 25 Prozent zurückgeführt werden können.

Die folgenden EU-Auflagen gelten:

Veräußerungen: Mit der Übernahme von SEFE hat sich die Bundesregierung verpflichtet, die Beteiligungen der SEFE GmbH in folgenden Ländern zu veräußern: Schweiz, Rumänien, Tschechische Republik, Ungarn, Slowakei, Bulgarien und Mexiko. Ferner muss die SEFE GmbH ihr Geschäft mit dem Verkauf von Gas als Fahrzeugkraftstoff im Rahmen der Tankstellen-Tochtergesellschaft SEFE Mobility GmbH abstoßen.

Governance und Übernahmeverbot: Die SEFE GmbH darf keine Bonuszahlungen an ihre Geschäftsführer leisten, und zwar bis zum 31. Dezember 2026 oder – sollte dies früher eintreten – bis zu dem Zeitpunkt, zu dem der deutsche Staat mindestens 50 Prozent der Anteile an der SEFE GmbH an einen oder mehrere private Investoren veräußert oder übertragen hat, ohne dass im Rahmen des Verkaufs weitere staatliche Unterstützung, die als Beihilfe gelten würde, geleistet wird. Zudem darf die SEFE GmbH keine Beteiligung an

anderen Unternehmen erwerben, es sei denn, es wäre für die Gewährleistung ihrer langfristigen Rentabilität unerlässlich. Schließlich darf die staatliche Unterstützung nicht öffentlich als Wettbewerbsvorteil bekannt gemacht werden.

Wahrung des wirksamen Wettbewerbs: Die SEFE GmbH wird Folgendes einhalten: i) eine zugesagte jährliche maximale Verkaufsmenge bis Ende 2028 oder – sollte dies früher eintreten – bis zum vollständigen Ausstieg des Staates aus dem Unternehmen und ii) einen zugesagten Preis, d. h. das Unternehmen darf bis Ende 2028 oder – sollte dies früher eintreten – bis zum vollständigen Ausstieg des Staates aus dem Unternehmen Erdgas nicht zu einem Preis verkaufen, der unter den Marktpreisen liegt.

Öffentliche Transparenz und Berichterstattung: Die SEFE GmbH muss Informationen darüber veröffentlichen, wie die erhaltene Beihilfe verwendet wird und wie damit Tätigkeiten im Einklang mit den Verpflichtungen der EU und der Mitgliedstaaten zur Förderung des ökologischen und des digitalen Wandels unterstützt werden.

Monitoring: Ein von der SEFE GmbH ernannter und von der Kommission genehmigter Treuhänder wird die Einhaltung des Beschlusses, einschließlich der verschiedenen Verpflichtungen, nach den Anweisungen der Kommission überwachen und gewährleisten. Der Treuhänder wird der Kommission regelmäßig Bericht erstatten.

Referenzen

- Agora (2021a): «Klimaneutrales Deutschland 2045», Studie von Prognos, Öko-Institut und Wuppertaler Institut im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045/>
- Agora (2021b): «No-Regret Hydrogen: Charting early Steps for H₂-Infrastructure in Europe», Studie der Agora Energiewende, <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/no-regret-hydrogen/>
- Agora (2022): «Energiesicherheit und Klimaschutz vereinen – Maßnahmen für den Weg aus der fossilen Energiekrise», Studie der Agora Energiewende, <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/energienesicherheit-und-klimaschutz-vereinen/>
- Aurora (2023): «The Economics of Hydrogen-Imports: Better to stay local?», <https://www.presseportal.de/pm/122303/5423913>
- BDI (2021): «Klimapfade für Deutschland», Studie von BCG und Prognos im Auftrag des BDI <https://web-assets.bcg.com/58/57/2042392542079ff8c9ee2cb74278/klimapfade-study-german.pdf>
- Beckers, T. (2021): «Aufbau eines Wasserstoffnetzes in Deutschland: Zentrale Ausgestaltungsfragen und (erste) Empfehlungen hinsichtlich der Finanzierung und Eigentümerschaft», Vortragsfolien zu einem Workshop zum Thema «Finanzierung des Wasserstoffnetzes» der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen
- Beckers, T./Bieschke, N./Lenz, A.-K./Heurich, J./Kühling, J./Hertel, W./Schäfer, D. (2014): «Alternative Modelle für die Organisation und die Finanzierung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland – eine (institutionen-)ökonomische Analyse unter Einbezug juristischer und technisch-systemischer Perspektive»
- BMWi (2020): «Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan», Stand 10.06.2020, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- BMWK (2022a): «Die Nationale Wasserstoffstrategie», <https://www.bmwk.de/Naviga-tion/DE/Wasserstoff/wasserstoffstrategie.html>
- BMWK (2022b): «Fortschrittsbericht zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie», <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/fortschrittsbericht-der-nws.html>
- BMWK (2022c): «Sicherung der Gasversorgung: Bundesregierung überführt Gasunternehmen SEFE ins Eigentum des Bundes – Kapitalmaßnahmen angeordnet», Pressemitteilung vom 14.11.2022
- BMWK (2023a): «Gaskraftwerke in Deutschland», Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Fraktion der CDU/CSU – Drucksache 20/5007: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/054/2005400.pdf>
- BMWK (2023b): «Gasversorgungslage und LNG-Infrastruktur», Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Fraktion Die Linke: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/048/2004867.pdf>

- BWZE (2022): «Das Lieferkettengesetz», <https://www.bmz.de/de/themen/lieferkettengesetz>
- Bukold, S. (2023): «LNG-Boom in Deutschland: Pläne, Kritik, Fakten, Hintergründe», Studie im Auftrag von Green Planet Energy e.G., <https://www.klimareporter.de/images/dokumente/2023/01/230105-energycomment-Ing-report.pdf>
- Chatzimarkakis, J./van Wijk, Ad (2020): «Green Hydrogen for a European Green Deal: A 2x40 GW Initiative», Hydrogen Europe, <https://profadvanwijk.com/green-hydrogen-for-a-european-green-deal-a-2x40-gw-initiative/>
- Chatzimarkakis, J. (2022): «Wasserstoff: Wie der Staatskonzern Uniper die Produktion der Erneuerbaren beschleunigen kann», Euroactiv: <https://www.euractiv.de/section/energie/opinion/wasserstoff-wie-der-staatskonzern-uniper-die-produktion-der-erneuerbaren-beschleunigen-kann>
- Creos, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, Fluxys Belgium, Gasgrid Finland, Gasunie, GAZ-SYSTEM, GCA, GNI, GRTgaz, National Grid, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinovodi, Snam, TAG, Teréga (2021): «Extending the European Hydrogen Backbone – a European Hydrogen Infrastructure Vision covering 21 Countries»
- Dal Bo (2006): «Regulatory Capture: A Review», Oxford Review of Economic Policy, 22: 203-225
- DIW Berlin (2022): «Energieversorgung in Deutschland auch ohne Erdgas aus Russland gesichert», DIW Aktuell Nr. 83, https://www.diw.de/de/diw_01.c.838843.de/publikationen/diw_aktuell/2022_0083/energieversorgung_in_deutschland_auch_ohne_erdgas_aus_russland_gesichert.html
- Energate-Messenger (2023): «Habeck schmiedet Wasserstoff-Allianz mit Norwegen», <https://www.energate-messenger.de/news/229546/habeck-schmiedet-wasserstoff-allianz-mit-norwegen>
- EWI (2021): «Auswirkungen des Koalitionsvertrags auf den Stromsektor 2030», Analyse des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität zu Köln GmbH, https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/12/211206_EWI-Analyse_Auswirkungen-des-Koalitionsvertrags-auf-den-Stromsektor-2030_final.pdf
- FNB (2021): «Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032», Studie der Fernleitungsnetzbetreiber zur Erfüllung ihrer Pflichten nach § 15a EnWG, Stand 16. August 2021
- FNB (2022): «Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 – Konsultation», Studie der Fernleitungsnetzbetreiber zur Erfüllung ihrer Pflichten nach § 15a EnWG, Stand 6. Juli 2022, https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/07/2022_07_06_NEP-Gas-2022-2032-Zwischenstand.pdf
- Forum New Economy (2023): Rückkehr des Staates: Modephänomen oder neues Paradigma?, <https://newforum.org/rueckkehr-des-staates-modephaenomen-oder-neues-paradigma/>
- Frauenhofer ISI (2022a): «Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland», https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_Szenarien_15_11_2022_final.pdf

- Fraunhofer (2022b): «Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia», https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/Report_Conversion_of_LNG_Terminals_for_Liquid_Hydrogen_or_Ammonia.pdf
- FZJ (2019): «Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategie für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050», Studie des Forschungszentrums Jülich, https://user.fz-juelich.de/record/877960/files/Energie_Umwelt_499.pdf
- Gaskommission (2022): «Sicher durch den Winter» Abschlussbericht der ExpertInnen-Kommission Gas und Wärme, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- Handelsblatt (2022): «Wird die Stromversorgung kritisch? Neue Gaskraftwerke dringend gesucht», Handelsblatt vom 5.10.2022
- Handelsblatt (2023): «Ampel-Koalitionäre kritisieren Pläne für staatliches Wasserstoffnetz», Handelsblatt vom 27.01.2023, <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energieinfrastruktur-ampel-koalition-aere-kritisieren-plaene-fuer-staatliches-wasserstoffnetz/28949212.html>
- Hart, O./Shleifer, A./ Vishny, R. (1997): «The Proper Scope of Government: Theory and Applications to Prisons», Quarterly Journal of Economics 112: 1127-1161
- IEA (2022): «World Energy Outlook», International Energy Agency
- ISE (2020): «Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem», Studie des Fraunhofer Institut für Solar-Energiesysteme, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>
- Jacobi, S. (2023): «Nationale Wasserstoffnetzgesellschaft hätte keinen erkennbaren Mehrwert», <https://www.energategate-messenger.de/news/229497/nationale-wasserstoffnetzgesellschaft-haette-keinen-erkennbaren-mehrwert>
- Krebs, T. (2021a): «Klimaschutz und der moderne Staat: Ein Wasserstoffpaket für Deutschland», Studie im Auftrag von Forum New Economy, <https://newforum.org/klimaschutz-und-der-moderne-staat-ein-wasserstoffpaket-fuer-deutschland/>
- Krebs, T. (2021b): «Moderne Klimapolitik und nachhaltiges Wachstum», Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 22: 203-210
- Krebs, T. (2023): «Modern Climate Policy: Moving beyond the Market-Liberal Paradigm», Studie im Auftrag von Forum New Economy, <https://newforum.org/en/studie/modern-climate-policy-moving-beyond-the-market-liberal-paradigm/>
- Krebs, T./Scheffel, M. (2016): «Quantifizierung der gesamtwirtschaftlichen und fiskalischen Effekte ausgewählter Infrastruktur- und Bildungsinvestitionen in Deutschland», Studie im Auftrag des BMWi, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/quantifizierung-der-gesamtwirtschaftlichen-und-fiskalischen-effekte-ausgewaehlter-infrastruktur-und-bildungsinvestitionen.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- Krebs, T./Steitz, J./Graichen, P. (2021): «Öffentliche Finanzierung von Klima- und anderen Zukunftsinvestitionen», Studie im Auftrag von Forum New Economy, <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/oeffentliche-finanzierung-von-klima-und-anderen-zukunftsinvestitionen/>

- Kuhnenn, K./Costa, L./Mahnke, E./Schneider, L./Lange, S. (2022): «A Societal Transformation Scenario for Staying Below 1.5°C», Studie im Auftrag der Heinrich-Böll-Stiftung, <https://www.boell.de/en/2020/12/09/societal-transformation-scenario-staying-below-15degc>
- Lancieri, L./Zingales, L. (2022): «The Mechanism of Regulatory Capture», ProMarket, <https://www.promarket.org/2022/06/15/new-ebook-revisits-george-stiglers-theories-of-regulatory-capture-50-years-later/>
- Lenk, T./Hesse, M./Starke, T. (2017): «Zukunftswirksame Ausgaben der öffentlichen Hand – Die Rolle der öffentlichen Fonds, Einrichtungen und Unternehmen», Studie im Auftrag der Bertelsmann Stiftung, https://www.bertelsmann-stiftung.de/fileadmin/files/BSt/Publikationen/GrauePublikationen/NW_Zukunftswirksame_Ausgaben_Kurzfassung.pdf
- Matthert, J./Valentukeviciute, L./Waßmuth, C. (2017): «Gemeinwohl als Zukunftsaufgabe: Öffentliche Infrastrukturen zwischen Daseinsvorsorge und Finanzmärkten», Studie im Auftrag der Heinrich-Böll-Stiftung, <https://www.boell.de/de/2017/06/22/gemeinwohl-zukunftsaufgabe-oeffentliche-infrastrukturen-daseinsvorsorge-finanzmaerkte>
- Matthes, F. et al. (2021): «Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland», Studie des Öko-Instituts für die Stiftung Klimaneutralität, <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Die-Wasserstoffstrategie-2-0-fuer-DE.pdf>
- Mazzucato, M. (2015): «The Entrepreneurial State: Debunking Public vs Private Sector Myths», Penguin Books
- Mazzucato, M. (2020): «Mission Economy: A Moonshot Guide to Capitalism», Penguin Books
- New Climate Institute (2022): «Pläne für deutsche Flüssigerdgas-Terminals sind massiv überdimensioniert», Kurzstudie, https://newclimate.org/sites/default/files/2022-12/Ing_deutschland_web_0.pdf
- Neuhoff, K. (2022): «Defining Gas Price Limits and Gas Saving Targets for a Large-scale Gas Supply Interruption», DIW Politikberatung Kompakt, https://www.diw.de/de/diw_01.c.843047.de/publikationen/politikberatung_kompakt/2022_0180/defining_gas_price_limits_and_gas_saving_targets_for_a_large-scale_gas_supply_interruption_final_report.html
- Prognos (2020): «Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger», Studie im Auftrag des BMWi, <https://www.prognos.com/de/projekt/kosten-und-transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger>
- Siemens Energy (2022): «Wasserstoff-Perspektive für Gaskraftwerke wird konkret», Pressemitteilung vom 17. November 2022, <https://press.siemens-energy.com/global/de/pressemitteilung/wasserstoff-perspektive-fuer-gaskraftwerke-wird-konkret>
- Spiegel (2023): «Wasserstoffleitung H₂Med soll nach Deutschland verlängert werden», Spiegel vom 23.01.2023, <https://www.spiegel.de/wirtschaft/pipeline-zwischen-barcelona-und-marseille-wasserstoffleitung-h2med-soll-nach-deutschland-verlaengert-werden-a-c00e3eba-5cd4-4808-8674-a30fc5eb3f18>

- Stiftung Klimaneutralität (2022): «Vergleich der «Big 5» Klimaneutralitätsszenarien», https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2022/03/2022-03-16-Big5_Szenarien-vergleich_final.pdf#page=39
- Stigler, G. (1971): «The Theory of Economic Regulation», Bell Journal of Economics and Management Science, 2: 3-21
- Tagesspiegel (2022): «Neue Wasserstoffstrategie mit großem Ziel», Tagesspiegel vom 2.12.2022
- Verheyen, R./Peters J. (2022): «Verstaatlichung bedeutet Verantwortung», Studie im Auftrag von Greenpeace Deutschland e.V., <https://www.greenpeace.de/infomaterial/RechtsgutachtenUniper.pdf>
- Wissenschaftlicher Dienst des Bundestages (2020): «Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff», <https://www.bundestag.de/resource/blob/691748/01a954b2b-2d7c70259b19662ae37a575/WD-5-029-20-pdf-data.pdf>
- ZfK (2023): «Wasserstoff: SEFE-Gruppe will mit norwegischem Unternehmen zusammenarbeiten», Zeitschrift für kommunale Wirtschaft, <https://www.zfk.de/energie/gas/gruener-wasserstoff-sefe-gruppe-will-mit-norwegischem-unternehmen-zusammenarbeiten>

Der Autor

Tom Krebs ist Professor für Volkswirtschaftslehre, Makroökonomik und Wirtschaftspolitik an der Universität Mannheim.

Impressum

Herausgeberin: Heinrich-Böll-Stiftung e.V., Schumannstraße 8, 10117 Berlin
Kontakt: Anna Brehm, Referentin für Ökologie und Nachhaltigkeit **E** brehm@boell.de
Jörg Haas, Referent für Globalisierung und Transformation **E** haas@boell.de

Erscheinungsort: www.boell.de

Erscheinungsdatum: März 2023

Covermotiv: IMAGO/Jochen Tack

Windpark Halde Oberscholven, Rauchwolken aus dem Kühlturm und Schornstein des Uniper-Kohlekraftwerks Scholven, Gelsenkirchen, NRW

Lizenz: Creative Commons (CC BY-NC-ND 4.0),
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0>

Die vorliegende Publikation spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung der Heinrich-Böll-Stiftung wider.

Weitere E-Paper zum Downloaden unter
www.boell.de/publikationen