

# Sektorkopplung: Kernfragen für Regulierung und Marktdesign

Vikram Balachandar, David Bothe, Matthias Janssen, Christoph Riechmann und Theresa Steinfort

*Die Reduktion von Emissionen an klimarelevanten Gasen durch das europäische Energiesystem wird voraussichtlich zu einer verstärkten Umstellung auf erneuerbare Energiequellen als Primärquelle führen und damit zu einer zunehmenden Bedeutung von (erneuerbarem) Strom als Energieträger. Diese Transformation birgt große Herausforderungen für den Transport und die Speicherung von Energie. Studien zufolge kann die weitere Nutzung von Gasspeichern und Gaspipelines helfen, diese Herausforderungen zu bewältigen. Dieser Beitrag zeigt, welche politischen Weichen gestellt werden müssen, damit Gas als Energieträger zur Emissionsminderung und Flexibilisierung des Energiesystems beitragen kann. Der Beitrag basiert unter anderem auf den Erkenntnissen aus zwei Studien von Frontier Economics für die Europäische Kommission bzw. Green Gas Initiative.*

## Die Energiewende wird herausfordernd

Um die Ziele des Pariser Abkommens von 2015 und das kürzlich verhandelte Ziel der EU, bis 2050 klimaneutral zu werden, zu erreichen, müssen die Treibhausgasemissionen in der EU, insbesondere Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), signifikant vermindert werden. Im Wesentlichen müssen bis 2050 alle energiebedingten Treibhausgasemissionen in den Bereichen Strom, Wärme, Verkehr und Industrie auf nahe Null gesenkt werden.

Im Kern sollen fossile Brennstoffe durch Energie aus erneuerbaren Quellen wie Wind, Sonne und Biomasse (in einigen Mitgliedstaaten auch durch Kernenergie) ersetzt werden. Ein solcher Übergang wird enorme Herausforderungen mit sich bringen, insbesondere hinsichtlich

- der **Gewinnung** großer Mengen an erneuerbarer oder emissionsarmer Energie und der Suche nach geeigneten, öffentlich akzeptierten Produktionsstandorten;
- der **Speicherung** großer Energiemengen über lange Zeiträume zur Anpassung dargebotsabhängiger Gewinnung von erneuerbaren Energien an den saisonal stark variierenden Energiebedarf; und
- dem **Transport** von Energie vom Erzeugungsstandort zum Ort des Verbrauchs. Dies bezieht sich sowohl auf den Energietransport über lange Distanzen, wie z.B. von Offshore-Windenergieanlagen zu Verbrauchszentren, als auch auf die Verteilung innerhalb lokaler Netze.



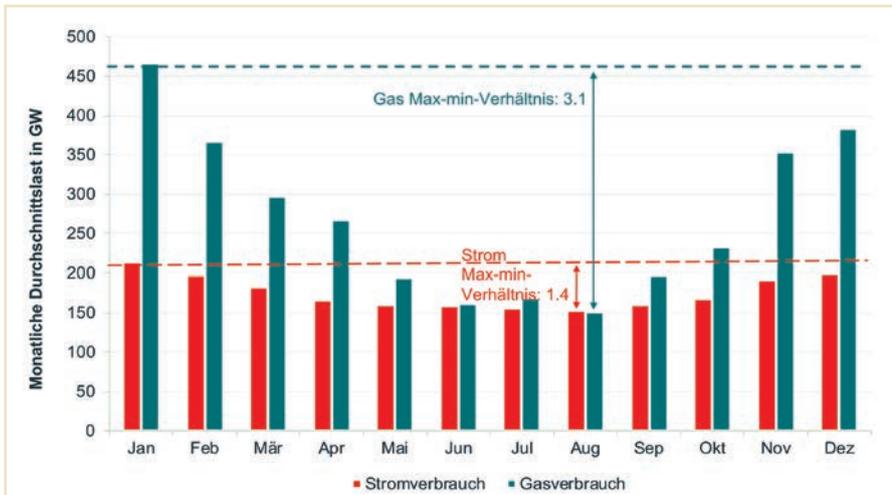
Die Umsetzung der Sektorkopplung ist eine sehr komplexe und vielschichtige Gestaltungsaufgabe  
Bild: Adobe Stock

## Das Gassystem ist Teil der Lösung

Mehrere Studien zeigen jüngst, dass das bestehende Gassystem erheblich dazu beitragen kann, den drei oben genannten zentralen Herausforderungen zu günstigen Gesamtsystemkosten zu begegnen.

- **Produktion:** CO<sub>2</sub>-arme Gase können direkt aus Primärquellen gewonnen werden wie z.B. als Biogas. Jedoch ist das Potenzial dieser Gase ungewiss und könnte letztendlich durch die Verfügbarkeit von Biorohstoffen bzw. die öffentliche Akzeptanz begrenzt sein. Ein weiterer Weg ist die Nutzung von fossilen Quellen in Verbindung mit Carbon Capture und der Nutzung

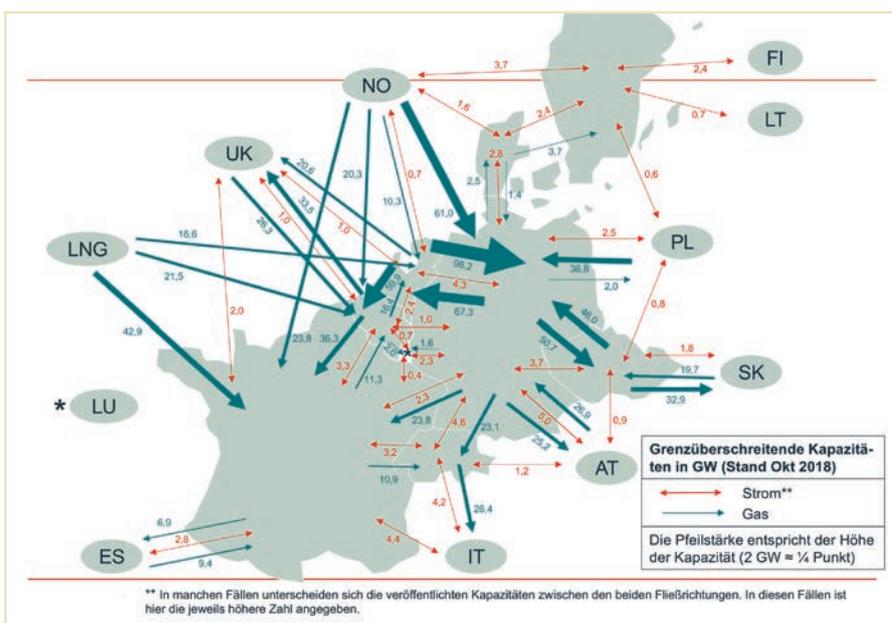
und/oder Speicherung von CO<sub>2</sub>, wie z.B. die Gewinnung von Wasserstoff über Dampfreformation aus Erdgas. Allerdings sind auch hier sowohl die großtechnische Anwendung als auch die klimapolitische und soziale Akzeptanz noch nicht vollständig absehbar. Die eingeschränkte Akzeptanz für mittels Elektrolyse hergestellte synthetische Gase (auch „Power-to-Gas“ oder PtG genannt), die mit erneuerbarem Strom erzeugt werden, scheinen demgegenüber geringer zu sein (wobei sich jedoch entsprechende Akzeptanzfragen ggf. bei gewissen Stromerzeugungstechnologien wie z.B. Windkraft stellen). PtG könnte unter bestimmten Voraussetzungen (z.B. einem angemessenen CO<sub>2</sub>-Preis) langfristig [1] wettbewerbsfähig mit fossilem Erdgas werden [2].



**Abb. 1** Saisonaler Gasbedarf gegenüber (nahezu) konstantem Strombedarf, 2017  
 Quelle: Frontier Economics basierend auf der IEA-Statistik und der ENTSO-E Transparenzplattform  
 Hinweis: Die Analyse umfasst Daten für Belgien, Dänemark, Frankreich, Deutschland, die Niederlande, Schweden, Schweiz und die Tschechische Republik. Das MaxMin-Verhältnis ist das Verhältnis zwischen dem Monat mit dem höchsten Bedarf (im Januar) und dem Monat mit dem geringsten Bedarf (August) an Gas bzw. Strom innerhalb eines Jahres

■ **Speicherung:** Es gibt heute und perspektivisch keine sinnvollen wirtschaftlichen Alternativen zur großvolumigen, saisonalen Energiespeicherung durch chemische Energieträger und vor allem in Form von Gas. Angesichts der saisonalen Schwankungen des Wärmebedarfs in den meisten Ländern Europas ist dies von entscheidender Bedeutung. Gemäß einer Analyse von Frontier für acht europäische Länder [3] ist der Gasbedarf in der Winterspitze etwa dreimal so hoch wie im

Sommer, während der Spitzenbedarf bei Strom nur 40 % höher ist als die Grundlast (Abb. 1). Um diese stark saisonale Nachfrage zu decken, wird Gas in unterirdischen Speicherformationen bevorratet. Die vorhandene Gasspeicherkapazität übersteigt die derzeitige Kapazität für Stromspeicherung etwa um den Faktor 1.000 [4]. Selbst im (unwahrscheinlichen und teuren) Szenario einer begrenzten Endverwendung von Gasen würde das Gassystem benötigt, um saisonale Flexibilität zu gewährleisten.



**Abb. 2** Grenzüberschreitende Transportkapazitäten für Gas übersteigen die für Strom bei weitem  
 Quelle: Frontier Economics auf Basis von ENTSO-E und ENTSO-G

■ **Gastransport:** Zudem kann ein umfangreiches europäisches Gastransportsystem genutzt werden. Der Großteil der erneuerbaren Energien befindet sich nicht in der Nähe von Lastzentren, d.h. es sind leistungsfähige Energietransportnetze erforderlich, um Erzeugung und Bedarf zu vernetzen. Hierauf ist die (Erdgas-)Infrastruktur seit jeher ausgelegt:

- Die bestehende **Übertragungskapazität** des Gasnetzes übersteigt die des Stromnetzes im In- und Ausland signifikant (Abb. 2).
- Das Gassystem spielt zudem eine wichtige Rolle bei der **Versorgung von Endverbraucher**n. Fast die Hälfte der Endenergieverbraucher in der EU sind an das Gasnetz angeschlossen und im Durchschnitt wird rund viermal mehr Energie in Form von Gas verteilt als in Form von Strom.

Jüngste Studien von Frontier zeigen, dass sich die Einsparungen im Gesamtenergiesystem durch die weitere Nutzung der Gasnetze (im Vergleich zur Umstellung des Großteils der Endanwendungen auf erneuerbaren Strom) in Deutschland in 2050 auf mindestens 12 Mrd. € pro Jahr belaufen könnten [5]. Nähme man sieben weitere europäische Länder [6] hinzu, könnten die Einsparungen bei 30-49 Mrd. € liegen [7]. Dies entspräche einer Einsparung von rund 145-240 € pro Kopf und Jahr.

Wenn es gelingt, Gase zunehmend auf erneuerbare oder kohlenstoffarme Weise zu erzeugen, kommt dem Gassystem eine wichtige Rolle bei der Deckung des zukünftigen Energiebedarfs zu. Und mit der Entwicklung von Technologien wie PtG und Hybrid-Wärmepumpen [8] wird es auch zunehmend mit anderen Teilen des gesamten Energiesystems gekoppelt sein. Daher stammt auch der Begriff der „Sektorkopplung“ – ein Begriff, der auch das zunehmende Zusammenspiel zwischen Strom- und Gas-Verwendung beschreibt (Abb. 3).

### Investoren müssen in der Lage sein, einen Business Case zu entwickeln

Um die Dekarbonisierung des Gassystems zu gewährleisten und die Energieflexibilität weiterhin zu stärken, müssen private Investoren in der Lage sein, Business Cases für entsprechende Investitionen zu entwickeln. Dem können jedoch verschiedene regulatorische bzw.

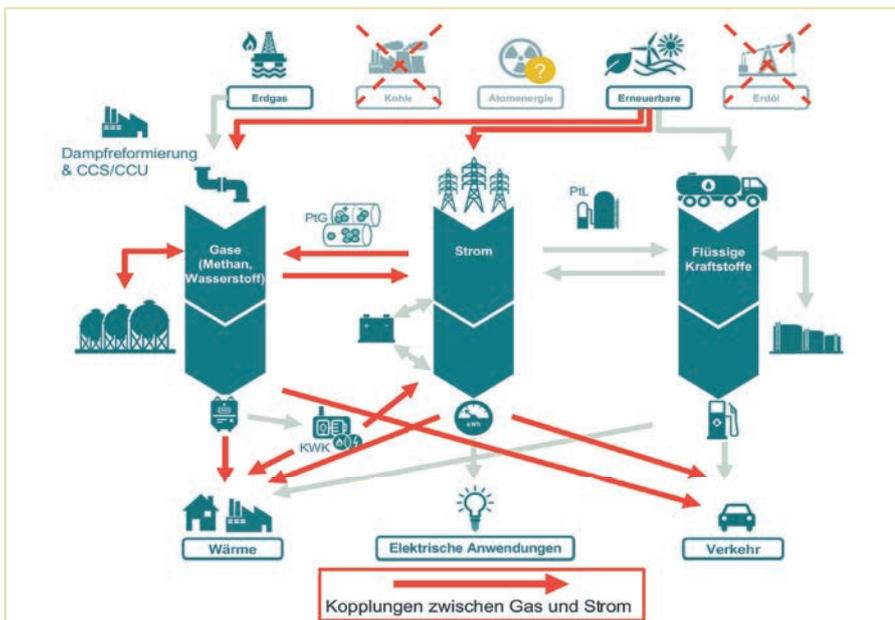


Abb. 3 Es kommt zu zunehmender Interaktion zwischen Strom und Gas und zwischen verschiedenen Arten von Gasen  
Quelle: Frontier Economics

politisch bedingte Hürden im Weg stehen, die aus vier Bereichen stammen können:

- technische Regulierungen;
- wirtschaftliche Regulierungen;
- Vorgaben zur Versorgungssicherheit (Security of Supply, SoS) und Flexibilität sowie
- klimapolitische Regeln.

Dabei ist zu bedenken, dass die Einnahmequellen für Investoren entweder kommerzieller oder regulierter Natur sein können:

- Kommerziell – Ein Teil der Einnahmen kann sich auf unregulierte kommerzielle Aktivitäten beziehen. Im Rahmen der Sektorkopplung könnte dies z.B. eine Wasserstoff-Elektrolyseanlage sein, die auf dem Gelände eines gewerblichen Endverbrauchers, z.B. einer Chemiefabrik, installiert ist und Energie sowie Wasserstoff als Feedstock für chemische Produktion liefert.
- Reguliert – Ein Teil der Einnahmen kann sich auf regulierte Tätigkeiten beziehen (z.B. eine Gasmischanlage oder eine auf

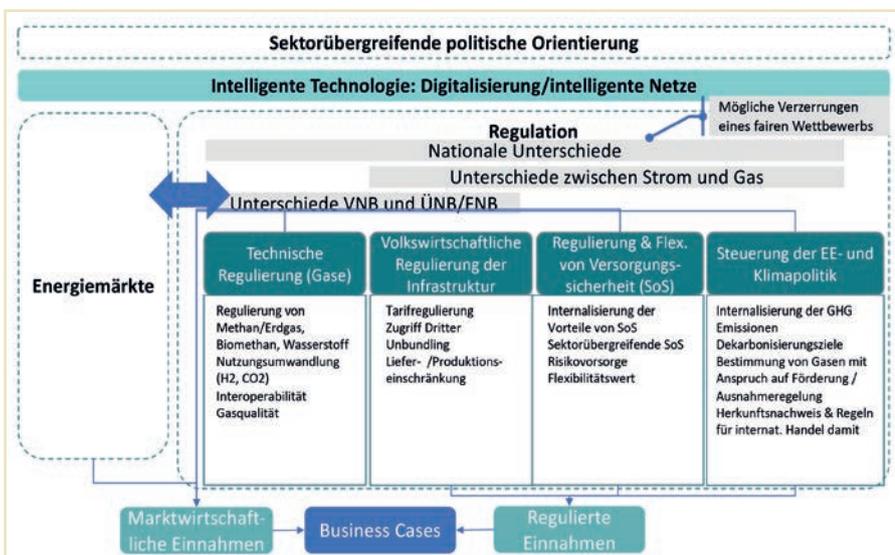


Abb. 4 Übersicht regulatorischer und politischer Maßnahmen mit Auswirkungen auf Sektorkopplungstechnologien  
Quelle: Frontier Economics [9]

Systemebene betriebene Power-to-Gas-Anlage, die Strom- und Gasübertragungsnetzbetreiber miteinander verbindet; eine solche Anlage kann in Phasen hoher volatiler Stromspeisung Strom entnehmen und in Gas umwandeln).

Abb. 4 verdeutlicht, dass Einnahmen aus beiden Quellen nötig sein können, um bestimmte gesellschaftlich wünschenswerte technologische Lösungen privatwirtschaftlich rentabel zu machen. Hier könnte eine PtG-Anlage als Beispiel dienen, die auf Systemebene (zwischen Strom- und Gas-TSOs) arbeitet, aber auch einen Industriekunden beliefert, der einen Teil des in der PtG-Anlage hergestellten Wasserstoffs für seinen Produktionsprozess abnehmen könnte.

Eine zentrale Herausforderung in solchen Fällen besteht darin, eine Kombination aus rein kommerziellen und regulierten Einnahmen unter Einhaltung der EU-Regulierungen wie jener zum Unbundling zu ermöglichen.

### Wie kann die Politik Business Cases unterstützen?

Die Politik kann Business Cases für ökologisch erwünschte Investitionen in Gastechnologien unterstützen, indem sie

- den positiven Klimabeitrag von kohlenstoffarmem oder treibhausgasneutralem Gas monetär entlohnt;
- gewährleistet, dass Tarife, Steuern und Abgaben den Wettbewerb zwischen Strom und Gas sowie zwischen verschiedenen Gasen nicht verzerren („Level-Playing-Field“);
- eine koordinierte Infrastrukturplanung zwischen Gas und Strom sowie zwischen der Übertragungs- und der Verteilnetzebene sicherstellt; und
- die Integrität des europäischen Gasbinnenmarktes wahrt.

### Entlohnung des positiven Klimabeitrags von Gas

Die derzeit stark fragmentierte europäische Energie- und Klimapolitik reflektiert die positiven Auswirkungen von erneuerbaren oder kohlenstoffarmen Gasen nicht systematisch:

■ Das EU-Emissionshandelssystem (ETS) umfasst praktisch keine Emissionen aus Gebäuden und Verkehr (außer dem inner-europäischen Flugverkehr). Die Entscheidung über eine finanzielle Belastung von Treibhausgasemissionen in diesen Sektoren liegt weitestgehend bei den Mitgliedstaaten.

■ Der Anwendungsbereich der Renewable Energy Directive II (RED II) umfasst keine Gase, die zwar nicht aus erneuerbaren Energien, aber dennoch kohlenstoffarm gewonnen werden (z.B. Wasserstoff aus Erdgas über Dampfreaktion in Verbindung mit Carbon Capture).

Politische Entscheidungsträger müssen sich auf die richtige Mischung aus Anreizen für erwünschtes Verhalten (z.B. durch Vergütungen oder Subvention von Technologien zur Erzeugung treibhausgasneutraler oder kohlenstoffarmer Gase) und Pönalen für unerwünschtes Verhalten (z.B. der Bepreisung von CO<sub>2</sub>) einigen und dabei sicherstellen, dass Messung und Bewertung der verschiedenen Umweltattribute in den einzelnen Sektoren und idealerweise in allen Mitgliedstaaten einheitlich sind [10].

### Sicherstellung gleicher Wettbewerbsbedingungen

Anders als beim CO<sub>2</sub>-Preis, der eine explizite beabsichtigte Lenkungswirkung hat, sind viele andere Abgaben und Steuern nicht darauf ausgerichtet, ein bestimmtes Verhalten zu beanreizen. Vielmehr dienen diese dazu, irreversibel entstandene Kosten zu amortisieren

– wie z.B. bei der Umlage der Subventionen für erneuerbare Energien.

Die Art und Weise einer derartigen Kostenwälzung – beispielsweise zur Finanzierung von erneuerbaren Energien – kann den Wettbewerb verzerren. Dies ist insbesondere bei verschiedenen Gasen der Fall. Der in PtG-Anlagen verbrauchte Strom wird heute in vielen europäischen Ländern [11] als Endverbrauch betrachtet, d.h. er ist steuer- und abgabepflichtig. Im Gegensatz dazu werden bei anderen Gasen (z.B. Biomethan) keinerlei staatlich administrierten Zuschläge wie Energiesteuern und Abgaben erhoben.

Eine weitere Herausforderung betrifft die Frage, inwieweit Kosten für historische Gasnetzinvestitionen in einem Szenario mit rückläufiger Gasnachfrage – z.B. als Folge von Emissionsminderungsmaßnahmen – gedeckt werden können. Würde in einem solchen Szenario eine einfache Weitergabe der durchschnittlichen Netzkosten (einschließlich der „versunkenen Kosten“, d.h. der mit Altinvestitionen verbundenen Kosten, die unwiderruflich entstanden und nicht verbrauchsabhängig sind) an den Nutzer erfolgen, so würde dies zu steigenden Gasnetztarifen führen.

Dies kann die Nutzung der Gasinfrastruktur für den Transport treibhausgasneutraler oder kohlenstoffarmer Gase weniger attraktiv machen und behindern, auch wenn eine solche Transporttätigkeit gesellschaftlich wünschenswert wäre. Besser wäre es, wenn

die Netznutzungsentgelte die zusätzlichen (statt die durchschnittlichen) Nutzungskosten reflektierten, die von der jeweiligen Netznutzung ausgehen. Gäbe es keine Notwendigkeit für Neuinvestitionen in das Netz, so würde dies zu deutlich niedrigeren Entgelten führen. Es ist daher notwendig, die Entgeltstrukturen ganzheitlich zu betrachten.

### Sicherstellung einer koordinierten Infrastrukturplanung

Die Verbände der Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetzbetreiber für Gas und Strom ENTSO-G und ENTSO-E führen mittlerweile eine gemeinsame Szenarienplanung durch und entwickeln ein integriertes Gas- und Strommodell. Dies ist ein wichtiger Schritt hin zu einer besser koordinierten Energieinfrastrukturplanung. Jedoch müssen die Regulierungsbehörden ebenfalls sicherstellen, dass Netzbetreiber die richtigen Anreize erhalten. Anstatt also Investitionen in Anlagen zu fördern, für welche die jeweiligen Betreiber verantwortlich sind (Gas oder Strom), sollten Maßnahmen gefördert werden, die zu einer Senkung der Gesamtsystemkosten führen, auch wenn dies bedeutet, dass ggf. stärker in die Infrastruktur des einen Energieträgers (Strom oder Gas) investiert wird.

### Erhaltung der Integrität des europäischen Gasmarktes

Wie bereits erwähnt, kann der Transport großer Energiemengen über weite Strecken zumindest teilweise effektiver in Form von treibhausgasneutralen oder kohlenstoffarmem Gas als allein durch Strom erfolgen. Dabei hilft ggf. auch, dass die Gasmärkte in weiten Teilen Europas sehr liquide sind. Der Gashandel bietet die Möglichkeit, regionale Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage von Gas in Teilen Europas auszugleichen, die zukünftig aufgrund der ungleichen räumlichen Verteilung erneuerbarer Energiequellen und des Energiebedarfs entstehen können.

Diese zukünftige Versorgung könnte aber in Form von stark unterschiedlichen Spezifikationen von Gasen erfolgen. Abb. 5 zeigt ein mögliches Szenario der Gasproduktion auf Ebene der EU-Länder im Jahr 2040. Während diese Abbildung bereits sich in

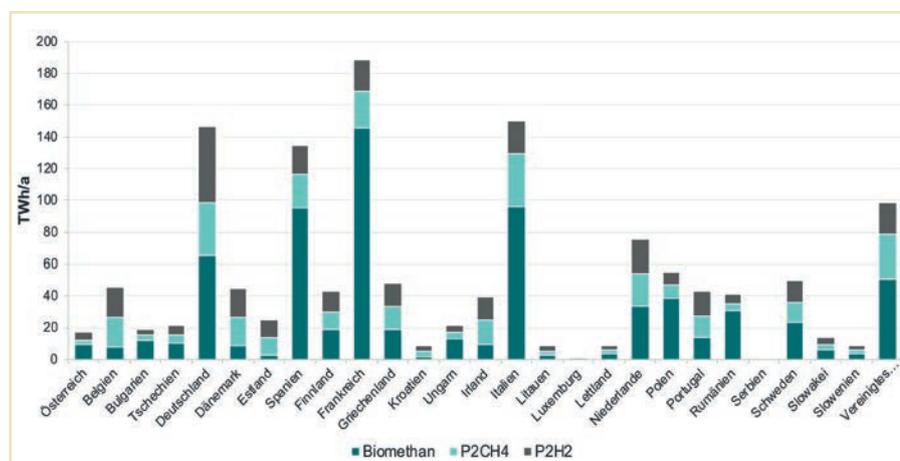


Abb. 5 Der europäische Gasmarkt kann aufgrund nationaler Unterschiede hinsichtlich Menge, Art und relativem Anteil der Gase fragmentiert sein, Szenario für das Jahr 2040  
Quelle: Frontier Economics basierend auf dem "Distributed Energy Scenario" des TYNDP 2020 Szenario Berichtsentwurfs

ternational unterscheidende Mengen, Arten und relative Anteile der Gase aufweist, ist dennoch sogar eine deutlich ausgeprägtere Unterscheidung denkbar, wenn die Länder noch unterschiedlichere Schwerpunkte auf bestimmte Gase oder ein bestimmtes Gas setzen. Dies erhöht das Risiko einer Produktfragmentierung des europäischen Gasmarktes, was wiederum die Integrität des Gasbinnenmarktes gefährden und Business Cases für Investitionen in neue Gase beeinträchtigen könnte. Die Herausforderung besteht also darin, einen integrierten und liquiden Gasmarkt trotz unterschiedlicher chemischer Spezifikationen der Gase aufrechtzuerhalten.

Daher gilt es, eine maximale Interoperabilität zwischen den Ländern und zwischen den Gasen zu gewährleisten. Entsprechend wird es wichtig sein,

- zu überprüfen, welche Gasqualitätsnormen im Zeitalter treibhausgasneutraler Gase angemessen sind (z.B. die maximale Wasserstoff-Beimischung im Gasnetz);
- technische Maßnahmen wie das „Entmischen“ zu untersuchen, die eine größere technische Flexibilität bei der gelieferten Gasqualität ermöglichen und gleichzeitig sicherstellen würden, dass ein Standardprodukt im Gashandel beibehalten wird;
- zu ermitteln, welche Teile der Gasinfrastruktur besonders anfällig für Gasqualitätsschwankungen sind und kostengünstige Lösungen für deren Handhabung zu ermitteln; und
- zu überlegen, welche Standards (sowohl innerhalb der EU als auch international) für treibhausgasneutrale oder kohlenstoffarme Herkunftszertifikate geschaffen werden könnten, um einen effizienten grenzüberschreitenden Handel der Umwelteigenschaften von Gasen unabhängig von den Gasen selbst zu erleichtern und die Erneuerbaren- und Emissionsziele umsetzen zu können.

## Fazit

Die Emissionsminderung des Gassystems und die volle Ausschöpfung aller Möglichkeiten der Sektorkopplung werden letztlich profitable Business Cases für Investitionen erfordern. Das Fehlen umfassender klimapolitischer Regeln für den Gassektor stellt dabei eine signifikante Lücke im Ordnungs-

rahmen dar. Es gibt keine einfache regulatorische Lösung, die dies schafft. Vielmehr ist der Übergang hin zu einem kohlenstoffarmen und zunehmend treibhausgasneutralen Energiesystem eine sehr komplexe und vielschichtige Gestaltungsaufgabe für die Politik.

Politische Entscheidungsträger müssen die Marktkräfte nutzen – sowohl bezüglich der Emissionsminderungsanreize als auch um sicherzustellen, dass die Marktbedingungen die Kosten und Nutzen widerspiegeln, die unterschiedliche Technologien für das System mit sich bringen.

Die Politik muss sich auch mit weiteren Fragen auseinandersetzen, darunter die Festlegung allgemeiner Ziele für die Emissionsminderung des Gassektors und eine zentrale Koordinierung in bestimmten Bereichen, wie beispielsweise der schrittweisen regionalen Umstellung von bestimmten Netzteilen auf Wasserstoff.

Es müssen alle Elemente der Wertschöpfungskette berücksichtigt werden, um gleiche Wettbewerbsbedingungen zwischen Technologien und Energieträgern zu gewährleisten und sicherzustellen, dass die Energiewende gelingt, ohne die Gesellschaft übermäßig zu belasten.

## Anmerkungen

- [1] Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics: Die zukünftigen Kosten von stromabhängigen synthetischen Kraftstoffen. 2018. [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost\\_2050/Agora\\_SynKost\\_Study\\_EN\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf)
- [2] AaO. (Fn. 1).
- [3] Frontier Economics, IAEW (2019): "The value of gas infrastructure in a climate-neutral Europe". Studie für Green Gas Initiative (GGI) und Net4Gas. 2019.
- [4] Nicht berücksichtigt bei diesem Vergleich sind Stromspeicher mit natürlichem Wasserzufluss, wie z.B. Hydrospeicher. Solche Anlagen können nicht ohne weiteres überschüssigen Strom aus PV oder Spitzenwerten der Windenergie speichern, aber zumindest ihre Ausspeicherung in Zeiten geringer Stromnachfrage und hoher PV- und Windstromerzeugung reduzieren. Dies bietet eine zusätzliche Möglichkeit, die Winterspitzennachfrage zu decken (wenn auch weniger flexibel als andere Formen der Stromspeicherung wie Batterien und Pumpspeicherwerke).

[5] Frontier Economics, IAEW, 4Management und EMCEL (2017): „Die Bedeutung der Gasinfrastruktur für die deutsche Energiewende“. 2017. Im Auftrag des Verbandes der deutschen Gasleitungsunternehmen. Darin enthalten sind auch Kosteneinsparungen für Endgeräte in Gebäuden.

[6] Belgien, Schweiz, Dänemark, Frankreich, Niederlande, Schweden und Tschechische Republik.

[7] Frontier Economics, IAEW (2019): "The value of gas infrastructure in a climate-neutral Europe". Studie für Green Gas Initiative (GGI) und Net4Gas. 2019.

[8] Ein System, das eine elektrische Wärmepumpe mit einem Gaskessel verbindet und über eine spezielle Steuerung zum Umschalten zwischen den Wärmequellen verfügt.

[9] Vgl. Frontier Economics, CE Delft und Thema (2019): Potentials of sector coupling for decarbonisation – Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU". Im Auftrag der Europäischen Kommission. 2019.

<https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/60fadfee-216c-11ea-95ab-01aa75ed71a1/language-en> [https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/frontier\\_-\\_potentials\\_of\\_sector\\_coupling\\_for\\_decarbonisation.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/frontier_-_potentials_of_sector_coupling_for_decarbonisation.pdf)

[10] Eine noch offene Frage ist, ob der deutsche Vorschlag zur Einführung des Emissionshandels in den Bereichen Wärme und Verkehr dazu beitragen könnte, die Argumente für ein Eingreifen auf EU-Ebene zu verbessern oder die Rationalisierung der EU-Klimapolitik zu verzögern.

[11] Z.B. in Deutschland, den Niederlanden und Spanien.

*V. Balachandar, Dr. D. Bothe, Dr. M. Janssen, Dr. C. Riechmann und T. Steinfurt, Frontier Economics Ltd., Köln*  
*theresa.steinfurt@frontier-economics.com*