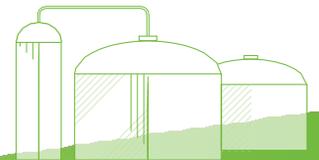
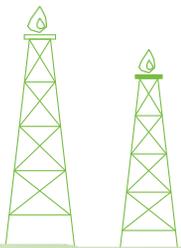


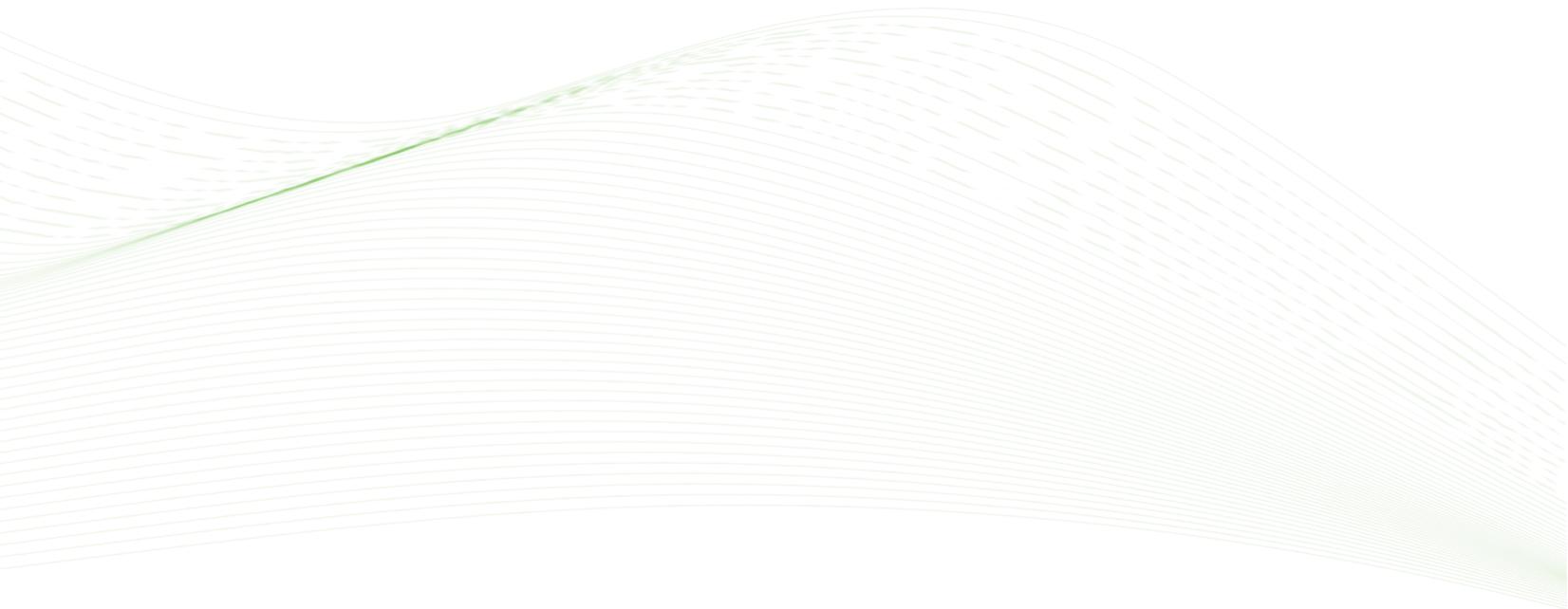


---

# FLEXIBILITÄT IN DER ENERGIEWENDE

## Werkzeugkasten für Gas-VNB





# INHALTSVERZEICHNIS

A. Hintergrund	4
B. Zusammenfassung	6
C. Zentrale Empfehlungen	8
1. Einleitung	10
2. Problembeschreibung	12
Zielsetzungen des Berichts	14
3. Gasnetz bietet naturgemäß hohe Flexibilität	16
Gasnetz hat sich bei Bewältigung von Heizbedarfsspitzen bewährt	18
Gasnetz kann Angebotsüberschüsse speichern und Bedarf senken	22
4. Gastechnologien bieten dem Stromsektor Flexibilität	28
Power-to-Gas-Kapazitäten können Stromüberschüsse speichern	30
Mikro-KWK-Kapazitäten können Strombedarf senken	34
5. Gas-VNB werden zu wichtigen Akteuren der Flexibilität	38
Regenerativer Gase versetzen Gas-VNB beim Flexibilitätsmanagement in aktivere Rolle gegenüber Gas-FNB	39
Entwicklung intelligenter Energienetze erfordert einen ganzheitlichen Ansatz für das Energiesystem	44
Anhang 1: Aufgabenstellung der Arbeitsgruppe Gasflexibilität (Gas Flexibility Group)	46
Anhang 2: Mitglieder der Arbeitsgruppe Gasflexibilität	47
Anhang 3: Definitionen	48
Anhang 4: EU-Rechtsrahmen	51
Anhang 5: Literaturverzeichnis	54
Kontaktinformationen	55

Die größte Herausforderung für die Energiebranche in der EU besteht darin, eine wirkungsvolle und kostengünstige Verringerung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes zu ermöglichen



# A. HINTERGRUND

---

Vor dem Hintergrund einer engeren Kooperation zwischen VNB, die aufgrund der europäischen Energiewende im Interesse von Verbrauchern und Gesellschaft insgesamt erforderlich ist, arbeiten die europäischen Verbände CEDEC, EDSO for Smart Grids, eurelectric, Eurogas und GEODE bereits seit mehreren Jahren konstruktiv zusammen.

Da die Belange der VNB zunehmend für die europäische Energiepolitik von Interesse und von Bedeutung sind, äußerte die Europäische Kommission wiederholt den Wunsch nach einer zuverlässigen, fachkundigen Beratung zu einer Reihe von Angelegenheiten, die die VNB betreffen. Hierzu zählen die Marktgestaltung, die Kooperation zwischen VNB und ÜNB bzw. FNB, Flexibilitätsmodelle und -verfahren, die Integration erneuerbarer Energiequellen, die Einführung intelligenter Energienetze, die nachfrageseitige Steuerung sowie Digitalisierung und Cybersicherheit.

Vor diesem Hintergrund haben die oben genannten Verbände vereinbart, ihre Kooperation auszuweiten, wobei sie der Thematik der Flexibilität höchste Priorität einräumen. Sie haben ein Arbeitsprogramm sowie ein Expertengremium ins Leben gerufen, die sich mit der Flexibilisierung bei der Strom- und Gasversorgung befassen.

Die Arbeit an beiden Schwerpunktfeldern, die im vergangenen Jahr parallel verlief, mündete in jeweils einem Bericht für Strom und Gas. Beide Berichte zusammengenommen bieten einen ganzheitlichen Überblick darüber, wie VNB Flexibilität nutzen und somit zum Wandel hin zu einem kohlenstoffärmeren und nachhaltigeren europäischen Energiesektor beitragen können. Sie präsentieren eine Reihe von Lösungen, mit denen VNB Flexibilität als Instrument für einen kostengünstigen Betrieb ihrer Netze nutzen können.

Zudem geben die Berichte politischen Entscheidungsträgern klare Empfehlungen dazu, wie sich der regulatorische Rahmen verändern sollte, damit die Flexibilität sowohl von den VNB als auch von anderen Interessengruppen besser genutzt werden kann.

Ein verbesserter regulatorischer Rahmen sollte die Nutzung von Flexibilität – auch seitens der VNB – belohnen und muss die zunehmende Rolle der VNB als aktive Netzbetreiber und neutrale Marktbereiter berücksichtigen. Diese Berichte stellen Lösungen vor, mit denen VNB die Herausforderungen der Flexibilität meistern können, analysieren die verschiedenen verfügbaren Technologien, mit denen Netzbetreibern die erforderlichen Flexibilitätsdienste erbracht werden können, und zeigen alternative Möglichkeiten auf, solche Dienstleistungen zu beschaffen.

# B. ZUSAMMENFASSUNG

## Ein integrierter Ansatz für Strom und Gas

Die Europäische Union untersucht kosteneffiziente Möglichkeiten, die europäische Wirtschaft klimafreundlicher und weniger energieintensiv zu machen. Die Emissionen des Energiesektors machen nahezu 80 % der gesamten Treibhausgasemissionen der EU aus.

Die Herausforderungen im Energiebereich sind daher eine der wichtigsten Bewährungsproben für Europa. Die Energiesysteme der EU müssen einen Wandel hin zu kohlenstoffneutralen und nachhaltigen Energiequellen vollziehen. Viele dieser Energiequellen und insbesondere die erneuerbaren Energien unterliegen großen Schwankungen, z. B. die Solar- oder Windenergie.

Zudem sind die neuen Energieerzeugungsstandorte, die diese stärker verteilten Energiequellen nutzen, großteils unmittelbar an das Verteilnetz angeschlossen, ganz im Gegensatz zu herkömmlichen zentralen Kraftwerksanlagen, die üblicherweise an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. In der Folge kommt es bei der Stromerzeugung zu einer schrittweisen Umstellung von der zentralisierten hin zu einer weitgehend dezentralen Ausrichtung.

Von der Kundenseite verändert sich außerdem die Nachfrage nach Energie für den Mobilitäts- und Wärmesektor. Üblicherweise wurde der Kraftstoff für den Verkehr aus Öl gewonnen, aber dieser Sektor hat eigene spezifische Ziele zur Reduzierung des Kohlenstoffausstoßes. Sehr wahrscheinlich wird es in den kommenden Jahren beim Straßenverkehr zu einer wesentlichen Umstellung der Energiequelle von Öl auf Strom, Gas und Wasserstoff kommen.

Auch der Sektor der Gebäudeheizung und -kühlung wird sich in naher Zukunft erheblich verändern. Aktuell speist sich die Heizleistung überwiegend aus klassischen Energiequellen (häufig Erdgas), aber alternative technische Lösungen wie Wärmepumpen und Mikro-KWK (Kraft-Wärme-Kopplung) sind auf dem Vormarsch.

Daher wird die Energiewende offenkundig nicht nur zu umfassenden Veränderungen bei der Art und Weise führen, wie Energie erzeugt wird, sondern auch dabei, wie man sie nutzt, speichert und verbraucht. Dies dürfte sich zukünftig noch verstärken und immense Auswirkungen auf die Verteilernetze haben.

In diesem Zusammenhang kommt der Flexibilität eine entscheidende Rolle zu. Neben technischen Lösungen auf Netzebene ist Flexibilität sowohl auf der Erzeuger- als auch auf der Verbraucherseite erforderlich. Um von der Speicherfähigkeit von Erdgas und erneuerbaren Gasen profitieren zu können, müssen die Strom- und Gasbranche kooperieren und integrierte Lösungen entwickeln, wie beispielsweise Power-to-Gas.

Die einzigartigen Merkmale der beiden Energiesysteme können sich gegenseitig ergänzen und zur Entwicklung kostengünstiger technologischer Lösungen beitragen. Gas kann eine wichtige Flexibilitätslösung für den Stromsektor darstellen. Die europäischen Gas- und Strom-VNB haben vereinbart, zu kooperieren und ihre Kompetenzen und ihr Wissen zu teilen. Diese Partnerschaft wird zur Entwicklung eines angemessenen und kohärenten regulatorischen Rahmens beitragen, der die Entwicklung und die Nutzung des Flexibilitätspotenzials im europäischen Energiesystem verbessern wird.

Die große Vielfalt der VNB in der EU im Hinblick auf ihre Größe, Aktivitäten oder Organisationsstruktur wird ein für alle Beteiligten einheitliches Zukunftsmodell unmöglich machen. Jedoch stehen alle VNB vor der gleichen Herausforderung: mehr als 90 % der Kunden und eine stetig zunehmende Zahl lokaler Erzeuger erneuerbarer Energie in einer sich schnell verändernden, stärker dezentralisierten und digitalen Energiewelt ans Netz anzubinden.

### Flexibilitätsbericht für den Gassektor

Schon heute sind Gasnetze ein starkes Werkzeug zur Steuerung der Flexibilität des Energiesystems in der Europäischen Union. Der Heizenergiebedarf in der EU ist saisonabhängig und unterliegt daher starken Schwankungen im Jahresverlauf, wobei die Spitzenlast im Winter um ein Vielfaches höher ist als im Sommer. Gasnetze sind aufgrund von Speichermöglichkeiten und Netzpuffer naturgemäß in der Lage, starke Schwankungen beim Energiebedarf zu bewältigen.

Darüber hinaus können Gastechnologien auch Flexibilitätslösungen für Stromnetze bieten, etwa durch die Speicherung von Stromüberschüssen mittels Power-to-Gas (P2G) und durch die Senkung des Bedarfs mittels Mikro- bzw. Mini-KWK-Anlagen.

Durch die Gasinfrastruktur lässt sich zudem Flexibilität für das Stromnetz erreichen, da Schwankungen (Überschüsse und Engpässe) im Stromnetz auf der vorgelagerten Seite durch den Einsatz der Power-to-Gas-Technologie sowie auf der nachgelagerten Seite durch den Einsatz flexibler Produktionseinheiten wie Mikro-/Mini-KWK ausgeglichen werden können.

Sowohl die Energiewirtschaft als auch die Politik sollten sich die optimale und kosteneffiziente Nutzung aller vorhandenen Infrastrukturen zum Ziel setzen. Hybridanwendungen im Wärmesektor oder die Umwandlung von überschüssigem Strom in Wasserstoff sind nur zwei Beispiele, bei denen es durch die Kombination beider Energiesysteme zu einer Win-Win-Situation kommen kann. Im Zuge von Kohlendioxidreduzierung, Dezentralisierung und Digitalisierung werden auch die Gas-VNB zu wichtigen Akteuren der Energieflexibilität.

Um in der EU eine Kohlendioxidreduzierung für den Wärmesektor ausschließlich durch die Elektrifizierung der Heizsysteme zu erreichen, wären ein massiver Ausbau der Stromnetze und zusätzliche regenerative und Reservekapazitäten erforderlich, die einer geringen Anzahl von Nutzungsstunden gegenüberstünden. Um diese Herausforderung zu bewältigen, ist es sinnvoller, erneuerbares Gas wie Biomethan zu produzieren und einzusetzen. Biomethan ist eine planbare, speicherfähige und nachhaltige Energiequelle, die in flexible Gasnetze eingespeist werden kann. Bis 2030 sollen Tausende von dezentralen Biomethan-Produktionseinheiten an VNB-Netze angeschlossen werden, wodurch den Gas-VNB gegenüber den Gas-FNB eine aktivere Rolle bei Netzplanung und Rückspeisung zukommen muss.

Die Entwicklung intelligenter Netze – im Hinblick auf Messung, Wartung und Betrieb – für Gas und Strom wird detailliertere Daten liefern, die das Flexibilitätsmanagement weiter verbessern und Synergien zwischen den Energien (Strom, Gas) und Nutzungen (Wärme, Mobilität) ermöglichen werden.

Um die ehrgeizigen Energie- und Klimaziele der EU zu erreichen und zu einem stabilen und effizienten Energiesystem beizutragen, fordern die Gas-VNB die politischen Entscheidungsträger und Regulierungsbehörden auf, die folgenden neuen Elemente und Rollen der VNB in alle künftigen Gasmarktgesetze aufzunehmen:

- Weiterentwicklung der Forschung und Innovation im Bereich gasbezogener Technologien, die für mehr Flexibilität im gesamten Energiesystem sorgen (Biomethan, Wasserstoff, Mikro-KWK, Rückspeisung und andere);
- Förderung erneuerbarer und intelligenter Gasproduzenten als Flexibilitätsanbieter (P2G, Mikro-/Mini-KWK);
- Berücksichtigung der aktiveren Rolle der Gas-VNB beim Management der Flexibilität ihrer Netze (Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP), Rückspeisung, Anschlüsse für Erzeuger regenerativer Gase).

# C. ZENTRALE EMPFEHLUNGEN

1. **Entwicklung von Gastechnologien und Fokussierung der Forschungs- und Innovationsaktivitäten der VNB (H2020<sup>1</sup>, SET-Plan<sup>2</sup> ...) auf die Förderung der Energieflexibilität**
  - **Erneuerbare Gastechnologien zur Diversifizierung erneuerbarer Energien im Hinblick auf bessere Vorhersehbarkeit und Speicherbarkeit:**
    - Entwicklung, Erprobung und Verbesserung von Technologien zur Herstellung dieser neuen regenerativen Gase (Reinigung und Einspeisung, Biomassevergasung ...)
  - **Gastechnologien zur Minderung der Strombedarfsspitzen oder zur Speicherung von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Quellen:**
    - Optimierung von Hybridheizlösungen wie z. B. Gas-Solar-Kombination
    - Optimierung von KWK, Mikro-KWK, Brennstoffzellen und Gaswärmepumpen
    - Entwicklung der Power-to-Gas-Technologie zur Nutzung von Stromüberschüssen aus erneuerbaren Quellen zur Erzeugung von synthetischem Gas, das in der Gasinfrastruktur verteilt und gespeichert wird
    - Prüfung der Kapazitäten von Gasnetzen und Gasanlagen zur verstärkten Nutzung von Wasserstoff
  - **Förderung der Anreizregulierung für Gas-VNB in Forschungs- und Innovationsprojekten**
  
2. **Schaffung eines geeigneten rechtlichen/regulatorischen Rahmens zur Beschleunigung der Entwicklung von Gastechnologien, die Flexibilität für das gesamte Energiesystem bieten**
  - **Anerkennung von P2G-Produzenten als Flexibilitätsanbieter**
    - Durch die Erzeugung von Wasserstoff aus überschüssigem Strom können die Schaffung fossiler/erneuerbarer Erzeugungskapazitäten vermieden und Maßnahmen zum Ausbau des Stromnetzes ersetzt werden. Die damit vermiedenen Kosten müssen monetarisiert und die Wasserstoffproduzenten entsprechend finanziell entlohnt werden.
    - Der Betreiber des Stromnetzes sollte die Möglichkeit haben, von Power-to-Gas-Anlagen Flexibilität zu erwerben. Wenn Kapazitätsmärkte bestehen, sollen sich Power-to-Gas-Anlagen an Auktionen beteiligen dürfen.
    - Steuern und Abgaben für Strom müssen überarbeitet werden, da es sich bei den Power-to-Gas-Anlagen nicht um Endverbraucher, sondern um Energiespeicher handelt.
    - Die technischen Regeln müssen angepasst werden, damit der H<sub>2</sub>-Anteil in den Gasnetzen erhöht werden kann.

1. EU-Förderprogramm Horizont 2020

2. Europäischer Strategieplan für Energietechnologie

- **Biomethanproduzenten sollten für alle positiven externen Effekte belohnt werden**
    - > Es sind Förderregelungen zu treffen, die sämtlichen positiven externen Effekten Rechnung tragen: Beitrag zur Energieflexibilität, Dekarbonisierung der Landwirtschaft, Abfallbehandlung ...
  - **Gas-Prosumenten, die intelligente flexible Gas-Lösungen wie Mikro-KWK einsetzen, sollten Anreize erhalten**
    - > Bauvorschriften und Energielabel sollten die Vorteile für die Verbraucher sowie auf der Ebene der Energiesysteme in vollem Umfang widerspiegeln, was derzeit nicht der Fall ist.
    - > Anerkennung des Beitrags erneuerbarer Gase, die in Mikro-KWK zum Einsatz kommen, zur Energieeffizienz eines Gebäudes
3. **Schaffung eines aktualisierten rechtlichen und regulatorischen Rahmens, um der aktiveren Rolle von Gas-VNB bei der Steuerung der Flexibilität Rechnung zu tragen**
- **Gas-FNB sollen Partner der Gas-VNB bei der Entwicklung des Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplans werden, sodass Folgendes stärker berücksichtigt werden kann:**
    - > Prognosen zur dezentralen Produktion
    - > Entwicklung neuer Nutzungsformen wie z. B. Gasmobilität
  - **Die Gas-FNB sollten eine Kosten-Nutzen-Analyse durchführen, um einzuschätzen, ob eine lokale Rückspeisung mehr Flexibilität bieten kann als ein Ausbau der FNB-Netze.**
  - **Den Mitgliedstaaten soll die Implementierung von Förderregelungen für Erzeuger regenerativer Gase gestattet werden**



# 1. EINLEITUNG

## **Regeneratives Gas und Erdgas können zur Erfüllung der EU-Ziele zur Verringerung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes beitragen**

Im Energiesystem der EU kommt Gas eine zentrale Bedeutung zu. Der Gasverbrauch in der EU beläuft sich auf rund 4.500 TWh (Terawattstunden) pro Jahr <sup>3</sup> gegenüber 3.000 TWh für Strom <sup>4</sup>. Um diese Energie zu liefern, verfügt die EU-Gasindustrie über mehr als 2 Millionen km Pipelines und 100 Millionen Abnahmestellen, die von 45 Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) und 2.000 Verteilernetzbetreibern (VNB) verwaltet werden.

Im Rahmen der Bestrebungen der EU zur Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in der Wirtschaft kann Erdgas aus zwei Gründen einen wichtigen Beitrag leisten: Es ist der sauberste fossile Brennstoff und es kann erneuerbar werden. Gas ist ein klarer Wegbereiter für die Energiewende. Es kann als Ergänzung von intermittierend eingespeistem Strom aus erneuerbaren Quellen dienen sowie als vorhersehbarer und speicherfähiger Energieträger Bedarfsspitzen abdecken. Darüber hinaus kann Gas dekarbonisiert werden – was bedeutet, dass die EU weiterhin von den Eigenschaften des Gases profitieren kann, wenn das Energiesystem grüner wird.

## **Die Rolle der Gas-VNB wird sich in einem kohlenstoffarmen und digitalisierten Energiesystem weiterentwickeln**

Der Verband der europäischen Energieregulierungsbehörden (Council of European Energy Regulators, CEER) hat am 13. Juli 2015 ein Papier über die künftige Rolle der VNB ausgearbeitet, in dem es heißt, dass „eine verstärkte verteilernetzgebundene Erzeugung und der Einsatz intelligenter Technologien erfordern, dass die VNB reagieren und innovativ sind, um einen effizienten Netzausbau und -betrieb zu gewährleisten“.

Die große Vielfalt der VNB in der EU im Hinblick auf ihre Größe, Aktivitäten oder Organisationsstruktur wird ein für alle Beteiligten einheitliches Zukunftsmodell unmöglich machen. Jedoch stehen alle VNB vor der gleichen Herausforderung: mehr als 90 % der Kunden und eine stetig zunehmende Zahl lokaler Erzeuger von regenerativem Gas in einer sich schnell verändernden Energiewelt ans Netz anzubinden.

3. [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural\\_consumption\\_statistics](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural_consumption_statistics) oder Eurogas-Pressemitteilung „Gasnachfrage in der EU steigt erstmals seit vier Jahren nach neuen Eurogas-Daten“; [http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas\\_Press\\_Release\\_-\\_Gas\\_demand\\_in\\_EU\\_rises\\_for\\_the\\_first\\_time\\_in\\_four\\_years\\_according\\_to\\_new\\_Eurogas\\_data\\_01.pdf](http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas_Press_Release_-_Gas_demand_in_EU_rises_for_the_first_time_in_four_years_according_to_new_Eurogas_data_01.pdf)

4. [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity\\_production,\\_consumption\\_and\\_market\\_overview/de](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_production,_consumption_and_market_overview/de)



## 2. PROBLEMBESCHREIBUNG

---

Flexibilität kann definiert werden als die Fähigkeit, das Angebot oder den Energiebedarf als Reaktion auf eine externe Situation anzupassen, an einen Spitzenbedarf oder ein geringes Angebot. Ziel der Flexibilität ist es, ein konstantes Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage aufrechtzuerhalten, das die Sicherheit und Kontinuität des Energiesystems zum Nutzen der Verbraucher gewährleistet.

Die Flexibilität kann durch die Angebots-/Nachfragemenge quantifiziert werden, die wiederum durch die Reaktionsfähigkeit und -geschwindigkeit sowie die Reaktionsdauer angepasst und qualifiziert werden kann.

Die Flexibilität war schon immer ein Schlüsselthema sowohl im Gas- als auch im Stromsektor, sie ist inzwischen jedoch durch die Zunahme erneuerbarer, intermittierend eingespeister Elektrizität aus Windkraft- und Solaranlagen zu einem kritischen Faktor geworden. Dieser Trend hat zwei wesentliche Folgen: die geringere Vorhersehbarkeit der Stromversorgung und die Übertragung der Flexibilität und des Systemmanagements vom ÜNB auf den VNB; während traditionelle Stromerzeuger in der Regel an die ÜNB angeschlossen sind, sind 90 % der Erzeuger erneuerbarer Energien an die VNB angeschlossen. Mit der kontinuierlichen Steigerung der Produktion von regenerativem Gas stehen die Gas-VNB außerdem vor der Herausforderung, ein Netz mit zunehmender Produktion auf der Verteilerebene zu verwalten.

Zur Aufrechterhaltung und Beschleunigung der Entwicklung von regenerativem Gas und Strom in Europa müssen angemessene Lösungen gefunden werden, um die Flexibilitätsprobleme in den Griff zu bekommen.

## ZIELSETZUNGEN DES BERICHTS: ÜBERPRÜFUNG DER TECHNOLOGISCHEN LÖSUNGEN UND DER ZWECKMÄSSIGKEIT DER REGULATORISCHEN RAHMENBEDINGUNGEN

Um der zunehmenden Herausforderung der Energieflexibilität gerecht zu werden, haben Gas-VNB und europäische Verbände internes Fachwissen zusammengetragen, um mögliche technologische und regulatorische Lösungen zu finden. In diesem Bericht werden die ermittelten Lösungen zur Steigerung der Fähigkeit der VNB zur Anpassung von Angebot und Nachfrage behandelt, überprüft und erörtert, um die Sicherheit und Kontinuität des Energiesystems zu gewährleisten. Der Energieträger Gas und die VNB können auf verschiedene Weise zur Erhöhung der Flexibilität des Energiesystems beitragen:

### **Teil 1: Gasnetze bieten naturgemäß eine hohe Flexibilität**

Gas und die bestehende Gasinfrastruktur sind naturgemäß sehr flexibel; deshalb soll an den Mehrwert des Gasnetzes im Hinblick auf die Bewältigung von Bedarfsspitzen erinnert werden.

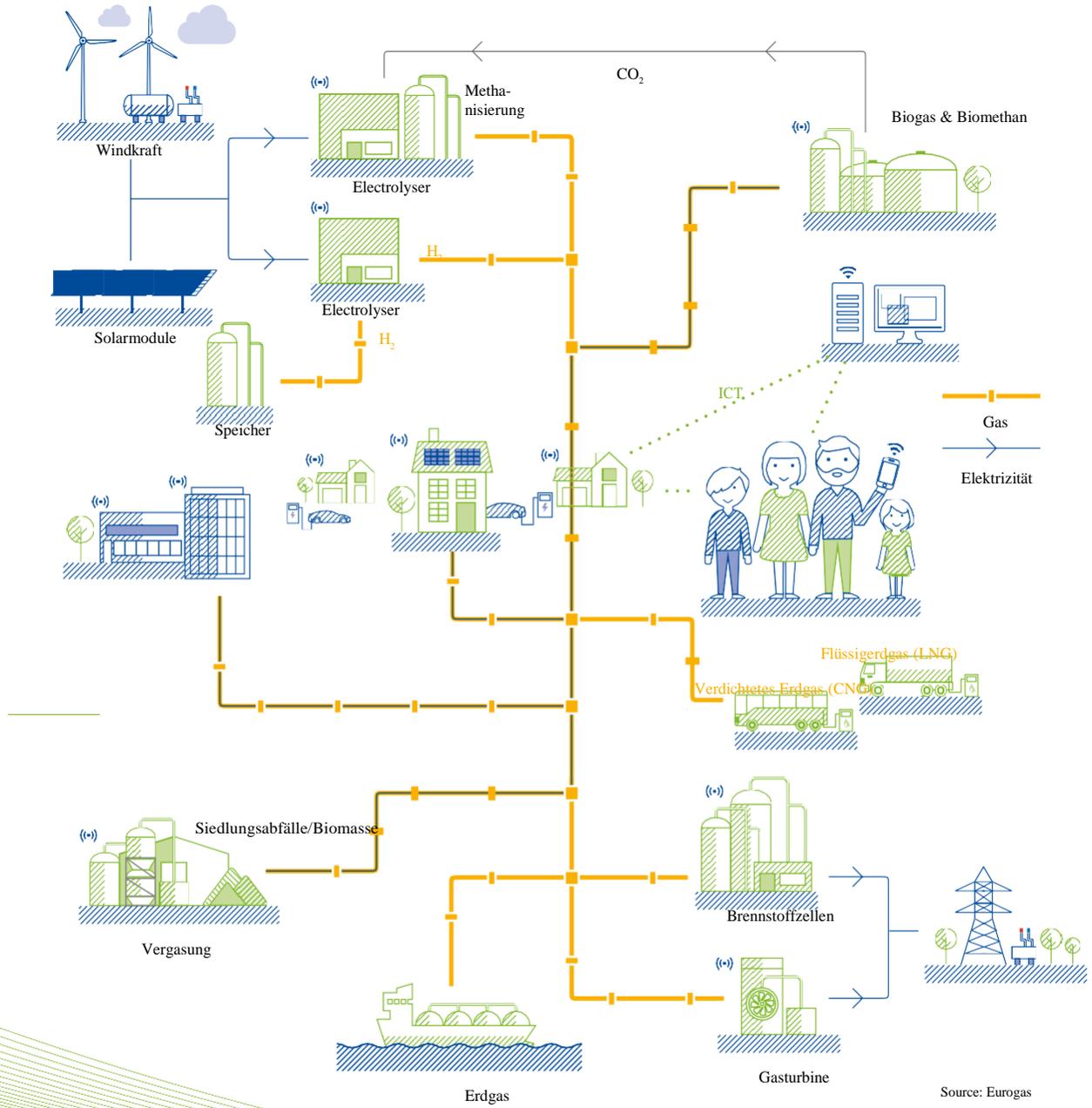
### **Teil 2: Gastechnologien bieten dem Stromsektor Flexibilität**

Die Fähigkeit des Gasnetzes, Schwankungen im Stromnetz auszugleichen, kann durch Power-to-Gas- und Mikro-KWK-Technologien erhöht werden.

### **Teil 3: Gas-VNB werden im Zuge von Kohlendioxidreduzierung und Digitalisierung zu wichtigen Akteuren der Flexibilität**

Die Rolle der Gas-VNB soll im Hinblick auf das künftig stärker auf Dezentralität und erneuerbare Energien ausgerichtete Gassystem angepasst werden. Dabei soll weiterhin eine zuverlässige und kostengünstige Energiequelle zur Verfügung stehen, wenn die Verbraucher sie benötigen. Wir werden untersuchen, wie die Synergien von Gas und Strom weiterentwickelt werden können, um zur Lösung von Flexibilitätsproblemen im Strombereich beizutragen und zu einem ganzheitlicheren und intelligenteren Energiesystem überzugehen.

# INTEGRATING RENEWABLE GAS IN A SMART & CLEAN ENERGY SYSTEM



Source: Eurogas



# 3. GASNETZ BIETET NATURGEMÄSS HOHE FLEXIBILITÄT

---

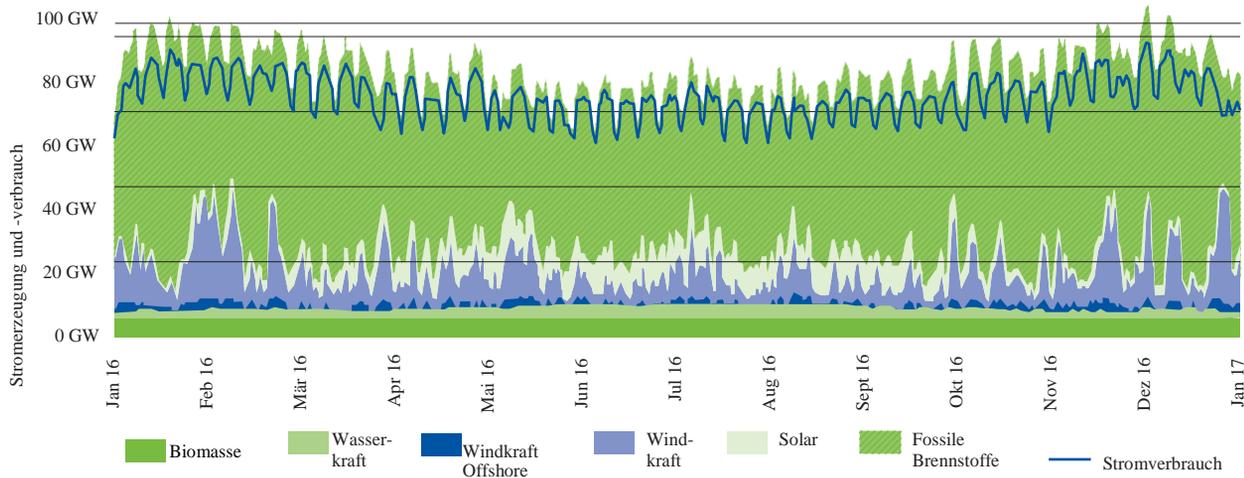
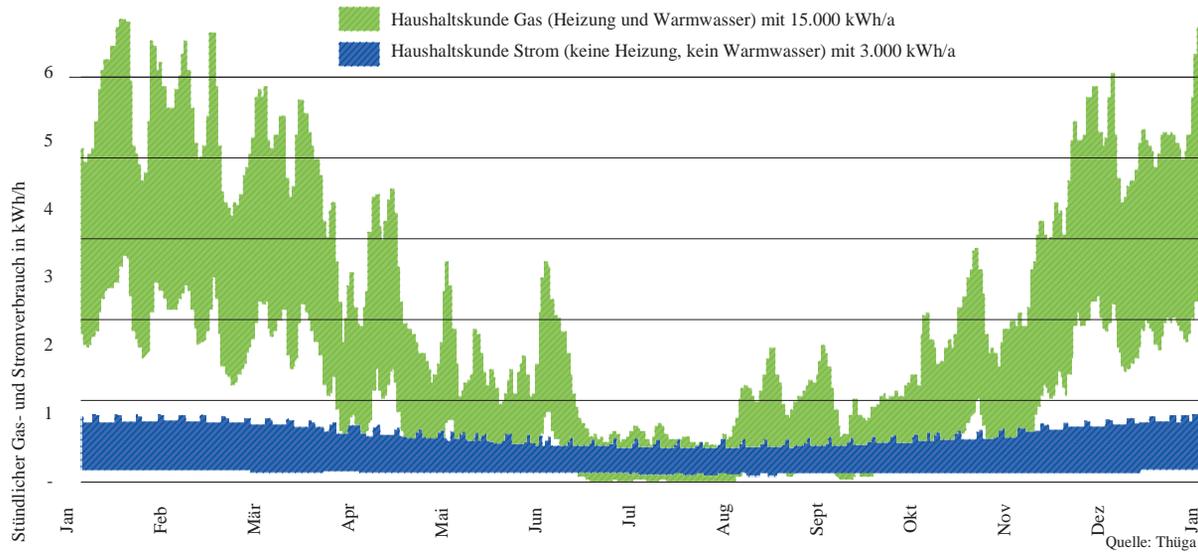
Gas bietet von Natur aus eine hohe Flexibilität. Seine physikalischen Eigenschaften ermöglichen eine einfache Lagerung in Rohren oder speziellen Gasspeichern. Darüber hinaus wurde die Gasinfrastruktur schon von Beginn an auf die Bewältigung von Bedarfsspitzen im Winter ausgelegt. Dies bedeutet, dass die Netze in Bezug auf die Größe entsprechend konzipiert wurden und unterbrechbare Gasverträge abgeschlossen wurden, um bei Bedarf einen „Nachfragehebel“ zu aktivieren. Daher eignet sich Gas sowohl von Natur aus als auch vom Konzept her uneingeschränkt für eine auf Flexibilität ausgerichtete Energieversorgung.

Darüber hinaus verändert das Bestreben der EU-Mitgliedstaaten, zunehmende Mengen an erneuerbaren Gasen zu produzieren, den Gassektor. Die überwiegende Mehrheit der Biomethan- oder Wasserstoffproduzenten ist an das Gasverteilernetz angeschlossen. Verteiler sind nicht mehr nur Gasempfänger und -verteiler, sondern müssen neben dem lokalen Verbrauch auch die lokale Produktion steuern. Die VNB werden bei der Sicherstellung der Flexibilität von Gassystemen eine immer wichtigere Rolle spielen.

## GASNETZ HAT SICH BEI BEWÄLTIGUNG VON BEDARFSSPITZEN BEWÄHRT

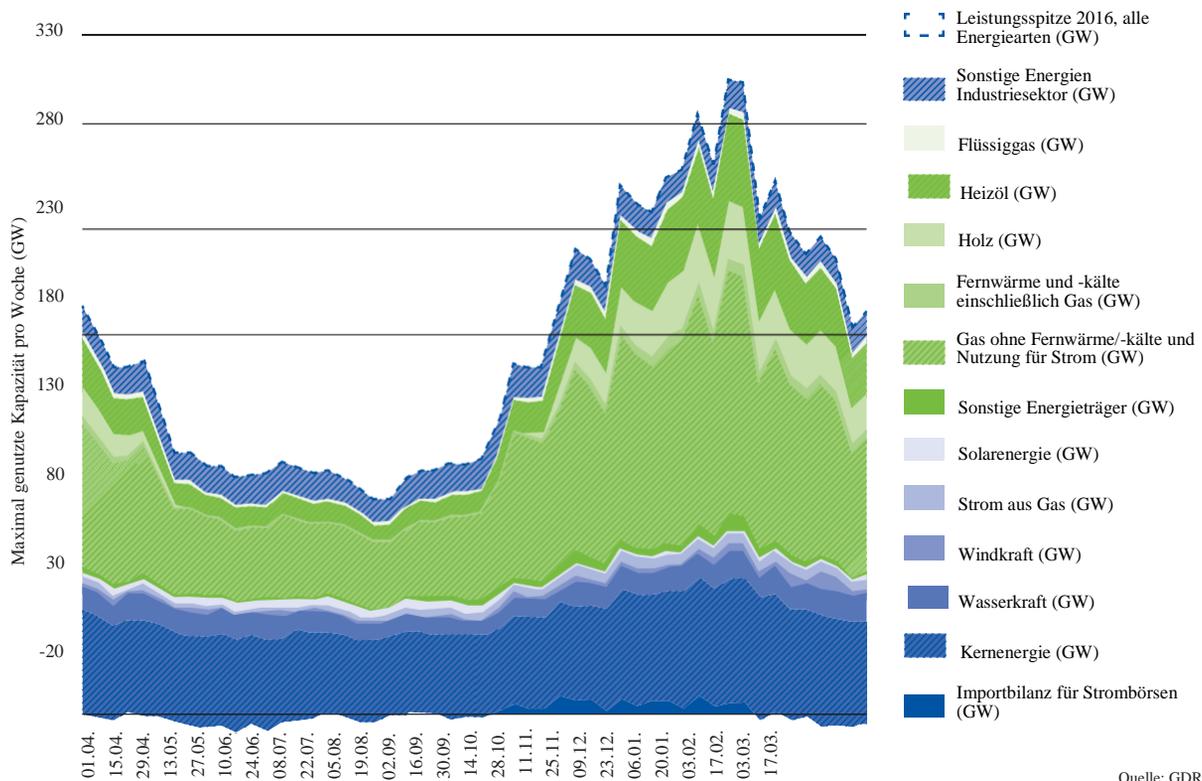
Der Heizbedarf ist saisonabhängig, und Gas macht 46 % des Heizbedarfs in der EU aus. Gas trägt bereits heute wesentlich dazu bei, die Schwankungen des Energiebedarfs in der EU zu bewältigen.

**Beispiel 1: Deutschland: In Deutschland ist die Spitzenlast für das Heizen sieben Mal höher als bei normalem Stromverbrauch**



**Beispiel 2: Frankreich: Der französische Spitzenbedarf an Energie für alle kombinierten Energien im Jahresverlauf zeigt, dass das Energiesystem im Winter mindestens dreimal mehr Energie benötigt als im Sommer.** Dies ist auf den Heizbedarf zurückzuführen. Die elektrischen Anlagen bieten bei einer installierten theoretischen Leistung von 120 Gigawatt (GW) eine tatsächlich verfügbare Leistung von unter 100 GW. Das Gasnetz bietet eine verfügbare Kapazität zwischen 200 und 220 GW, was mehr als das Dreifache der Erzeugungskapazität aus Atomenergie ausmacht. Wenn die Temperatur sinkt, lastet das elektrische Heizen die Strominfrastruktur bereits aus. Dies führt zu einer Verbrauchsreduzierung bzw. zum Lastabwurf (Beispiel vom Januar 2017).

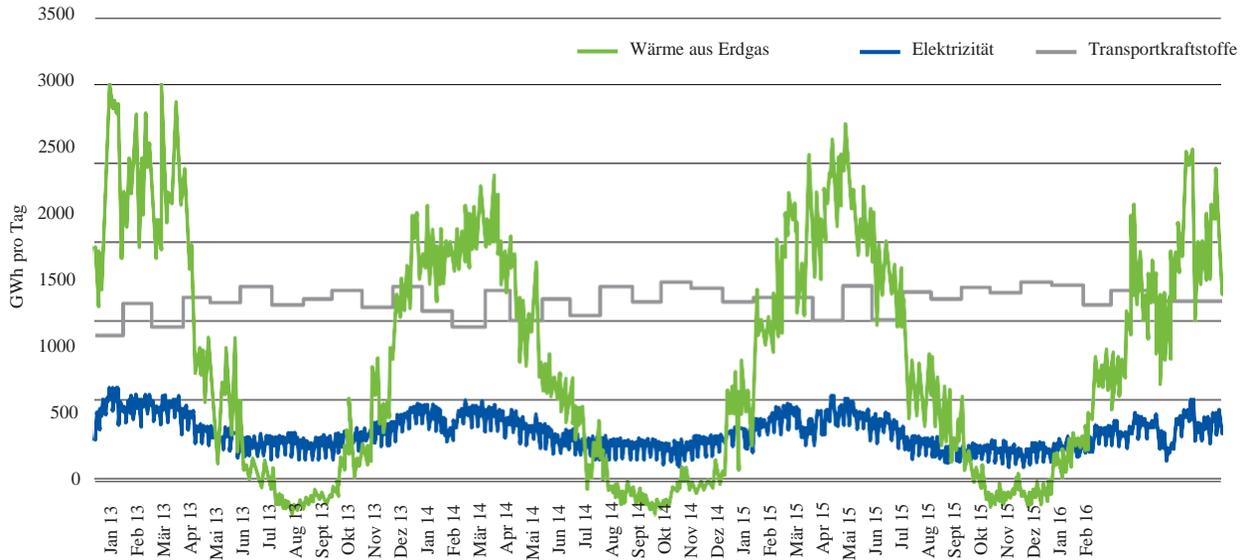
**Energiespitzen pro Woche in Frankreich für den Zeitraum vom 01.04.2016 bis 31.03.2017**



Quelle: GDRF

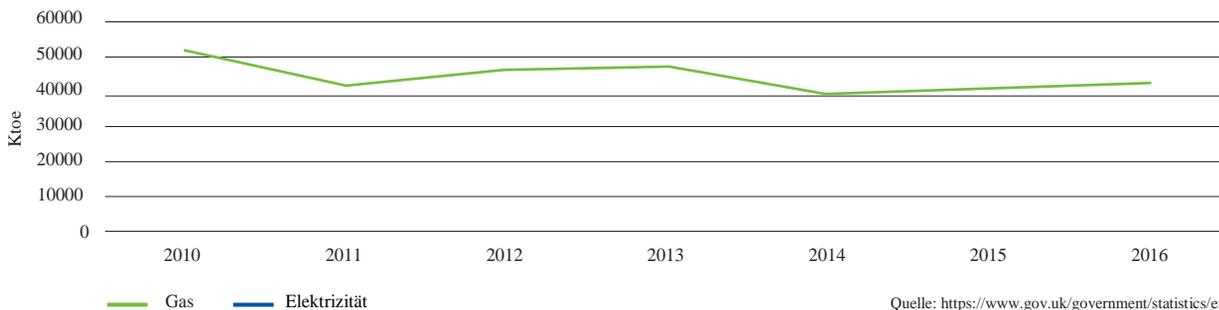
**Beispiel 3: Vereinigtes Königreich (UK):** Mit 83 % der Haushalte, die Gas als Hauptenergiequelle zum Heizen nutzen, ist der Spitzenbedarf an Gas extrem hoch – bis zu sechsmal höher als der Spitzenbedarf im Stromnetz. Gas spielt im gesamten britischen Energiesystem eine entscheidende Rolle: Der Gesamtverbrauch ist etwa viermal so hoch wie der jährliche Stromverbrauch, und der Anteil des aus Gas erzeugten Stroms stieg von 2015 bis 2016 von 29 % auf 42 %, da die Stromerzeugung aus Kohle zurückgegangen und der Ausgleichsbedarf für intermittierende erneuerbare Energiequellen gestiegen ist.

**Täglicher Gas-, Transport- und Strombedarf in Großbritannien, 2013 - 2015**



Quelle: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2016.00033/full>

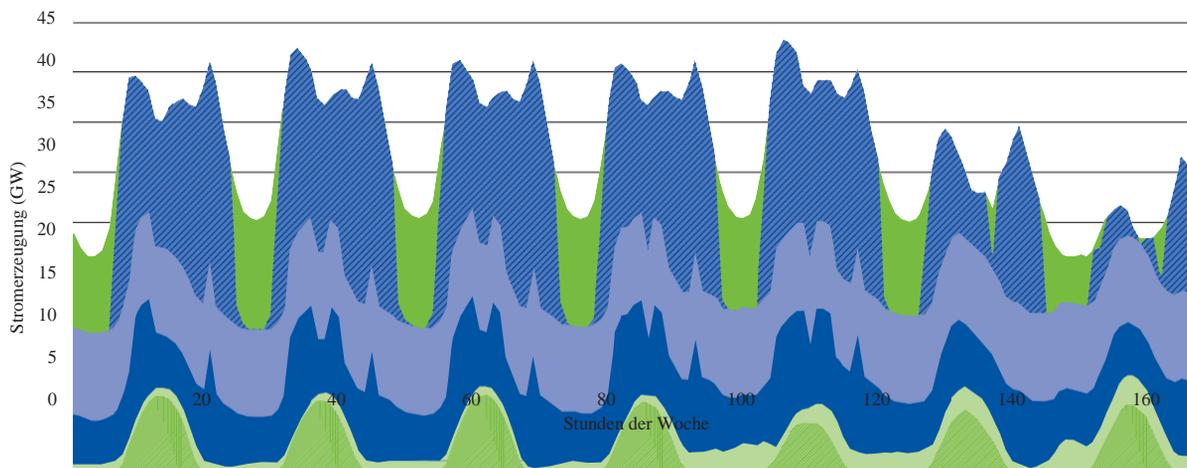
**Grafik aus der Statistik der britischen Regierung „Energieverbrauch in Großbritannien“ von 2017**



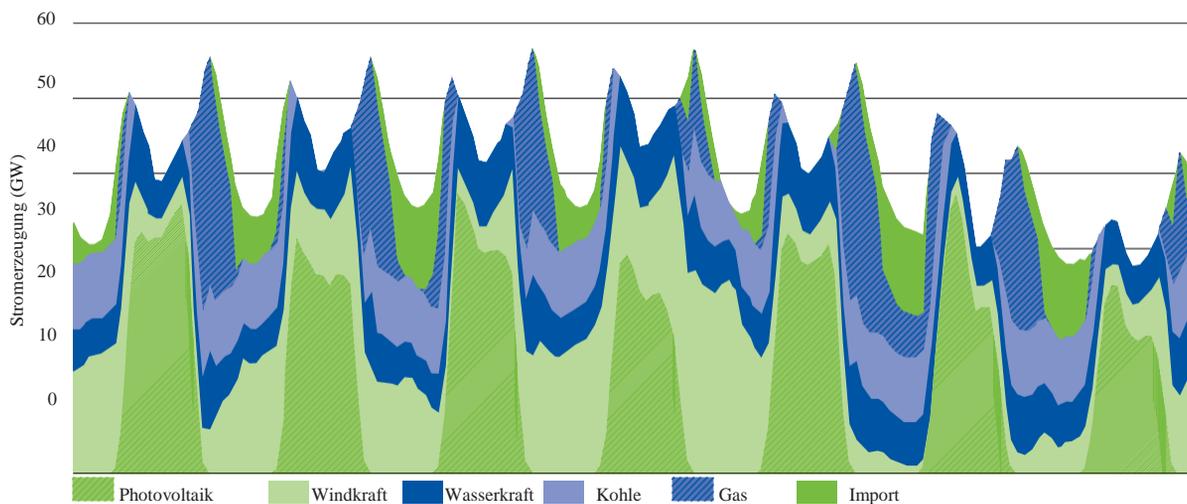
Quelle: <https://www.gov.uk/government/statistics/energy-consumption-in-the-uk>

**Beispiel 4: Italien**

**Abbildung: Stündliche Aufschlüsselung der Stromerzeugung nach Quellen – Woche im Frühling 2015**



**Abbildung: Stündliche Aufschlüsselung der Stromerzeugung nach Quellen – Woche im Frühling 2050**



Quelle: E. Vaccariello, M. Cavana, P. Leone, Impact of Renewable Power Generation on Back-Up Thermal Power Plants and Storage Capacity, XIII Research and Development in Power Engineering Conference, Warschau 2017

**Wichtigste Erkenntnisse:**

- Ohne zusätzliche Speicherkapazität werden im Jahr 2050 bis zu 20 % der jährlichen Erzeugung aus erneuerbaren Energien der Abregelung unterliegen.
- In Italien müssen rund 95 GW Speicher installiert werden, um bei erneuerbaren Energien eine Abregelung komplett zu vermeiden.

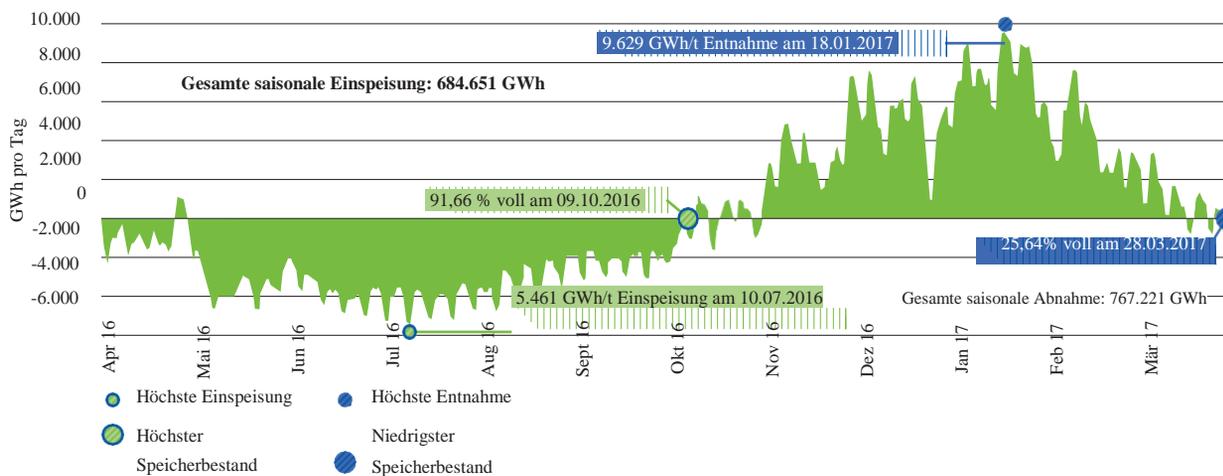
Die Beispiele zeigen: Um sämtliche Lasten mit einer einzigen Infrastruktur zu bewältigen, wären ein massiver Ausbau der Stromnetze und zusätzliche regenerative und Reservekapazitäten erforderlich, die einer relativ geringen Anzahl von Nutzungsstunden gegenüberstünden.

**GASNETZ KANN ANGEBOTSÜBERSCHÜSSE SPEICHERN UND BEDARF SENKEN**

Wenn das Gasangebot die Nachfrage übersteigt, kann das Gas in Untergrundspeichern oder Flüssigerdgas-Terminals gelagert werden

Die gesamte europäische Kapazität an unterirdischen Gasspeichern und Flüssigerdgas-Terminals (LNG-Terminals) beträgt etwa 27.000 GWh/t oder 1.125 GWh/h, was ungefähr der gesamten installierten Stromkapazität in Europa entspricht.

**Speicherung / Einspeisung / Entnahme in der EU**



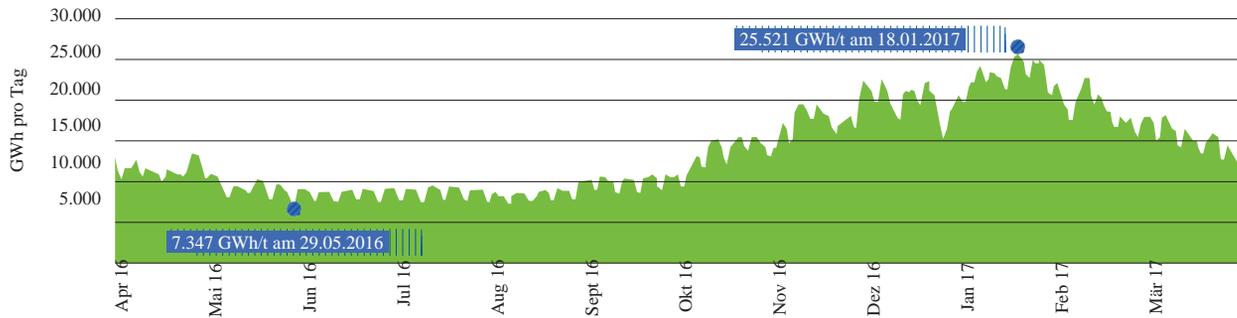
Max. Entnahme: 9.629 GWh/t / Max. Einspeisung: 5.461 GWh/t

Quelle: ENTSOG/GIE: System Development Map 2016 / 2017

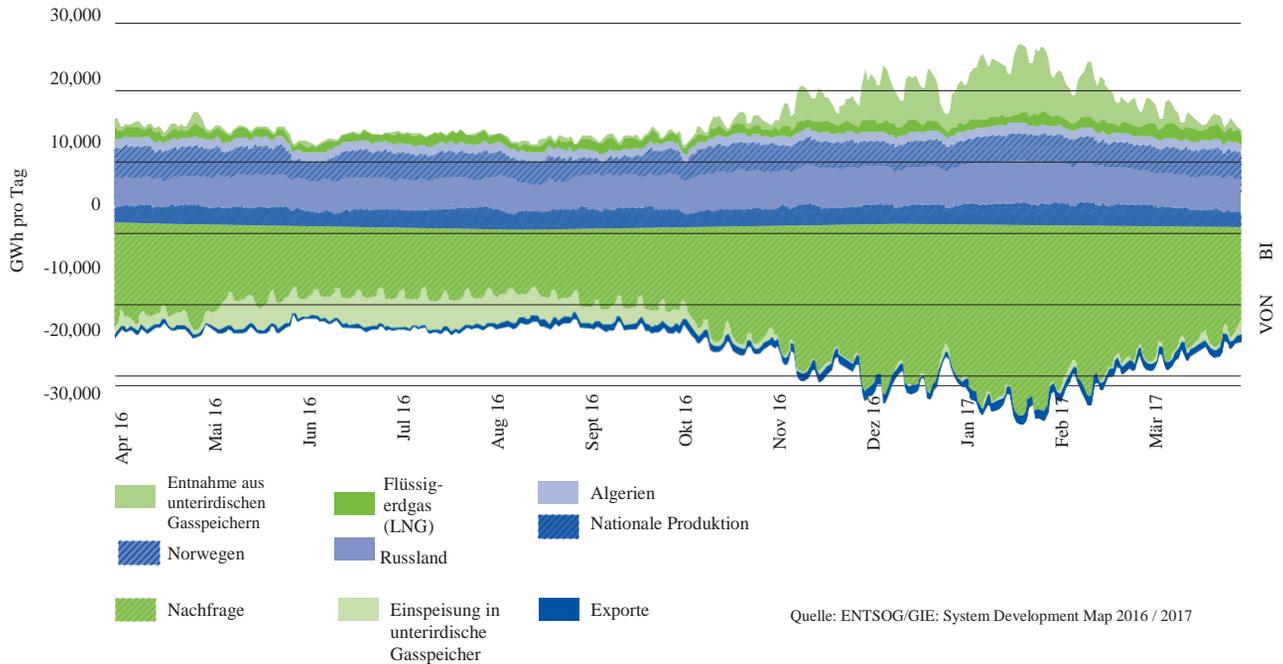
**Nachfrage in Europa: EU Gesamt 2016 4.903.339 GWh**

EU Apr 2016 – Sept 2016 (Sommer)	1.722.470 GWh	EU Okt 2016 – Mär 2017 (Winter)	3.286.078 GWh
EU Tagesmin. (29.05.2016)	7.347 GWh/t	EU Tagesmax. (18.01.2017)	25.521 GWh/t

**Tagesbedarfsprofil EU: Saisonprofil / GWh/t**



**Angebot in Europa:**

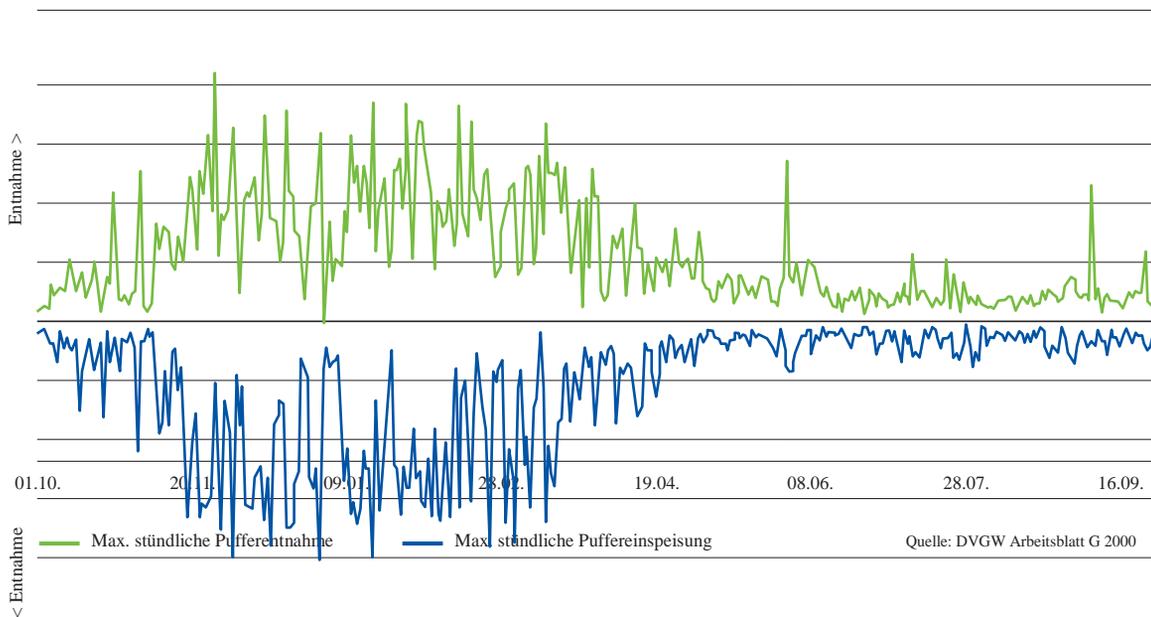


**Wenn das Gasangebot die Nachfrage übersteigt, kann es im Netz gespeichert werden**

Als „Netzpuffer“ wird die Fähigkeit eines Gasnetzes bezeichnet, durch Druckänderungen in der Leitung Gas zu speichern. Jede Leitung eines FNB oder VNB verfügt über einen Maximaldruck, unter dem sie betrieben werden darf. Dieser Druck ist abhängig von Material, Durchmesser und Dicke des Rohres. Typische Maximaldrücke in VNB-Rohren sind 100 Millibar (mbar), 1 bar, 4 bar oder 16 bar. Deutsche VNB verwenden in der Regel 1-bar-Systeme. Der Betriebsdruck in diesen Systemen kann stark zwischen 20 mbar und 900 mbar variieren. Für die Lieferung an gewerbliche und industrielle Abnehmer sowie für den Transport von Gas zwischen verschiedenen Städten werden Hochdruckleitungen bis 84 bar betrieben. FNB betreiben ausschließlich Hochdruck-Rohrleitungssysteme mit einem Druck über 16 oder 25 bar. Das jeweils vom VNB und FNB verwendete Druckniveau ist abhängig von den Regelungen des Mitgliedstaates.

Die Nutzung des Netzpuffers hängt stark von der Anzahl der ans Netz angeschlossenen Kunden und – zumindest für den VNB – vom Druck an der Anschlussstelle ab. Zur Optimierung des Volumens können FNB und VNB kooperieren. So werden z. B. im Sommer einige der Rohrleitungen mit niedrigerem Druck betrieben, da der Durchsatz geringer ist und somit ein niedrigerer Druck ausreicht.

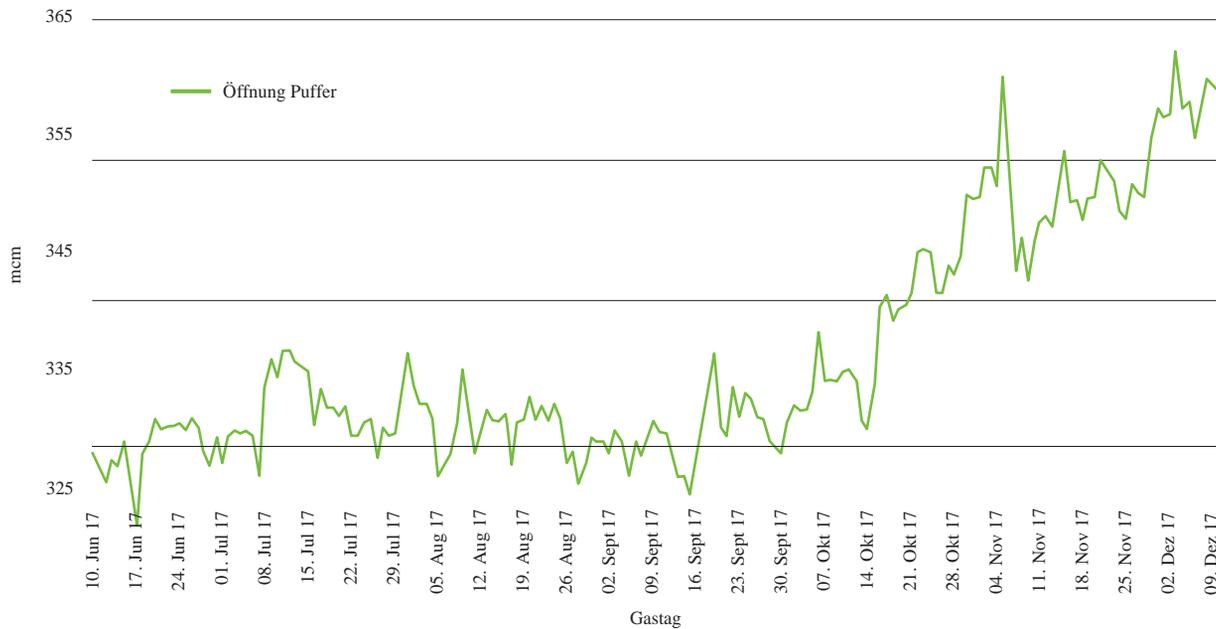
**Beispiel 1: Deutschland:** Ein VNB betreibt ein regionales 16-bar-Hochdrucknetz. Im nachfolgenden Diagramm sind die maximalen Entnahme- und Einspeisungsraten dargestellt. In der Regel wird der Netzpuffer nachts aufgefüllt und tagsüber entleert. Da der Verbrauch am Wochenende gering ist, ist der Netzpuffer am Sonntagabend am vollsten.



Bei diesem typischen Beispiel erfolgt die Nutzung des Netzpuffers aufgrund der Notwendigkeit, die vom VNB beim FNB gebuchte maximale Transportkapazität zu senken. In Süddeutschland ist die Transportkapazität in kalten Wintern knapp, und daher wird der Netzpuffer benötigt, um die Einspeisung zu senken. Mit den neuen Einspeisungsmöglichkeiten für Biomethan oder H<sub>2</sub>/SNG (synthetic natural gas, synthetisches Erdgas) bieten sich verschiedene Nutzungsmöglichkeiten für den Netzpuffer. Im Sommer setzen der Druck des Maximums des FNB-Netzes sowie die Entnahme aus dem VNB-Netz eine klare Grenze. Bei niedrigem Verbrauch sind die Druckunterschiede geringer als im Sommer.

Eine grobe Schätzung für verschiedene Durchmesser und Druckniveaus zeigt, dass bereits in **10 km eines VNB-Netzes mit einem Druck von bis zu 4 bar die Elektrizität aus einem 5-Megawatt-Windrad 18 Minuten gespeichert werden kann**. Für Hochdrucknetze erhöht sich diese Menge deutlich. In mehreren Ländern werden von VNB 16-bar-Rohrsysteme betrieben. Diese weisen Speicherkapazitäten für 3 Stunden eines 5-MW-Windrads auf. Auf Ebene der FNB werden die Rohrleitungen mit noch höheren Druckniveaus von bis zu 100 bar betrieben. Der Energiegehalt dieser Rohrleitungen ist aufgrund des größeren Durchmessers und der möglichen Druckunterschiede zehnmal höher.

**Beispiel 2: Vereinigtes Königreich (UK):** Der Netzpuffer kommt beim FNB National Grid und den vier Gas-VNB zur Verwaltung des UK-weiten Bedarfs zum Einsatz. Wie die nachfolgende Grafik des täglichen Netzpuffers im Fernleitungssystem zeigt (Juni – Dezember 2017), ist das Speichervolumen in den kälteren Monaten in der Regel erhöht, um der erwartungsgemäß höheren Nachfrage gerecht zu werden. Dies ist sehr wichtig für das gesamte britische Energiesystem, da hier etwa 80 % des Spitzenbedarfs an Wärme und Strom durch Gas gedeckt werden.



Quelle: National Grid Prevailing View, <http://mip-prod-web.azurewebsites.net/PrevailingView/Index>, Zugriff am 10. Dezember 2017

### Gasnetzkapazität zur Senkung der Nachfrage: unterbrechbare Gasverträge für Großkunden

Unterbrechbarkeit bedeutet, dass die Kunden eine vertragliche Vereinbarung bezüglich der Unterbrechung ihrer Gasversorgung in bestimmten Situationen treffen können. Häufig steht diesen Kunden eine weitere Energiequelle wie z. B. Öl zur Verfügung.

Unterbrechbare Verträge mit Kunden, die an die VNB-Netze angeschlossen sind, können sich positiv auf das gesamte System auswirken. Bei eingeschränkten Transportkapazitäten im FNB-Netz kann eine Unterbrechung bei Großkunden ein kostengünstiger Weg sein, um Neuinvestitionen sowohl in das FNB- als auch in das VNB-Netz zu reduzieren. Dank der Möglichkeiten zur Einspeisung größerer Volumen erneuerbarer Gase können flexible Kunden, bei denen eine höhere Gasentnahme möglich ist (z. B. für ihr BHKW oder durch Umschalten von Strom zu Gas für industrielle Produktionsprozesse), zu höheren Einspeisungsraten beitragen. Ansonsten kann überschüssiges Gas von Odoriermitteln gereinigt, komprimiert und auf FNB-Ebene eingespeist werden.

**Beispiel 1: Deutschland:** Netzbetreiber in Deutschland können mit ihren ans Netz angeschlossenen Kunden unterbrechbare Verträge vereinbaren. Die Netzbetreiber können diese Verträge zu einem geringeren Netzentgelt anbieten. Ein solcher Vertrag kann für große gewerbliche oder industrielle Abnehmer und Kraftwerke interessant sein. Entweder können sie ihren Bedarf in bestimmtem Umfang durch Zurückfahren der Produktion oder Umschalten auf einen anderen Brennstoff anpassen oder in bestimmten Fällen auch ihre eigenen Speichermöglichkeiten nutzen. Der Netzbetreiber, der Lieferant und der ans Netz angeschlossene Kunde verhandeln die Bedingungen des unterbrechbaren Vertrags, unterliegen allerdings der Kontrolle der Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur, BNetzA). Bisher gewährt die BNetzA nur geringe Netzentgeltermäßigungen, die unterbrechbare Verträge für den Markt unattraktiv machen.

Zudem wurde im Oktober 2016 ein neues Regelprodukt für unterbrechbare Ausgleichsenergie für Industriekunden mit einer Abnahme von > 10 MW eingeführt, die an das VNB-Netz angeschlossen sind. Seitdem dürfen Bilanzkreisverantwortliche Parteien in „kritischen“ Situationen am virtuellen Handelsplatz unterbrechbare Ausgleichsenergie anbieten (Merit-Order-Liste 4). Dafür können Netznutzer spezielle Vereinbarungen mit großen Industriekunden treffen.

**Beispiel 2: Frankreich:** Die französischen Regelungen unterscheiden zwei Arten der Unterbrechbarkeit für Netzbetreiber und Gaskunden.

**Garantierte Unterbrechung:** Große Industriekunden mit einer unterbrechbaren Kapazität von mehr als 1.000 MWh / Tag, die eine vertragliche Vereinbarung mit den Netzbetreibern haben, willigen in die Unterbrechung der Gasversorgung mit zweistündiger Vorankündigung ein, wofür ein finanzieller Ausgleich vereinbart wurde. Dieser Ausgleich besteht aus einer jährlichen Vergütung, einer Befreiung von der Verpflichtung des im Erdgaspreis enthaltenen Speicherpreises (2 bis 4 € pro MWh) sowie einer Befreiung von einer Beteiligung am genehmigten Einkommen des Speicherbetreibers.

**Flexible Unterbrechbarkeit:** Industriekunden, die mehr als 5.000 MWh/Jahr Erdgas verbrauchen und im Rahmen einer vertraglichen Vereinbarung mit den Netzbetreibern innerhalb von 24 Stunden ihre Gasbeschaffung einstellen. Für diese Kunden ist keine unterbrechbare Mindestkapazität erforderlich, und es wird keine jährliche Vergütung für erbrachte Leistungen gezahlt. Diese Kunden profitieren jedoch davon, dass sie von der Zahlung des Speicherpreises für Erdgas (2 bis 4 € pro MWh) sowie von der Beteiligung am genehmigten Einkommen des Speicherbetreibers befreit sind.



# 4. GASTECHNOLOGIEN KÖNNEN DAS ELEKTRIZITÄTSSYSTEM FLEXIBLER MACHEN

---

Im Falle der Stromversorgung wird Flexibilität definiert als eine vorübergehende Zu- oder Abnahme der mit dem Stromnetz ausgetauschten Energie, die entsprechend den Bedürfnissen des Verteilernetzbetreibers und der jeweiligen Situation in Echtzeit gesteuert wird.

Flexibilität ist die Antwort auf die Bedürfnisse des Elektrizitätssystems:

- Steuerung von Verbrauchs-/Produktionsspitzen. Diese Spitzen treten vor allem im Winter auf, da der Wärmeverbrauch hoch ist. Dies kann sowohl landesweit wie auch lokal auftreten.
- Kurzfristiger Ausgleich von Angebot und Nachfrage in dem vom Übertragungsnetzbetreiber gesteuerten landesweiten Stromnetz.
- Anpassung der vom Verteilernetzbetreiber gesteuerten Last und des lokalen Transits, um die Eigenschaften des lokalen Netzes zu gewährleisten.

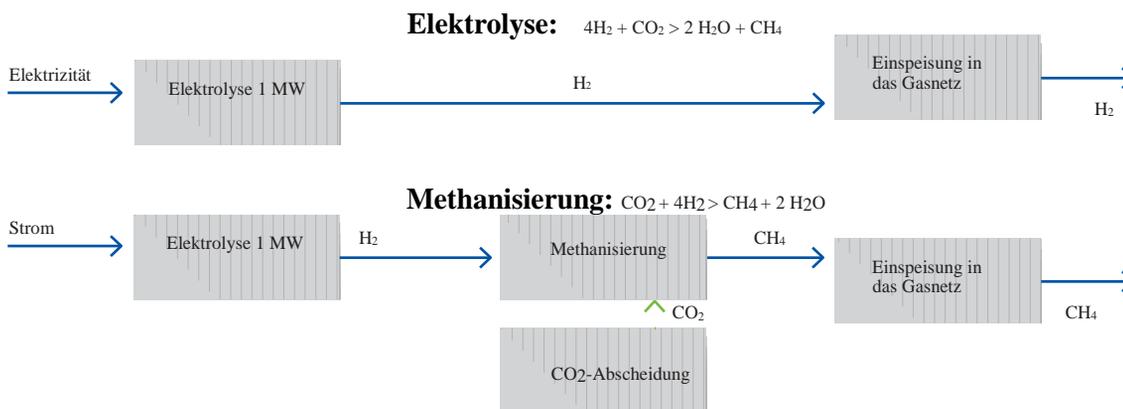
Fluktuationen (Überlast und Engpässe) im Stromnetz auf der vorgelagerten Seite durch Nutzung von Power-to-Gas-Technologie und auf der nachgelagerten Seite durch Nutzung flexibler Produktionseinheiten wie Kraft-Wärme-Kopplung.

## POWER-TO-GAS-KAPAZITÄT ZUR SPEICHERUNG VON ANGEBOTÜBERSCHÜSSEN

### Beschreibung der Technologie

Power-to-Gas-Technologie bietet eine innovative Lösung, indem sie überschüssigen Strom aus Wind- und Solaranlagen in Synthesegas umwandelt, einen klimaneutralen Brennstoff, der in das Erdgasnetz eingespeist werden kann.

Das Power-to-Gas-Verfahren nutzt Strom, um Wasser per Elektrolyse in Wasserstoff umzuwandeln. Der Wasserstoff kann dann mit Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) kombiniert werden, um über einen Methanisierungsschritt synthetisches Methan zu erhalten. Dieses Verfahren ist umso nützlicher, als es die Abscheidung und das Recycling von CO<sub>2</sub> aus Industrieemissionen ermöglicht. Der dabei entstehende Wasserstoff bzw. das synthetische Methan kann dann in das Fernleitungsnetz eingespeist werden.



Quelle: IGU

### Vorteile der Technologie

Die Power-to-Gas-Technologie trägt wie folgt zur Energiewende bei:

- Wenn elektrische Energie in Wasserstoff oder SNG umgewandelt wird, lässt sie sich dank der ausgebauten Gasinfrastruktur – unabhängig von ihrer Erzeugung – zu jeder Zeit und an jedem Ort nutzen.
- Nutzung des Gasnetzes als großer Energiespeicher. Die umgewandelte Energie (Wasserstoff und SNG) kann im Netz gespeichert und bei Bedarf jederzeit dorthin transportiert werden, wo sie benötigt wird. Dies ermöglicht eine effiziente Nutzung der Infrastruktur und der Erzeugungskapazitäten.
- Methan und Wasserstoff bieten ein breites Anwendungsspektrum – einschließlich der industriellen Nutzung und der Betankung des Schwerlastverkehrs –, das durch die Verteilung über die bestehende Gasinfrastruktur unterstützt werden kann.
- Das Gasnetz in Europa ist gut ausgebaut und stark verästelt. Im Vergleich zum Stromnetz ist der Bedarf an Maßnahmen zum Netzausbau gering.

- Die Investitionskosten fallen für die Umsetzung der Technologie selbst an, nicht für den Infrastrukturbedarf.
- Durch die Umwandlung dieser Energie in SNG und Wasserstoff können Spitzen in der Produktion erneuerbarer Energien effizient und nachhaltig genutzt werden. Maßnahmen zur Abregelung der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen werden überflüssig; die Systemstabilität steigt.
- Einbrüche in der Stromerzeugung können mithilfe von Power-to-Gas-Anlagen ausgeglichen werden.

Im Jahr 2016 wurden 154 GW Windkraft installiert, die 300 TWh produzierten. Wandelt man diese Strommenge mithilfe von P2G in Wasserstoff um, können 210 TWh Wasserstoff erzeugt werden. Dies entspricht 5 % der im europäischen Gasnetz transportierten 4.500 TWh. Wenn im gesamten 2 Mio. km langen Gasnetz lediglich der Netzpuffer genutzt würde, könnte mit 1 bar Druckdifferenz die gesamte Windenergie 8,6 Stunden lang gespeichert werden. Zudem weisen sämtliche unterirdischen Gasspeicher in Europa ein Arbeitsvolumen von 1.000 TWh auf. Diese Zahlen sollen die unglaublichen Möglichkeiten der Energiespeicherung verdeutlichen, die bereits heute zur Verfügung stehen.

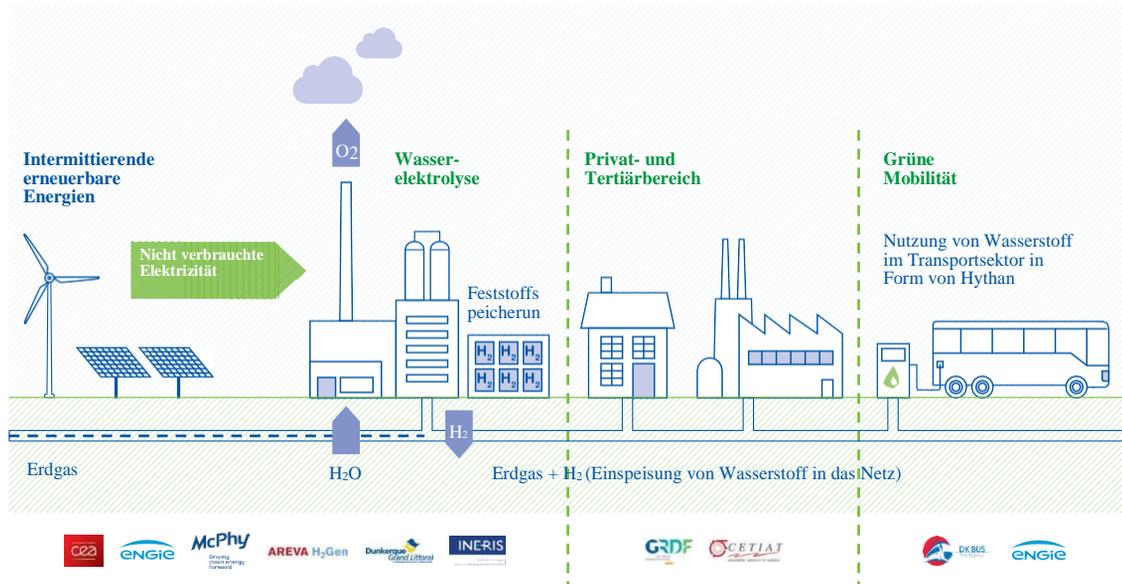
### Aktuelle Hindernisse

Der Einsatz von synthetischem Methan/Wasserstoff im Energiemix als Speicherlösung für grünen/kohlenstofffreien Strom wird durch technische und wirtschaftliche Barrieren behindert:

- Demonstrationsanlagen in ganz Europa belegen die technische und wirtschaftliche Relevanz der Power-to-Gas-Technologie. Man muss nun auf der Lernkurve weiter voranschreiten und dadurch die Kosten senken.
- Die Vorteile, welche die Technologie dem Energiesystem als Ganzes bringt, sollten belohnt werden. Die Umwandlung von Stromüberschüssen in Wasserstoff ermöglicht die Speicherung erneuerbarer Energien; die bereits installierten Kapazitäten brauchen nicht abgeschaltet zu werden, sondern laufen weiter und produzieren noch mehr Strom; dies reduziert ihre spezifische Kosten und macht sie effizienter. Indem mithilfe ihres Stromüberschusses Wasserstoff erzeugt wird, lässt sich die Installation von Erzeugungskapazitäten aus fossilen/erneuerbaren Quellen vermeiden. Die Stromnetze werden entlastet; der Netzausbau kann reduziert oder vermieden werden.

**Beispiel 1: Deutschland** - In Deutschland gewährleisten die Vorschriften zum Einspeisemanagement (EinsMan) und zur entsprechenden Abregelung einen sicheren Betrieb des Stromnetzes in Zeiten der Überversorgung durch EE-Anlagen. Der Betreiber der EE-Anlage erhält vom Netzbetreiber eine Vergütung für den abgeregelten Strom. Die Kosten werden über die nationale EEG-Umlage getragen. Im Jahr 2015 belief sich die abgeregelte Produktion auf 4,72 TWh; die entsprechenden Kosten betragen 478 Mio. €. Im Jahr 2016 nahm die Höhe der abgeregelten Produktion um 20 % auf 3,7 TWh und 373 Mio. € ab. Es steht jedoch zu erwarten, dass die Abregelungen in Zukunft angesichts der steigenden Einspeisung von EE-Strom zunehmen werden. Durch den Ausbau der Netze von VNB und ÜNB sowie die Einrichtung von Akkukapazitäten könnte sich die Abregelung reduzieren lassen, solange die Überproduktion nur von kurzer Dauer ist und die Akkus anschließend entladen werden können. Wind- und sonnenreiche Wochenenden sind in der Regel kritisch, da die Nachfrage aufgrund der geringeren industriellen Auslastung niedriger ist. Um den Überschussstrom mehrerer Tage zu speichern, müsste eine sehr hohe Akkukapazität installiert werden. Durch eine Umwandlung in Wasserstoff oder SNG ließe sich dieser abgeregelte Strom aus erneuerbaren Quellen speichern. Mithilfe unterirdischer Gasspeicher kann die Energie in den darauffolgenden Monaten genutzt werden.

**Beispiel 2: Frankreich – GRHYD** - das erste Power-to-Gas-Projekt, das an das französische Gasverteilernetz angeschlossen ist. GRHYD steht für „Gestion des Réseaux par l'injection d'hydrogène pour décarboner les énergies“ – Netzmanagement durch Einspeisung von Wasserstoff zur Dekarbonisierung von Energie. Ziel des Projekts ist es, die technische und wirtschaftliche Machbarkeit einer Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas zur Verwendung im Transport- und Wärmesektor zu bewerten und zu validieren.

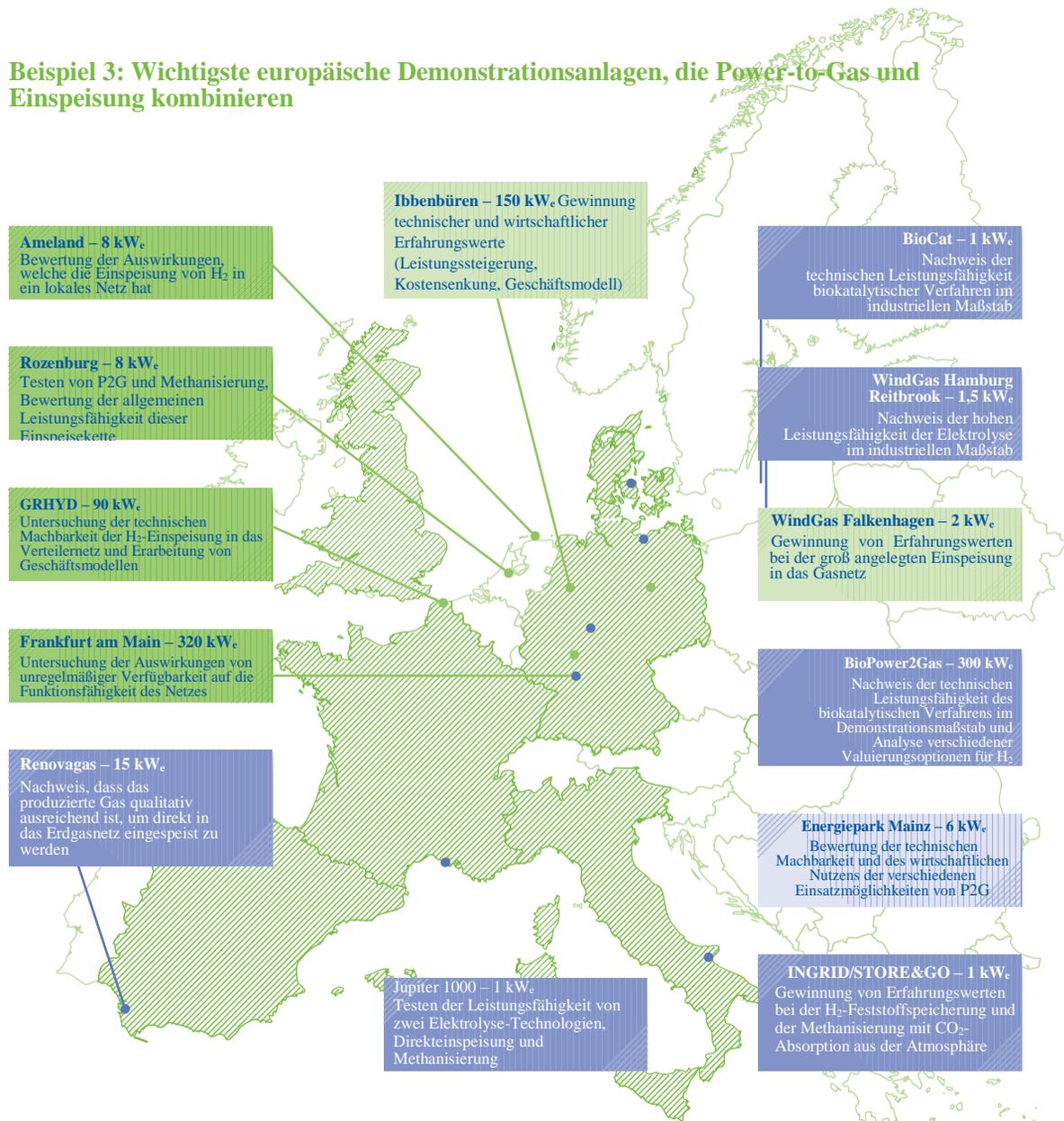


Quelle: GRHYD

Das Projekt besteht aus zwei Demonstrationsanlagen in Dünkirchen (Nordfrankreich):

- Ein Projekt zur Einspeisung von Wasserstoff in das Gasverteilernetz. In Cappelle-la-Grande wird ein Neubauviertel mit 100 Häusern mit einer Mischung aus Erdgas und bis zu 20 % Wasserstoff versorgt.
- Ein Projekt zur Produktion von Hythan® im industriellen Maßstab. An einer Tankstelle für Busse wird ein Kraftstoff aus Erdgas und 6 % Wasserstoff erhältlich sein, wobei der Wasserstoffanteil auf bis zu 20 % erhöht werden soll.

### Beispiel 3: Wichtigste europäische Demonstrationsanlagen, die Power-to-Gas und Einspeisung kombinieren



#### Hauptziele der Demonstrations-/Pilotanlagen:

- Testen der Leistungsfähigkeit und Realisierbarkeit der Technologien unter Realbedingungen
- Gewinnung von Erfahrungswerten, Erarbeitung eines Geschäftsmodells
- Untersuchung der Auswirkungen der H<sub>2</sub>-Einspeisung auf die Netzinfrastruktur und/oder die Anlagen der Endverbraucher
- Vergleich verschiedener Bewertungsoptionen von H<sub>2</sub> (technisch und wirtschaftlich)

Quelle: „Gas Bridges: the natural gas network as key partner of energy transition“, Dez. 2017  
 Marcogaz, Eurogas, Gerg

- Entwicklung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen zur Nutzung des Potenzials und zur Anbindung an das allgemeine Energiesystem
- F&E und Umsetzung von Power-to-Gas sollten gefördert werden.
- Gebühren und Abgaben für den eingespeisten Strom müssen überarbeitet werden, da es sich bei den Power-to-Gas-Anlagen nicht um Endverbraucher, sondern um Speicher handelt.
- Es sollten Förderregelungen eingeführt werden, da sich der Markt noch in einer Anfangsphase befindet.
- Die Produzenten überschüssigen, intermittierenden Stroms aus erneuerbaren Energiequellen sollten Anreize erhalten, um eine Abregelung zu vermeiden und Power-to-Gas-Technologien zu nutzen.
- Der Betreiber des Stromnetzes sollte die Möglichkeit haben, von Power-to-Gas-Anlagen Flexibilität zu erwerben. Dadurch wäre das Angebot, mithilfe von Power-to-Gas für Flexibilität zu sorgen, preislich angemessen bewertet. Wenn es Kapazitätsmärkte gibt, sollte eine Power-to-Gas-Anlage an der Auktion teilnehmen können.
- Es ist wichtig, Marktteilnehmern, Politik und Öffentlichkeit die Vorteile von Power-to-Gas ins Bewusstsein zu rufen. Die öffentliche Akzeptanz sollte durch Aufklärung und Information der Energieverbraucher gefördert werden.

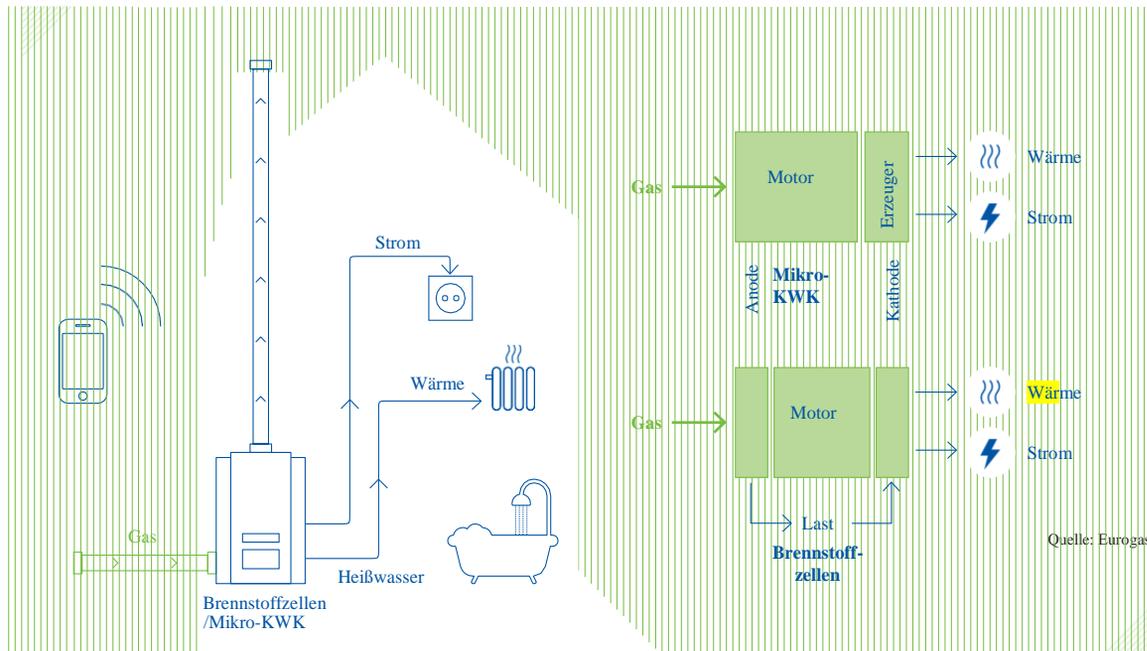
## MIKRO-KWK-KAPAZITÄT ZUR SENKUNG DES STROMBEDARFS

### Beschreibung der Technologie

KWK ist die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Nutzwärme. Gewöhnlich geht in anderen typischen Kraftwerken die bei der Stromerzeugung produzierte Wärme – häufig über die Schornsteine – verloren. KWK-Anlagen hingegen nutzen diese Wärme und erreichen so einen Wirkungsgrad von rund 90 Prozent.

Große gasbefeuerte KWK-Anlagen, typischerweise in den Lastzentren (wo Strom und Wärme benötigt werden), weisen das Potenzial auf, ein wichtiger Puzzlestein für die Energieversorgung der Zukunft zu sein. Sie können eine wichtige Bezugsquelle für Fernwärmenetze von Ballungsräumen sein und zur Versorgungssicherheit des Stromnetzes beitragen. Sie sind die ideale Ergänzung zu erneuerbaren Energien mit ihren Schwankungen und tragen somit zur Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz bei. Zuverlässige, saubere Wärme und Strom für das Zuhause werden im eigenen Heim erzeugt. Mikro-KWK und Brennstoffzellen erzeugen zuhause Wärme und Strom und können den überschüssigen Strom dank einer intelligenten Kombination mit dezentralen erneuerbaren Energiequellen zurück ins Netz verkaufen.

Die europäische KWK-Richtlinie (2004/8/EG) definiert Mikro-KWK als Anlagen mit einer elektrischen Leistung von weniger als 50 kW und Mini-KWK als Anlagen mit einer elektrischen Leistung von weniger als 1 MW. Mikro-KWK-Anlagen werden derzeit mit Erdgas, Biogas, Biomethan, Biokraftstoffen oder Flüssiggas (LPG) betrieben. Mikro-KWK-Geräte ähneln in Größe und Form gewöhnlichen Heizkesseln für Wohnhäuser, sodass sie wandhängend oder bodenstehend sein können. Der Hauptunterschied zu einem Standardkessel besteht darin, dass KWK-Geräte beim Erhitzen von Wasser zugleich Strom erzeugen können. Bei ersten Experimenten zur Ermöglichung von Flexibilität konzentrierte man sich auf Stromlösungen (z.B. Akkus und Abregelungen), neue Modelle basieren aber mittlerweile auf Gaslösungen. Tatsächlich können neue und intelligente Gaslösungen wie Mikro-KWK, Hybridsysteme oder Brennstoffzellen genutzt werden, um dem Stromnetz Flexibilität zu verleihen: Mikro- oder Mini-KWK-Lösungen können überwacht werden, um eine lokale Stromerzeugung zu schaffen, Hybridlösungen ermöglichen es, je nach technischen oder preislichen Aspekten zwischen Gas- und Stromverbrauch hin und her zu wechseln. Der Einsatz dieser Lösungen ist in Europa relativ neu (50.000 Mikro-KWK, hauptsächlich Verbrennungsmotoren). Ganz anders in Japan, wo bereits rund 200.000 Brennstoffzellen und 130.000 Verbrennungsmotoren installiert sind.



### Vorteile der Technologie

Mini/Mikro-KWK-Anlagen ermöglichen ein engeres Zusammenspiel zwischen den Strom- und Gassystemen und verleihen dem Energiesystem Effizienz und Flexibilität:

- Mikro- und Mini-KWK sind hocheffiziente Lösungen zum Lastausgleich zwischen Strom- und Gasnetz. Sie beinhalten eine lokale Speicherung über Wärmespeicher, was eine effiziente Nutzung der Gas- und Stromnetze ermöglicht. Sie bieten zudem dem Verbraucher die Möglichkeit, sich entsprechend der Leistung seiner KWK-Anlage aktiv am Energieversorgungsmarkt zu beteiligen.
- Durch die Vermeidung von Abgaswärmeverlusten, wie sie bei vielen großen Kraftwerken auftreten, wird eine erhebliche Menge Brennstoff eingespart. Diese Brennstoffeinsparungen führen zusammen mit der sauberen Verbrennung in der Mikroturbine zu einer deutlichen Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen (ca. 3 bis 6 Tonnen CO<sub>2</sub> Emissionen pro Jahr) sowie zu niedrigen NO<sub>x</sub>- und CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dies trägt dazu bei, die EU-Klimaziele zu erreichen.
- Die im Brennstoff vorhandene Energie wird nahezu vollständig genutzt. Mithilfe der Mikro-KWK lassen sich zudem die Übertragungs- und Verteilungsverluste des Stroms von den Kraftwerken zu den Endverbrauchern verringern.
- Strom-VNB/ÜNB brauchen nicht in den grenzüberschreitenden Transport von Stromüberschüssen und einen damit einhergehenden übermäßigen Ausbau des Stromnetzes zu investieren, die durch Ausfallzeiten intermittierender Quellen erforderlich werden.
- Der Bedarf an zusätzlichen Investitionen in das Gasnetz ist gering, da das Netz bereits vorhanden und stark verästelt ist.
- Mikro-KWK in Kombination mit intelligenten Stromzählern (Verbrauch und Erzeugung) und Versorgerleistungen verbinden die Gas- und Stromnetze wirkungsvoll und sorgen für hohe Interoperabilität.

### Aktuelle Hindernisse

- Genehmigungs- und Zulassungsverfahren verhindern, dass Mikro-KWK ihr volles Potenzial entfalten.
- Kapital- und Instandhaltungskosten stellen eine große Herausforderung dar. Erst mit höheren Produktionsvolumen dürften die Kosten sinken.
- Die Politik belohnt die Umwelt- und Systemvorteile der Mikro-KWK bislang nicht.
- Es fehlt ein regulatorisches Rahmenwerk, mit dem lokal größere Flexibilität möglich wäre (in Großbritannien gibt es einige Projekte; in Frankreich wurde vor Kurzem mit dem Energieübergangsgesetz (LTECV) ein Rahmenwerk für entsprechende Experimente geschaffen).
- Zunächst muss die Wahrnehmung eines solchen Produkts erhöht werden, damit die Kunden Vertrauen gewinnen.

### Fallstudien

Es gibt nur eine kleine Anzahl von Experimenten zu der Frage, welche Flexibilität durch intelligente Gasprodukte möglich ist; in den meisten Fällen konzentrieren sich diese Experimente auf technische Aspekte. Bei den Experimenten mit Brennstoffzellen steht die Demonstration ihrer Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit im Mittelpunkt, weniger die Integration in das gesamte Energiesystem oder die Auswirkungen auf den Markt. Andere Experimente drehen sich um die Fähigkeit, ferngesteuerte Gaslösungen zu kombinieren (z. B. ein Projekt in Dresden, um die Machbarkeit von Mikro-KWK VPP<sup>5</sup> mit rund 20 gebündelten Mikro-KWK zu prüfen, sowie ein Projekt auf der Insel Ameland mit 45 Brennstoffzellen und Hybridsystemen, die per Fotovoltaik und Biomethan fernbetrieben werden).

5. Virtuelles Kraftwerk

**Beispiel 1: Frankreich** – Das Projekt Interflex (INTERaktionen zwischen automatischen Energiesystemen und FLEXibilität durch die Akteure der Energiemärkte) ist ein H2020-Projekt mit dem Ziel, den VNB der Zukunft zu erfinden. Die Demonstrationsanlage, die im Januar 2017 für drei Jahre an den Start gegangen ist, steht unter der Aufsicht des Strom-VNB Enedis und würde eine enorme Innovation darstellen: ~150 Kilowatt an durch intelligente Gaslösungen erzeugter flexibler elektrischer Leistung ( $kW_e$ ) werden von Aggregatoren bereitgestellt und gesteuert, um den Anforderungen an die lokale Verteilungsflexibilität gerecht zu werden. Das Projekt wird somit sowohl die technischen als auch die wirtschaftlichen Aspekte voranbringen und die Kosten und den Mehrwert der in die Demonstrationsanlage integrierten Flexibilitätsmechanismen weiter untersuchen.

**Beispiel 2: Wales** - Im „Living Heat Laboratory“ im Südwaliser Ort Bridgend betreiben die Unternehmen Wales & West Utilities und WPD das 5 Millionen Pfund teure Innovationsprojekt FREEDOM (Flexible Residential Energy Efficiency Demand Optimisation and Management), ein Beispiel für einen ganzheitlichen Ansatz für die Zukunft der Wärmeversorgung. Mit einer Luftwärmepumpe und einem hocheffizienten Gaskessel-Hybridsystem in 75 Wohngebäuden belegt das Projekt den Wert, den ein integrierter Ansatz bei der Nutzung kohlenstoffarmer intelligenter Technologien bieten kann. Nach ersten Projekterkenntnissen könnte ein hybrider Ansatz zur Dekarbonisierung unserer Heizungssysteme in Kombination mit einem verstärkten Einsatz von „grünem Gas“ die Kohlendioxidemissionen aus Hausheizungen um bis zu 80 % reduzieren.

Durch das intelligente Umschalten zwischen den beiden Technologien über ein Bedienfeld lässt sich gleichzeitig Brennstoff erwerben und Wärme verkaufen. Der Verbraucher kann somit Mehrwert erzielen, da er dem Allgemenetz Flexibilität bereitstellt. Das Projekt simuliert einen vom Wohnsektor erbrachten Laststeuerungsdienst, indem ein Aggregator im Auftrag der Verbraucher gemäß deren Vorgaben auf den Großhandelsmärkten Gas und Strom kauft.

- Es sind gesetzliche und regulatorische Fortschritte erforderlich, um die Entwicklung eines effizienten Energiesystems zu erleichtern, das den Anforderungen von heute und morgen gerecht wird.
- Ein kohärenter, stabiler und berechenbarer politischer Rahmen ist der Schlüssel dafür, dass der europäische Wärmesektor in neue Produkte investiert und neue Geschäftsmodelle entwickelt.
- Bauvorschriften und Energielabel sollten die Vorteile für die Verbraucher sowie auf der Ebene der Energiesysteme in vollem Umfang widerspiegeln, was derzeit nicht der Fall ist. Dies wäre ein wichtiger Faktor, damit die Mikro-KWK den Massenmarkt erreicht.
- Energie- und Klimapolitik sollte einen ganzheitlichen Ansatz verfolgen, das Energiesystem als Ganzes betrachten und die Möglichkeiten der Dekarbonisierung und Energieeffizienz über Strom- und Gasnetz hinweg erforschen.



# 5. GAS-VNB WERDEN IM ZUGE VON KOHLENDIOXID-REDUZIERUNG UND DIGITALISIERUNG ZU WICHTIGEN AKTEUREN DER FLEXIBILITÄT.

## AUFGRUND DER ENTWICKLUNGEN IM BEREICH DER REGENERATIVEN GASE KOMMT GAS-VNB BEIM FLEXIBILITÄTSMANAGEMENT AKTIVERE ROLLE GEGENÜBER GAS-FNB ZU

### **Regenerative Gase tragen zur Diversifizierung erneuerbarer Energien und zu einer höheren Flexibilität des EU-Energiesystems bei**

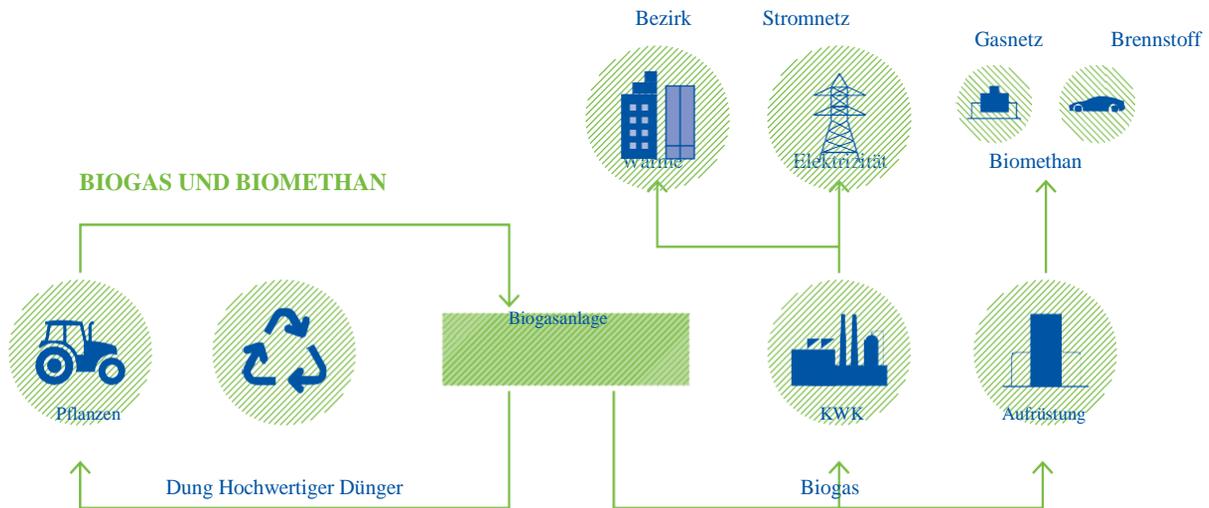
Biomethan wird lokal produziert und verbraucht und ist damit im Gegensatz zu Erdgas, das aus Gasfeldern gewonnen und in vielen europäischen Ländern in der Regel importiert wird, lokal verankert. Durch die Verwertung lokaler organischer Abfälle mittels anaerober Zersetzung ist die Biomethanproduktion ein Instrument, das die Entwicklung der Kreislaufwirtschaft stützt, für die Umwelt positiv ist und die lokale Beschäftigung fördert.

Indem mithilfe organischer und landwirtschaftlicher Abfälle Biomethan hergestellt wird, lassen sich Treibhausgasemissionen vermeiden, die Produktion erneuerbarer Energien steigern und letztlich die Umweltauswirkungen von Gemeinden, Unternehmen und Landwirtschaft reduzieren. Bei der Biogasproduktion entsteht auch ein Nebenprodukt, der Gärrückstand. Dies ist ein natürlicher organischer Dünger, der auf Anbauflächen anstelle mineralischer Düngemittel fossilen Ursprungs verwendet werden kann.

Durch die Einspeisung von Biomethan lässt sich ein regeneratives Gas erzeugen, das Erdgas ersetzt, ohne dass es in den traditionellen Endverbrauchssektoren zu Umwälzungen kommt. Einmal eingespeist, kann das Biomethan dort eingesetzt werden, wo es für Heiz- oder Mobilitätszwecke benötigt wird. In Form von „Biomethan-Kraftstoff“ oder „Bio-Erdgas“ steht somit eine umweltfreundliche Alternative im Mobilitätsbereich zur Verfügung. Dadurch lassen sich die Treibhausgasemissionen sowohl im Wärme- als auch im Mobilitätssektor reduzieren.

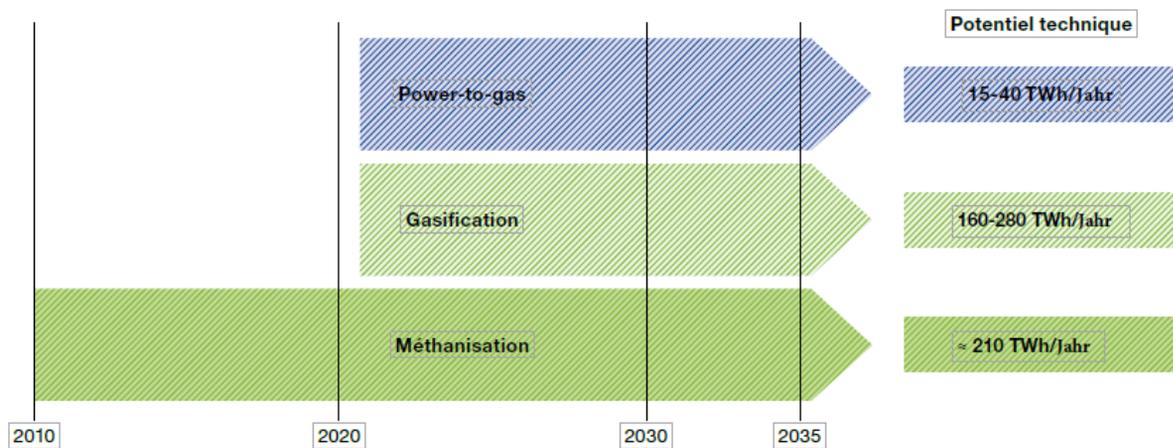
Biomethan kann das ganze Jahr über produziert werden und kann so – im Gegensatz zu intermittierenden Fotovoltaik- und Windkraftanlagen – dazu beitragen, den winterlichen Spitzenbedarf zu decken. In Frankreich beispielsweise liegt der Ausnutzungsgrad von Fotovoltaik- und Windproduktion bei 24 % bzw. 15 %.

**Biomethan kann zur Diversifizierung regenerativer Energien beitragen; seine Produktion ist vorhersehbar und speicherbar, was die Flexibilität des Energiesystems erhöht.**



Quelle: Snam Global Gas Report- <http://www.snam.it/it/gas-naturale/global-gas-report/index.html>

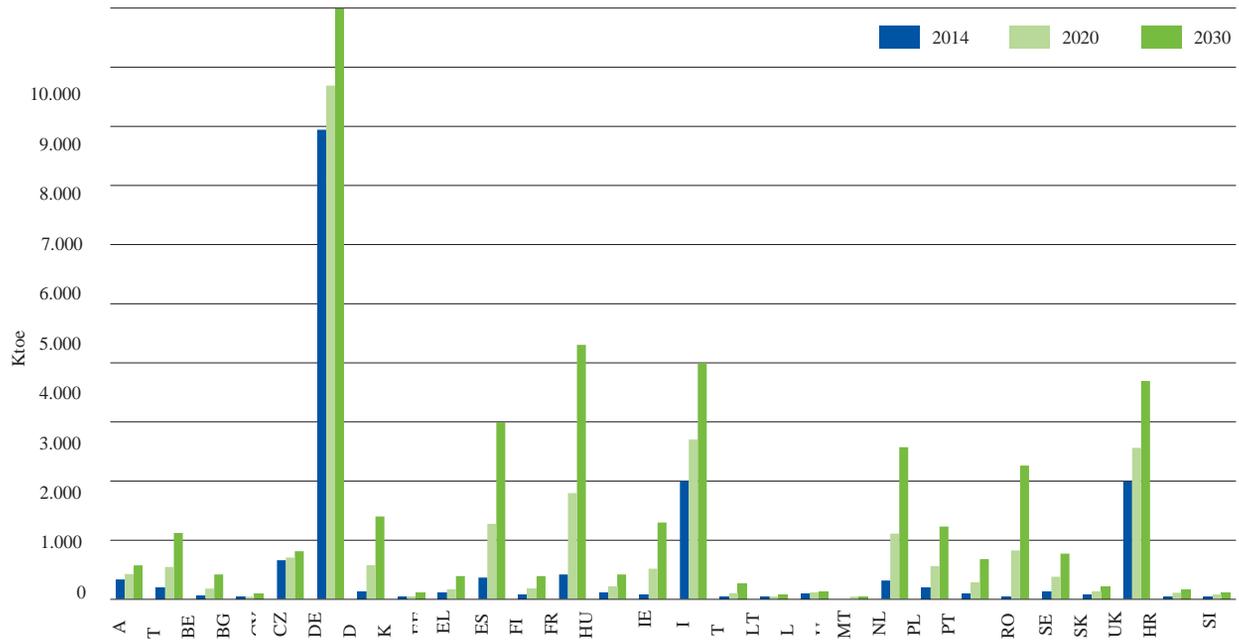
**Beispiel 1: Frankreich** – Das technische Potenzial für die Produktion von Biomethan in Frankreich wird im Jahr 2035 voraussichtlich 210 TWh pro Jahr betragen. Bis dahin dürften mehrere Tausend Biomethan-Standorte errichtet und an die Gasnetze der VNB angeschlossen sein.



Quelle: 2013 von ADEME-SOLAGRO veröffentlichte Studie zum Potenzial anaerober Zersetzung – Studie von GRDF/MEDDE/MAAF/MEF zur Gasgewinnung – Studie von ADEME/GRT zu Power-to-Gas

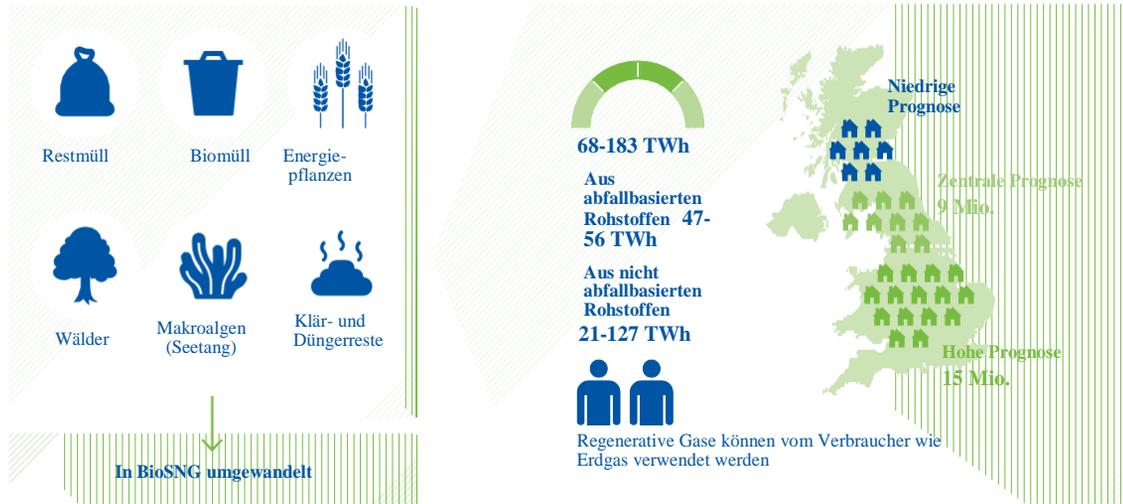
**Beispiel 2: EU** – In einer ersten Bewertung der potenziellen Biomethanproduktion in Europa bis 2030 identifizierte CE Delft die Länder Frankreich, Spanien, Italien, Rumänien, Irland, die Niederlande und Großbritannien als potenzielle Vorreiter in diesem Bereich erneuerbarer Energien.

Wachstum der Biogasproduktion in den einzelnen Mitgliedstaaten in den Szenarien 2 und 4 (beschleunigtes Wachstum) in ktöe



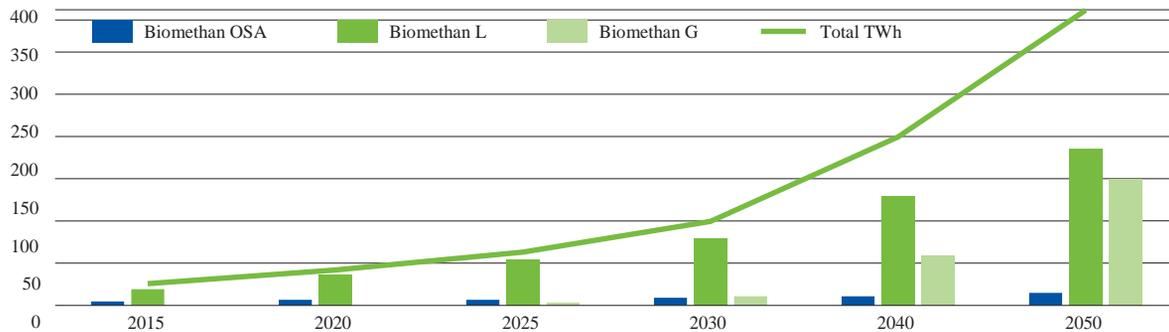
Quelle: „Optimal use of biogas from waste streams. An assessment of the potential of biogas from digestion in the EU beyond 2020“  
[http://www.cedelft.eu/publicatie/optimal\\_use\\_of\\_biogas\\_from\\_waste\\_streams/1925](http://www.cedelft.eu/publicatie/optimal_use_of_biogas_from_waste_streams/1925)

**Beispiel 3: UK** - Cadent, das Gasverteilernetz für Nordlondon, East Anglia, Midlands und Nordwest, hat das Potenzial regenerativen Gases in Großbritannien wie folgt bewertet:



Quelle: <https://cadentgas.com/About-us/The-future-role-of-gas/Renewable-gas-potential>

**Beispiel 4: Italien** - Die Kostenstruktur von Biomethan kann gegenüber Solar- und Windkraftanlagen konkurrenzfähig sein, wenn man die Kosten für die unregelmäßige Verfügbarkeit berücksichtigt. Nachfolgend eine Zusammenfassung des Potenzials regenerativer Gase für Italien im Jahr 2050, unterteilt nach den verschiedenen Arten regenerativen Methans (organische Siedlungsabfälle [OSA], Landwirtschaftlich (L) und erneuerbare Energien aus Gasgewinnung oder biogenen Ursprungs [G]).



Quelle CIB Feb. 2017 Bericht: <https://www.consorziobiogas.it/wp-content/uploads/2017/05/LA-BIOMETHAN-REFINERY-ENG-2017-FINAL.pdf>

**Eine dezentrale Produktion regenerativer Gase verleiht den VNB bei der Steuerung der Flexibilität eine aktivere Rolle als den FNB**

Damit das Flexibilitätspotenzial für das Gassystem voll ausgeschöpft werden kann, ist eine enge Zusammenarbeit von VNB und FNB erforderlich. Die Netzbetreiber müssen sich gegenseitig über Änderungen im Verhalten an Einspeise- und Austrittspunkten, Nachfrage- und Produktionsmuster informieren und entsprechend reagieren.

In jedem Mitgliedstaat müssen die FNB einen Netzentwicklungsplan mit Maßnahmen für die nächsten zehn Jahre entwickeln. Sie müssen vernünftige Annahmen über die Entwicklung von Produktion, Angebot, Verbrauch und Austausch mit anderen Ländern treffen und dabei Investitionspläne für regionale und gemeinschaftsweite Netze berücksichtigen (...).<sup>6</sup> Entsprechend besteht für VNB und FNB ein großes Interesse an einem Austausch solcher Annahmen über die künftige Entwicklung: Dies ist eine Voraussetzung dafür, dass die Gasinfrastruktur für Flexibilität sorgt.

**Best Practice 1 – Einbeziehung von Gas-VNB in die Planungen der FNB in Deutschland:**

Die deutschen VNB erstellen jährlich eine 10-Jahres-Prognose für ihren Kapazitätsbedarf, die sie an die FNB weiterleiten. Diese Prognose dient als Parameter für den Netzentwicklungsplan der FNB und wird in deren Netzplanung berücksichtigt.

Gemäß EU-Richtlinie und deutscher Gesetzgebung stimmen die nationalen FNB ihren Netzentwicklungsplan mit den Betroffenen ab und leiten ihn an die nationale Regulierungsbehörde weiter. Bevor sie den Plan absegnet, hält die nationale Regulierungsbehörde Rücksprache am Markt und verlangt unter Umständen Änderungen an der Planung.

**Empfehlung:** Die Gas-FNB sollten mit den Gas-VNB auf nationaler und EU-Ebene zusammenarbeiten, um im Zehnjahres-Netzentwicklungsplan die folgenden Aspekte stärker zu berücksichtigen:

- Prognose für die dezentrale Produktion
- neue Nachfrageentwicklung, wie z. B. Gasmobilität

<sup>6</sup> Siehe Richtlinie 2009/73/EG Art. 22 (3)

**Best Practice 2 – Förderung der Rückspeisung von VNB- in die FNB-Netze, um die Entwicklung regenerativer Gase zu fördern:**

Durch den Einsatz von Rückspeisungsanlagen in Richtung eines höheren Druckniveaus, um Zugang zu größeren Verbrauchergebieten und höheren Speicherkapazitäten zu erhalten, ließe sich der Ausbau der Produktion regenerativer Gase fördern. In Deutschland sind mehr als zehn Anlagen in Betrieb, in Frankreich werden im kommenden Jahr mehrere Experimente gestartet.

**Empfehlung:**

- Die Gas-FNB sollten eine Kosten-Nutzen-Analyse durchführen, um einzuschätzen, ob eine lokale Rückspeisung mehr Flexibilität bieten kann als ein Ausbau der FNB-Netze.
- Gas-VNB und -FNB dürfen einen Teil der Netzanschlusskosten der Erzeuger regenerativer Gase übernehmen.

**ENTWICKLUNG INTELLIGENTER ENERGIEKETZE ERFORDERT EINEN GANZHEITLICHEN ANSATZ FÜR DAS ENERGIESYSTEM**

Zur Bewältigung der energiepolitischen Herausforderungen in der EU ist es wichtig, intelligente und integrierte Netze zu entwickeln, die als Bestandteile eines ganzheitlichen Energiesystems dienen. Dies beinhaltet Gas, Strom, Wärme, Verkehr und Informationstechnologien.

Dies erfordert aktive Netzwerke mit interaktiven Funktionalitäten, um verschiedene Energiequellen und -dienste zu integrieren. Zudem müssen die Verbraucher in die Lage versetzt werden, Energie effizienter zu nutzen und zu produzieren. Solche aktive bzw. intelligente Gasnetze werden inzwischen parallel zu entsprechenden Stromnetzen entwickelt, um eine intelligente Energienutzung zu ermöglichen.

Während Stromnetze in Echtzeit auf Nachfrageänderungen, Schwankungen der Spitzenlast oder Lastverteilung reagieren müssen, sind Gasnetze von Natur aus flexibler, da sie große Energiemengen speichern können.

Angesichts der andauernden Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung effizienter und groß angelegter Stromspeichertechnologien wird Gas zu einem immer wichtigeren Faktor beim Ausgleich des Wärme- und Stromangebots.

Die Expertengruppe 3 der Smart Grids Task Force <sup>7</sup> ist der Überzeugung, dass sich die erforderliche Flexibilität durch den Ausgleich von (Strom- und Gas-)Angebot und Nachfrage in großem Maßstab gewährleisten lässt. Dies umfasst beispielsweise kombinierte Gas-/Dampfturbinenkraftwerke, industrielle und gewerbliche Verbraucher, aggregierte kleinere Haushaltslasten, dezentrale Erzeugung (Erdgas und regenerative Gase), Energiespeicherung, Nebendienste (alle für den Betrieb der Übertragungs- und Verteilernetze erforderlichen Dienste, einschließlich LNG-Anlagen und/oder Gasspeicheranlagen; solche Dienste umfassen Lastausgleich, Mischung und Einspeisung von Inertgasen, nicht jedoch Einrichtungen, die ausschließlich Übertragungsnetzbetreibern vorbehalten sind), Ausgleich/Deckung von Spitzenlasten (Abflachung einer Gasverbrauchslastkurve: Beispielsweise wird der morgendliche Gasspitzenbedarf auf eine andere Tageszeit verschoben, etwa auf den frühen Nachmittag, oder durch einen LNG-Satellitenspeicher gedeckt).

Es wurde jedoch festgestellt, dass das Gasnetz und die Gasnutzung bei der Erreichung der Effizienzziele eine wichtige Rolle spielen und für zahlreiche Probleme, die in den Stromnetzen auftreten, kostengünstige Lösungen bieten werden <sup>8</sup>.

Die großen Vorteile, die Gas und intelligente Gasnetze bieten, zeigen, welche zentrale Rolle Gas im Energiemix übernimmt. Die Vorteile:

- Verringerung der Treibhausgasemissionen,
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien (Biomethan, Synthesegas, Einspeisung von H<sub>2</sub>, ...),
- Optimierung der intermittierenden Produktion erneuerbarer Energien,
- Beitrag zur Verbesserung der Versorgungssicherheit,
- Verbesserung der Energieeffizienz durch aktive Beteiligung der Endverbraucher,
- Schaffung der Voraussetzungen für eine effiziente Nutzung der Energienetze, um den Verbrauchern die Möglichkeit zu geben, in Echtzeit die wirtschaftlichste Energiequelle zu wählen und gleichzeitig Energie zu sparen,
- Vermeidung kostspieliger Investitionen in Stromnetze durch den Einsatz von Gasnetzen und Gasgeräten und somit Förderung der wirtschaftlichen Entwicklung,
- Möglichkeit für die Verbraucher, „Prosumer“ zu werden, indem sie mithilfe von Gas die „Spitzen“ im Stromnetz senken und Energieverluste in den Stromübertragungs- und -verteilernetzen verringern,
- Ermöglichung von Synergien zwischen Gas- und Stromnetzen durch Förderung dezentraler Erzeugung,
- Im Vergleich zu Strom kann Gas kostengünstiger gespeichert werden – zum Beispiel in Netzen –, und der Spielraum für die lokale Produktion beschränkt sich auf die Einspeisung alternativer Gase wie Biogas.

<sup>7</sup> SGTF – EG3 Bericht Januar 2015 – Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility.

<sup>8</sup> Gas for energy issue 3/2015 Gas grids for a smart energy system; von Jos Dehaeseleer, Tim Cayford, Benjamin de Ville de Goyet und Ilir Kas.

# ANHANG 1

## AUFGABENSTELLUNG DER ARBEITSGRUPPE GASFLEXIBILITÄT

Die europäischen VNB-Verbände (CEDEC, EDSO, eurelectric, Eurogas und GEODE) haben einen VNB-Ausschuss zu Flexibilitätsmärkten (DSO Committee on Flexibility Markets) eingerichtet, um die Zusammenarbeit fortzusetzen und Know-how zu VNB-Fragen bereitzustellen. Ziel ist es, der breiten Öffentlichkeit Berichte über Ergebnisse und Erkenntnisse zur Verfügung zu stellen und die Europäische Kommission zu unterstützen.

Es wurden zwei Untergruppen gegründet, die sich parallel mit Fragen der Gas- und Stromflexibilität befassen und Überschneidungen abdecken.

### Aufgabenstellung – Arbeitsgruppe Gasflexibilität

#### 1. Problemstellung

Beurteilung, ob die derzeitigen Flexibilitätsregelungen im Rahmen des europäischen Netzkodex für die Bilanzierung angesichts einer zunehmenden Durchdringung mit regenerativen Gasen auf lokaler Ebene für das System ausreichend sind.

#### 2. Lösungsraum

Wie sind die Dienstleistungen und/oder Technologien definiert/spezifiziert, die den Gas-VNB bei der Bewältigung der in Frage 1 (oben) genannten Probleme helfen könnten? Welche Faktoren beeinflussen die Wahl der Option und das dafür notwendige regulatorische Umfeld?

#### 3. Technologien

Welches sind die bekannten gasbasierten Technologien oder Ressourcen, die in Frage kommen, um dem System Flexibilitätsdienste bereitzustellen, z. B. Laststeuerung, lokale gasbasierte Erzeugung wie Mikro-KWK und Brennstoffzellen, Power-to-Gas-Anlagen, Anlagen, die Wasserstoff einspeisen, Biomethan („regeneratives Gas“), Netzspeicherung oder Wärmespeicherung? Wie stellt sich der Katalog des möglichen Angebots dar? Welche technologischen Fortschritte sind für diesen Katalog zu erwarten?

#### 4. Beschaffungsmodi

Welche Möglichkeiten haben Gas-VNB, die im Tagesgeschäft (unter Aufsicht der entsprechenden Behörden) ohnehin eine breite Palette an Dienstleistungen und Produkten erwerben, diese bspw. zu marktüblichen Konditionen oder anderweitig zu beschaffen? Welche Aussichten bestehen, dass sich organisierte liquide Märkte für diese Dienstleistungen entwickeln (z. B. über EU-zertifiziertes Biogas), und wie könnte der „Fußabdruck“ dieser Märkte aussehen (lokal, regional oder anderweitig)? Welche Konsequenzen oder Abhilfemaßnahmen bestehen im Falle, dass Dienstleister die Leistung nicht erbringen, für Gas-VNB?

# ANHANG 2

## MITGLIEDER DER ARBEITSGRUPPE GASFLEXIBILITÄT

Guillaume Virmaux (Vorsitz)	GRDF
Isabel Orland (Stellvertr. Vorsitz)	VKU
Luciano Baratto	Anigas
Ana Belen Rubio De Santos	Nedgia
Isabelle Diversy	GRDF
Henriette Gleau	GEODE
Eva Hennig	Thüga
Matthew Hindle	ENA
Michael Mollner	EVN
Andrès Olmo Jimenez	Nedgia
Julie Pinel	GRDF
Rene Pollaschak	Wiener Netze GmbH

# ANHANG 3

## DEFINITIONEN

### Intelligente Gasnetze

Das Konzept intelligenter Gasnetze beruht darauf, die Effizienz der Gesamtenergienutzung zu maximieren und die Flexibilität und sämtliche Möglichkeiten, die Gas und das Gasnetz bieten, auszuschöpfen.

Wie im EG4-Bericht <sup>9</sup> dargelegt, lässt sich mithilfe intelligenter Gasnetze die Fähigkeit von Gas unterstützen, eine wichtige Rolle im Energiemix zu spielen, und gleichzeitig durch die Einbindung regenerativer Energien und die aktive Beteiligung der Endverbraucher am Energiemarkt zum Erreichen der Klimaschutzziele beitragen.

Das Konzept intelligenter Gasnetze unterscheidet sich von dem intelligenter Stromnetze. Der wesentliche Unterschied liegt in den weitaus größeren Möglichkeiten, die intelligente Gasnetze zur Energiespeicherung bieten, insbesondere durch Netzpuffer (siehe entsprechenden Abschnitt). Ein weiterer wichtiger Unterschied besteht darin, dass das Potenzial für einen zukünftigen Ausbau der dezentralen Gasproduktion relativ gering ist. Dennoch könnten der Betrieb und das Management von Gasnetzen durch ein intelligentes Gasnetz und den intelligenten Endverbrauch von Gas verbessert werden. Darüber hinaus weist auch das intelligente Gasnetz Potenzial für Energieeffizienzdienstleistungen und die Entwicklung neuartiger Dienstleistungen auf <sup>10</sup>.

Elektronen lassen sich nicht in Leitungen speichern, Gasmoleküle hingegen ganz einfach. Außerdem können Elektronen im sogenannten Power-to-Gas-Verfahren in Moleküle umgewandelt werden. Diese Gasmoleküle können über verschiedene Technologien (Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Mikro-KWK, Brennstoffzellen, Geräte mit Zweistoffbetrieb usw.) auch in Elektronen umgewandelt werden. Das eingesetzte Gas kann aus einer Vielzahl von Quellen kommen, vom traditionellen Erdgas bis zu den regenerativen Formen wie Biogas, Biomethan, Synthesegas und Wasserstoff <sup>11</sup>.

Die Gasnetze werden dann zu Speichern nachhaltiger Energie, die sie kontinuierlich, flexibel aufnehmen und durchleiten. Dadurch sind sie in der Lage, kurz- und langfristige Intervalle (für tägliche und saisonale Schwankungen) sowie den geografischen Transfer abzudecken. Diese technischen Merkmale müssen bei der Erarbeitung gesetzlicher Grundlagen für den Einsatz erneuerbarer Energien berücksichtigt werden. Gasförmige Energie wird zur Grundlage für die Verbindung von Branchen in einem System nachhaltiger Energie. Wenn man diese Technologien ganzheitlich betrachtet, wird deutlich, dass Gas nicht nur als flexibles und zuverlässiges Unterstützungsmedium benötigt wird, sondern als integraler Bestandteil eines Übergangs hin zu einem dekarbonisierten Energiesystem, in dem der Einsatz erneuerbarer Energien in einem diversifizierten und nachhaltigen Energiemix erfolgt.

Einzigartig ist das Gassystem auch insofern, als es das Stromnetz ergänzt: Wird zu viel Strom erzeugt (z. B. in Wind- oder Solarparks), lässt sich der Überschuss an Strom in Erdgas (SNG und Wasserstoff) umwandeln.

9. Task Force „Intelligente Netze“ der EU-Kommission – Expertengruppe 4 (EG4) - Smart Grid aspects related to Gas 6.6.2011.

10. ECORYS- ECN „The role of DSOs in a Smart Grid environment“ Kunde: Europäische Kommission, GD ENER Abschlussbericht Amsterdam Rotterdam, 23. April 2014.

11. Eurogas zu dem Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung) Mai 2017.

## Regeneratives Gas

### Regeneratives Gas umfasst Biomethan sowie Wasserstoff und SNG aus dem Power-to-Gas-Verfahren.

**Biomethan** ist die erste Generation dezentral erzeugter regenerativer Gase. Hergestellt wird es durch anaerobe Zersetzung von tierischem und/oder organischem Material, gefolgt von einem Reinigungs- und Aufbereitungsprozess, bevor es in die Erdgasnetze eingespeist wird.

Bei der anaeroben Zersetzung entsteht ein Gasgemisch, das mit Wasser gesättigt ist und zu 50–70 % aus Methan besteht. Organisches Material kann aus verschiedenen Bereichen stammen: Landwirtschaft, Industrie, Gastronomie, Siedlungsabfälle, Gas aus nicht gefährlichen Abfällen usw. Nach der Sammlung und dem Transport zur anaeroben Zersetzungsanlage wird das organische Material sortiert, gerührt und für einige Wochen in einem Fermenter erhitzt (sauerstofffreier Behälter). Das Biogas, das zwischen 40 und 60 % Methan enthält, wird anschließend gereinigt bzw. aufbereitet, um die gleiche Qualität wie Erdgas zu erreichen (mindestens 95 % Methan).

### Biomassevergasung und -methanisierung

Die Gewinnung von Biomethan mittels anaerober Zersetzung ist die erste bereits ausgereifte Technologie zur Erzeugung regenerativer Gase. Mittel- und langfristig werden neue Produktionsverfahren für regenerative Gase entwickelt werden:

- Vergasung von trockener Biomasse; diese Technik beruht auf einem thermochemischen Prozess bei hoher Temperatur, um hauptsächlich CO und H<sub>2</sub> zu erzeugen. Nach Kombination dieser Verbindungen mittels Methanisierung und Reinigung erhält man synthetisches Methan (SNG), das in das Erdgasnetz eingespeist werden kann.
- Verwertung von Mikroalgen.

**Synthetisches Erdgas (SNG)** wird per Vergasung aus lignozellulosehaltiger Biomasse oder Abfällen gewonnen:

- forstwirtschaftliche Produkte wie Holz
- landwirtschaftliche Nebenprodukte wie Stroh
- forstwirtschaftliche Nebenprodukte
- Abfälle aus der Holz- und Papierindustrie
- Schlamm aus Kläranlagen

Diese Prozesse befinden sich noch im Erforschungs- und Entwicklungsstadium.

**Wasserstoff** kann durch Aufspaltung von Wasser (H<sub>2</sub>O) in seine Bestandteile Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Sauerstoff (O<sub>2</sub>) erzeugt werden. Dies kann durch ein Elektrolyseverfahren erfolgen. Der dafür benötigte Strom kann aus erneuerbaren oder fossilen Quellen stammen. Der Wirkungsgrad beträgt etwa 2/3. Durch Weiterentwicklungen der Elektrolyseanlagen sind höhere Wirkungsgrade zu erwarten. Eine weitere Effizienzsteigerung lässt sich erreichen, indem in Elektrolyseanlagen erzeugte Wärme an Wärmeverbraucher abgegeben oder in ein Wärmenetz eingespeist werden kann. Neben dem Elektrolyseverfahren wird seit vielen Jahren das Verfahren der Methanreformierung eingesetzt, bei dem mithilfe von Erdgas und Wasser Wasserstoff erzeugt wird.

Wasserstoff ist ein Zusatzgas und unterscheidet sich in seinen Komponenten und Verbrennungseigenschaften von den üblicherweise im Netz verteilten Gasen. Die Zugabe von Wasserstoff führt zu deutlich veränderten Parametern des Gases und kann das Verbrennungsverhalten beeinflussen. Daher darf dem Gas im Netz nur bis zu einem bestimmten Prozentsatz Wasserstoff zugesetzt werden. Bestimmte Geräte, wie z.B. Gasturbinen, reagieren empfindlicher auf geänderte Gaszusammensetzungen als Wohnheizungen. Laut Tests in Deutschland können Geräte einen Wasserstoffgehalt von bis zu 20 Prozent verarbeiten, ohne dass ein Austausch erforderlich wäre. Darüber hinaus wird der Anteil von Wasserstoff im Gasnetz durch Porenspeicher begrenzt. In Deutschland, Frankreich, Großbritannien und Österreich gehen Forschungsprojekte an den Start, um die Grenzwerte für den Wasserstoffgehalt festzulegen und um Anlagen und Speicher mit einem Wasserstoffgehalt von bis zu 100 Prozent zu testen.

Die Power-to-Gas-Technologie macht lokale Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien chemisch speicherbar. Im ersten Schritt der Power-to-Gas-Technologie wird elektrischer Strom durch Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt. Mit dem Strom wird also Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. In einem möglichen zweiten Schritt des Prozesses kann der Wasserstoff durch die Reaktion mit Kohlendioxid in synthetisches Erdgas (SNG) umgewandelt werden. Dieses SNG ist mit konventionellem Erdgas chemisch identisch und kann bis zu 100 Volumenprozent ins Netz eingespeist werden. Die Power-to-Gas-Technologie macht also lokale Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien chemisch speicherbar.

### **KWK (Kraft-Wärme-Kopplung)**

In einem Blockheizkraftwerk werden gleichzeitig Strom und Nutzwärme erzeugt. Gewöhnlich geht in anderen typischen Kraftwerken die bei der Stromerzeugung produzierte Wärme – häufig über die Schornsteine – verloren. KWK-Anlagen hingegen nutzen diese Wärme und erreichen so einen Wirkungsgrad von rund 90 Prozent.

### **LNG (verflüssigtes Erdgas)**

LNG (Liquefied Natural Gas) ist Erdgas, das durch Abkühlung auf ca.  $-162\text{ °C}$  verflüssigt wurde. Es ist lagerfähig und kann mit Schiffen transportiert werden. Somit ist keine Pipeline-Infrastruktur erforderlich.

# ANHANG 4

## EU-RECHTSRAHMEN

Die einschlägigen EU-Richtlinien und -Verordnungen für Erdgas sind:

- Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG („Erdgasrichtlinie“).
- Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 775/2005 („Gasverordnung“).
- Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden („ACER-Verordnung“).
- Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes („REMIT-Verordnung“).
- Der Netzkodex für Interoperabilität und Datenaustauschregeln (Network Code on Interoperability and Data Exchange Rules, INT NC) wurde von ENTSOG (European Network of Transmission System Operators for Gas) auf der Grundlage eines von ENTSOG erstellten und von der Agentur empfohlenen Entwurfs gemäß dem Verfahren nach Artikel 6 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 erarbeitet. Ziel dieses Kodex ist es, einen effizienten Gashandel und -transport innerhalb der Union zu fördern und zu erleichtern und damit eine stärkere Integration des Binnenmarkts zu erreichen.

Dieser Netzkodex wurde vom EU-Gasausschuss am 5. April 2015 als Verordnung (EU) Nr. 2015/703 der Kommission genehmigt. Umsetzungsdatum war der 1. Mai 2016 mit Ausnahme von Artikel 5.

Die EU-Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiemarktes (REMIT) schreibt vor, dass Informationen über die Kapazität und Nutzung von Anlagen zur Speicherung von Erdgas und die Nutzung von LNG-Anlagen, einschließlich der geplanten oder ungeplanten Nichtverfügbarkeit dieser Anlagen („Grunddaten“), an ACER, die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden ([www.acer.europa.eu](http://www.acer.europa.eu)), zu übermitteln sind.

ACER fungiert als Leitungsorgan, um das Berichtswesen zu überwachen und mehr Transparenz in den Märkten zu gewährleisten, indem es dazu beiträgt, das Risiko von Manipulationen zu verringern.

Die Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen je Bilanzierungszone die Gasmenge im Übertragungsnetz zu Beginn eines jeden Gastages und die Prognose der Gasmenge im Übertragungsnetz am Ende eines jeden Gastages. Die für das Ende des Gastages prognostizierte Gasmenge wird während des gesamten Gastages stündlich aktualisiert. Wenn die Ausgleichsentgelte auf Stundenbasis berechnet werden, veröffentlicht der Fernleitungsnetzbetreiber die Gasmenge im Übertragungsnetz auf Stundenbasis. Alternativ veröffentlichen die Fernleitungsnetzbetreiber pro Bilanzierungszone die aggregierte Ungleichgewichtsposition aller Nutzer zu Beginn jeder Bilanzierungsperiode und die Prognose der aggregierten Ungleichgewichtsposition aller Nutzer am Ende eines jeden Gastages. Ist die nationale Regulierungsbehörde davon überzeugt, dass diese Informationen einen potenziellen Missbrauch durch Netznutzer ermöglichen könnten, kann sie beschließen, den Fernleitungsnetzbetreiber von dieser Verpflichtung auszunehmen.

Die einschlägigen EU-Richtlinien und -Verordnungen für **intelligente Strom- und Gasnetze** sind:

- 2012/148/EU: Empfehlung der Kommission vom 9. März 2012 zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme (Strom und Gas).
- Empfehlung der Kommission 2014/724/EU über das Muster für die Datenschutz-Folgenabschätzung für intelligente Netze und intelligente Messsysteme (Strom und Gas).
- Normungsmandat M/441 an CEN, CENELEC und ETSI im Bereich von Messgeräten zur Entwicklung einer offenen Verbrauchszählerarchitektur mit Kommunikationsprotokollen zur Gewährleistung von Interoperabilität (Strom und Gas).
- Normungsmandat M/490 für intelligente Netze an europäische Normungsorganisationen zur Unterstützung der europäischen Verordnung 347/2013 über den Aufbau intelligenter Netze im Bereich der Infrastruktur (Strom und Gas).

Bislang ist der Rechtsrahmen für **Biomethan** auf EU-Ebene sehr begrenzt.

- Biomethan (Bio-Erdgas) wurde in der ersten Richtlinie über erneuerbare Energien (2009/28/EG) – RED I – als relevante Option zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors eingeführt. RED I definiert Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe einschließlich Bioerdgas. Biogas/Biomethan aus der Abfallentsorgung kann doppelt auf das Transportziel angerechnet werden, was einen zusätzlichen Anreiz gegenüber Biogas und Biokraftstoffen aus Energiepflanzen bietet.
- Die derzeit diskutierte RED-II-Richtlinie berücksichtigt Biomethan als regeneratives Gas, das zur Erreichung der EU-Ziele im Bereich der erneuerbaren Energien und der Versorgungssicherheit beitragen kann. Mit RED II soll zudem das Herkunftsnachweissystem auf regenerative Gase ausgedehnt werden, um die Rückverfolgbarkeit zu verbessern. Der Nutzen von Biomethan für den Wärmesektor muss noch präzisiert werden (die Rolle von Biomethan in der regenerativen Wärmeversorgung soll deutlicher werden). RED II definiert spezifische Nachhaltigkeitskriterien.
- Das Europäische Komitee für Normung (CEN) hat zwei Normen entwickelt, um die Qualität von Biomethan, das in das Netz eingespeist werden soll, zu harmonisieren:
  - > Die im Jahr 2016 veröffentlichte Norm EN 16726<sup>12</sup> befasst sich mit den Hauptparametern von Erdgas und Biomethan.
  - > Die im Jahr 2017 veröffentlichte Norm EN 16723-1<sup>13</sup> befasst sich mit Parametern, die für Biomethan spezifisch sind.

Die Einspeisung von Biomethan ist in immer mehr europäischen Ländern zugelassen: Großbritannien, Frankreich, Deutschland, Österreich, Italien, Schweden usw.

12. EN 16726 – Gasinfrastruktur – Beschaffenheit von Gas – Gruppe H

13. EN 16723-1 – Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz – Teil 1: Festlegungen für Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz

**Biomassevergasung & -methanisierung:** Derzeit gibt es keine Reglementierung für diese neuen regenerativen Gase. Mehrere Arbeitsgruppen arbeiten an technischen und normativen Aspekten, insbesondere für Wasserstoff in Kombination mit Erdgas. Die derzeit in RED II diskutierten Nachhaltigkeitskriterien könnten für diese regenerativen Gase übernommen werden. Auch die SNG-Qualität bei der Einspeisung in das Erdgasnetz ist definiert (EN 16726 und EN 16723-1).

Derzeit gibt es keinen spezifischen Rechtsrahmen für die Einspeisung von Wasserstoff. Gesetzgebung und technische Regelungen fallen in den Mitgliedstaaten sehr unterschiedlich aus. Die technischen Parameter für die Einspeisung und den Transport werden derzeit durch TC 6 und TC 234 Wasserstoff (Technische Ausschüsse des CEN) ausgearbeitet.

In Deutschland dürfen bis zu 5 Volumenprozent Wasserstoff beigemischt werden. Bei einer an das Netz angeschlossenen Erdgastankstelle dürfen nur 2 Volumenprozent Wasserstoff zugesetzt werden. Es ist denkbar, dass der Grenzwert für die Beimischung von Wasserstoff in Zukunft erhöht wird. Derzeit wird untersucht, wie das Netz und Gasanlagen auf höhere Wasserstoffkonzentrationen reagieren. Kavernen- und Porenspeicher, oberirdische Anlagen und Kraftstofftanks in Gasfahrzeugen sind nach heutigem Kenntnisstand die wichtigsten kritischen Komponenten. Wenn Wasserstoff in das Verteilernetz eingespeist werden sollte, ohne dass Tankstellen oder komplexe Industrien angeschlossen sind, kann man für die Zukunft von einer Kompatibilität von 10 Volumenprozent ausgehen.

Der EU-Rahmen für Power-to-Gas ist sehr ungenau. Es gibt Bestimmungen für Power-to-Gas und seine Verwendung in den verschiedenen Sektoren. Einige Mitgliedstaaten haben weitere Präzisierungen vorgenommen, z. B. Deutschland und Frankreich.

Der Europäische Referenzrahmen sieht keine spezifischen Regeln für Unterbrechungen vor. Die Laststeuerung erfolgt auf vertraglicher Basis in den Mitgliedstaaten.

# ANHANG 5

## BIBLIOGRAFIE

- CEER – Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions (Smart Regulation) – 2014
- Dehaeseleer, Cayford, de Ville de Goyet, Kas – Gas Grids for a smart energy system – 2015
- EG3 – SMART GRID TASK FORCE – Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility (Refinement of Recommendations) – 2015
- Eurogas, Marcogaz, GERG Task Force on Smart Gas Grid – Gas Bridge: the natural gas network as key partner on the energy transition – 2017
- Bozzetto, Curlisi, Fabbri, Pezzaglia, Rossi, Sibilla – The development of biomethane: a sustainable choice for the economy and environment – 2017

# KONTAKT



## **CEDEC**

Rue Royale 55, B10, 1000 Brüssel, Belgien  
Telefon: +32 (0)2 217 81 17  
E-Mail: [info@cedec.com](mailto:info@cedec.com)  
Gert De Block: [gert.deblock@cedec.com](mailto:gert.deblock@cedec.com)



## **Eurogas**

Avenue de Cortenbergh 172, 1000 Brüssel, Belgien  
Telefon: +32 (0)2 894 48 48  
E-Mail: [eurogas@eurogas.org](mailto:eurogas@eurogas.org)



## **GEODE**

Avenue Marnix 28, 1000 Brüssel, Belgien  
Telefon: +32 (0)2 204 44 61  
E-Mail: [info@geode-eu.org](mailto:info@geode-eu.org)  
Carmen Gimeno: [cgimeno@geode-eu.org](mailto:cgimeno@geode-eu.org)

