



# Beiträge des Energieträgers Wasserstoff zur Versorgungssicherheit im Stromsystem

**Kurzgutachten**  
im Auftrag von  
Oesterreichs Energie

20. Juli 2022

# Beiträge des Energieträgers Wasserstoff zur Versorgungssicherheit im Stromsystem

## Kurzgutachten

im Auftrag von

Oesterreichs Energie

20. Juli 2022

## Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

E-Mail: [info@consentec.de](mailto:info@consentec.de)

<http://www.consentec.de>

## Inhalt

<b>Executive Summary</b>	<b>ii</b>
<b>1 Hintergrund und Zielsetzung</b>	<b>1</b>
<b>2 Beiträge der Nutzung und Erzeugung von Wasserstoff sowie anderen klimaneutralen Gasen zur Versorgungssicherheit</b>	<b>3</b>
2.1 Stromerzeugung aus Wasserstoff	3
2.2 Wasserstoffherzeugung aus Strom	5
2.3 Vergleich mit anderen klimaneutralen Gasen	6
<b>3 Transformation zu einem versorgungssicheren Stromsystem mit Nutzung erneuerbarer Gase</b>	<b>7</b>
3.1 Verfügbarkeit von Wasserstoff und anderen erneuerbaren Gasen	7
3.2 Wasserstofftransport und -speicherung	8
3.3 Bedarfsklärung und Finanzierung wasserstoffbasierter Erzeugungsanlagen	9
3.4 Systemdienliche Auslegung und Betrieb	10
<b>4 Zusammenfassung</b>	<b>11</b>
<b>5 Referenzen</b>	<b>12</b>

## Executive Summary

Die Gewährleistung eines angemessen hohen Versorgungssicherheitsniveaus ist eine der wesentlichen Herausforderungen bei der Dekarbonisierung des Stromversorgungssystems. In einem Kurzgutachten für Oesterreichs Energie hat Consentec untersucht, wie und unter welchen Voraussetzungen Produktion und Nutzung erneuerbarer Gase, speziell Wasserstoff, im Stromsystem Beiträge zur Versorgungssicherheit leisten können. Dabei stehen insbesondere Beiträge zur resource adequacy und zum sicheren Systembetrieb im Vordergrund.

Als steuerbare Erzeugungsanlagen sind „Wasserstoffkraftwerke“ bei einer sicheren Brennstoffversorgung technisch geeignet, die wesentlichen Funktionen der heute mit Erdgas betriebenen Kraftwerke zu übernehmen. Das sind insbesondere die Erzeugung von Strom und Wärme in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und die wetterunabhängige Deckung der Nachfrage nach Regel- und Spitzenlast. Sie können damit die resource adequacy in Österreich sowohl mit Blick auf die Deckung der saisonalen Lücke zwischen erneuerbarem Stromangebot und -nachfrage im Winter wie auch durch die Bereitstellung von flexibler Backup-Kapazität z. B. für Extremwittersituationen unterstützen. Auch der sichere Systembetrieb kann von wasserstoffbasierten Erzeugungsanlagen an geeigneten Standorten profitieren, insbesondere, wenn diese auch zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen beitragen.

Aus Versorgungssicherheitsperspektive sollten wasserstoffbasierte Stromerzeugungsanlagen eine möglichst hohe Flexibilität aufweisen, da gerade über ihre Steuerbarkeit ein bedarfsgerechter Ausgleich von Angebot und Nachfrage herbeigeführt werden und gleichzeitig der Einsatz von vergleichsweise teurem Wasserstoff auf das notwendige Minimum beschränkt werden soll.

Auch bei der Wasserstoffproduktion in Elektrolyseuren sind Flexibilität und eine systemdienliche Standortwahl entscheidend, um in optimaler Weise zur Versorgungssicherheit beizutragen.

Die Gewährleistung von Versorgungssicherheit mit Wasserstoff erfordert erhebliche Investitionen, für die ein geeigneter Regulierungsrahmen z. B. mit Blick auf Bedarfsklärung und Finanzierung sowie den Übergang von der Erdgas- zur Wasserstoffnutzung geschaffen werden muss. Dabei ist wichtig, dass bei Investitionen und möglichen Förderprogrammen sowohl für Elektrolyseure als auch für wasserstoffbasierte Erzeugungsanlagen neben der Kernfunktionalität der Wasserstoff- und Stromproduktion auch die Konsequenzen für den sicheren Betrieb des Stromversorgungssystems mitgedacht und effiziente Anreize für Systemauslegung und -betrieb gesetzt werden.

Voraussetzung für die positiven Beiträge der Wasserstoffnutzung zur Versorgungssicherheit im Stromsystem ist die sichere Verfügbarkeit von klimaneutral hergestelltem Wasserstoff, der in Österreich vermutlich zu signifikanten Teilen importiert werden muss. Neben dem Ausbau der heimischen Wasserstoffproduktion und dem dafür notwendigen Ausbau erneuerbarer Energien werden daher die Erschließung von hinreichend diversifizierten Importmöglichkeiten durch Politik und Wirtschaft sowie die Etablierung eines liquiden Wasserstoffmarktes entscheidend für die Versorgungssicherheit auch im Strombereich. Gleichzeitig müssen die infrastrukturellen Voraussetzungen für die Wasserstoffnutzung sowohl mit Blick auf ein transeuropäisches Wasserstoffnetz als auch mit Blick auf Wasserstoffspeicher zur zeitlichen Entkopplung von Angebot und Nachfrage zügig geschaffen werden.

## 1 Hintergrund und Zielsetzung

Neben der Frage der Transformationskosten ist die Gewährleistung von Versorgungssicherheit einer der zentralen Aspekte der öffentlichen Debatte um die Dekarbonisierung des Energiesystems. Zur Systematisierung dieser Debatte hat Oesterreichs Energie als Branchenvertretung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft bereits in 2021 Consentec mit der Erarbeitung eines Kurzgutachtens (Consentec, 2021) beauftragt.

Dieses Gutachten hat die – auf Systemebene – zentrale Anforderung an Versorgungssicherheit im Stromsystem dargelegt, das Gesamtsystem – nicht nur national, sondern auch international auf Ebene des Verbundnetzes – stabil zu betreiben und unerwartete, aber nicht auszuschließende Störungen sicher beherrschen zu können. Als relevante, direkt innerhalb des Stromsystems beeinflussbare Dimensionen von Versorgungssicherheit wurden die Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs (*Systemsicherheit*) und die Bereitstellung angemessener Ressourcen zur Deckung der Nachfrage nach elektrischer Energie (*resource adequacy*) identifiziert.

Der bereits im Sommer 2021 einsetzende Anstieg der Preise für den in der Stromversorgung aktuell unverzichtbaren Energieträger Erdgas und insbesondere die Möglichkeit einer Unterbrechung bzw. Verringerung der Erdgaslieferungen aus Russland im Zusammenhang mit dem Krieg in der Ukraine haben die *sichere Verfügbarkeit von Primärenergie* als eine weitere – zumindest teilweise systemexogene – Dimension von Versorgungssicherheit in das Zentrum der Debatte rücken lassen.

Parallel zur Diskussion über die sichere Verfügbarkeit von Erdgas hat sich gleichzeitig auch die Debatte über die Notwendigkeit einer Beendigung der Erdgasverstromung aus Klimaschutzgründen intensiviert. So stuft der ergänzende delegierte Rechtsakt der EU-Kommission zur EU-Taxonomieverordnung (European Commission, 2022a) vom Anfang des Jahres Investitionen in Gaskraftwerke nur dann als nachhaltig ein, wenn diese spätestens 2035 vollständig mit erneuerbaren und/oder CO<sub>2</sub>-armen Gasen betrieben werden. Auch die ETS-Reform zur Umsetzung des Fit for 55-Pakets der Europäischen Kommission und der Klimaziele für 2030 wird – unabhängig von der Detailausgestaltung – die Nutzung fossiler Brennstoffe in der Stromerzeugung weiter verteuern. Damit steigt der Druck, den Stromsektor, als einen Bereich, in dem CO<sub>2</sub>-Vermeidung technisch und wirtschaftlich vergleichsweise einfach und günstig möglich ist, rasch zu dekarbonisieren. Auch auf Mitgliedsstaatenebene steigen die diesbezüglichen Ambitionen. Zwar lässt das bilanzielle 100%-Ziel in Österreich in 2030 die Verstromung von Erdgas weiterhin zu, zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2040 müsste aber ein Ausstieg aus der Erdgasverstromung stattfinden. In Deutschland hat die Bundesregierung mit dem aktuell im parlamentarischen Verfahren befindlichen EEG-Entwurf nicht nur das Ausbauziel für erneuerbare Energien auf 80% des Bruttostromverbrauchs in 2030 angehoben, sondern auch erstmals das Ziel eines klimaneutralen Stromsystems bis 2035 definiert und damit ein mögliches Ende der Erdgasverstromung definiert. Es ist absehbar, dass ähnliche Diskussionen in weiteren Mitgliedsstaaten geführt und durch die unsichere Verfügbarkeit und möglicherweise längerfristig erhöhte Preise für Erdgas weiter beschleunigt werden.

Wie bereits die Formulierung des delegierten Rechtsakts zur Taxonomie andeutet, besteht eine wichtige Möglichkeit zur vollständigen Dekarbonisierung des Stromsystems darin, Erdgas durch erneuerbare bzw. klimaneutrale Gase zu substituieren. Aktuell wird erwartet, dass klimaneutral hergestellter Wasserstoff bzw. Wasserstoff-Derivate wie Ammoniak in diesem Bereich die größte Bedeutung haben und Produktion und Nutzung von Wasserstoff innerhalb der nächsten Jahre integraler Bestandteil des Stromsystems werden.

Der Start der Konsultation zum delegierten Rechtsakt der Europäischen Kommission (European Commission, 2022b) zu Regeln für die Produktion von erneuerbaren Treibstoffen und Gasen nicht-biologischen Ursprungs (engl. renewable fuels from non-biological origin, RFNBO) ist deshalb in der Stromwirtschaft auf starke Resonanz gestoßen. Auch wenn die Verordnung strenggenommen nur auf Treibstoffe im Verkehrssektor anwendbar ist, wird erwartet, dass hierdurch ein allgemein anerkannter Standard für die Produktion von „grünem“ Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energien etabliert wird.

Mit Blick auf die aktuellen Herausforderungen für die Versorgungssicherheit sowie deren auch langfristige Bedeutung ist Oesterreichs Energie stark an der möglichen Rolle von Wasserstoff (und anderen klimaneutralen Gasen) für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit und die Vermeidung neuer Importabhängigkeiten und den dafür notwendigen Voraussetzungen und Maßnahmen interessiert. Oesterreichs Energie hat deshalb Consentec gebeten, anschließend an unser vorliegendes Kurzgutachten zu allgemeinen Fragen der Versorgungssicherheit diesen Aspekt gesondert zu beleuchten.

Hierzu gibt der vorliegende Text zunächst (Kapitel 2) einen Überblick über mögliche Beiträge der Nutzung und Erzeugung klimaneutraler Gase zur Versorgungssicherheit und die dafür notwendigen anlagenseitigen Voraussetzungen. In Kapitel 3 werden dann auf Systemebene notwendige Entwicklungen und Maßnahmen diskutiert, um diese Beiträge sicher und effizient zu erschließen.

## 2 Beiträge der Nutzung und Erzeugung von Wasserstoff sowie anderen klimaneutralen Gasen zur Versorgungssicherheit

In diesem Kapitel wird beschrieben, wie und unter welchen Voraussetzungen die Nutzung von Wasserstoff und anderen klimaneutralen Gasen die Versorgungssicherheit im Stromsystem positiv beeinflussen kann. Dabei konzentriert sich der nachfolgende Überblick zunächst auf die Nutzung von reinem Wasserstoff. Am Ende des Kapitels wird diskutiert, inwieweit diese Schlussfolgerungen auch für andere klimaneutrale Gase gültig sind.

Die Nutzung von Wasserstoff weist an zwei wesentlichen Punkten Schnittstellen mit dem Stromversorgungssystem auf.

- Während kommerziell genutzter Wasserstoff heute noch überwiegend über den Prozess der Dampfreformation aus Erdgas (und damit, zumindest ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung, nicht klimaneutral) gewonnen wird, wird zukünftig die Wasserstoffproduktion zumindest in Europa hauptsächlich strombasiert in Elektrolyseuren stattfinden. Sofern Europa und Österreich den für die Dekarbonisierung des Energieversorgungssystems benötigten Wasserstoff in größerem Umfang selbst produzieren wollen, werden Elektrolyseure zukünftig für einen signifikanten Teil der Stromnachfrage im europäischen Stromversorgungssystem verantwortlich sein.
- Auf der anderen Seite kann Wasserstoff analog zu Erdgas als Brennstoff in (technisch an diesen Brennstoff angepassten) Stromerzeugungsanlagen genutzt werden. Dabei ist sowohl eine Nutzung in thermischen Kraftwerken (Gasturbine, Gas- und Dampfturbine) als auch in Brennstoffzellen möglich.

Sowohl bei der Wasserstoffverstromung als auch bei der Wasserstoffherstellung in Elektrolyseuren kann es zu Wechselwirkungen mit negativen und positiven Beiträgen zur Versorgungssicherheit im Stromsystem, und zwar sowohl mit Blick auf die Angemessenheit der Ressourcen/resource adequacy, als auch auf den sicheren Systembetrieb, kommen.

### 2.1 Stromerzeugung aus Wasserstoff

Als steuerbare Erzeugungsanlagen sind „Wasserstoffkraftwerke“ bei einer sicheren Brennstoffversorgung technisch geeignet, die wesentlichen Funktionen der heute mit Erdgas betriebenen Kraftwerke zu übernehmen. Das sind insbesondere die Erzeugung von Strom und Wärme in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und die wetterunabhängige Deckung der Nachfrage nach Regel- und Spitzenlast.

Wasserstoffbetriebene Stromerzeugungsanlagen können damit die resource adequacy in Österreich insbesondere mit Blick auf zwei Herausforderungen unterstützen.

- Die Potenziale zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Österreich sind beschränkt, so dass das Land vermutlich auch langfristig auf Energieimporte angewiesen sein wird. Dies gilt auch für den Stromsektor, wo eine vollständige Deckung der – aufgrund von Sektorkopplungstechnologien stark ansteigenden – Stromnachfrage mit erneuerbarer Stromerzeugung möglicherweise schwierig ist. Sofern ein Nettoimport von elektrischer Energie nicht gewünscht wird oder im europäischen Stromverbund unrealistisch erscheint, kann die verbleibende Deckungslücke insbesondere in der Wintersaison mit wasserstoffbasierter Stromerzeugung klimaneutral geschlossen werden. Voraussetzung dafür ist eine sichere Verfügbarkeit des benötigten klimaneutralen Wasserstoffs.

- Das österreichische Stromerzeugungssystem mit seinem hohen Anteil hydraulischer Kraftwerke und hydraulischer Speicher, die eine Ein- und Ausspeicherung über sehr unterschiedliche Zeiträume ermöglichen, ist flexibler als viele andere europäische Erzeugungssysteme und kann daher temporär niedrige Verfügbarkeiten der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien vielfach kompensieren. Dennoch können auch in Österreich, z. B. bei Extremwetterlagen, Bedarfe für steuerbare Regel- und Spitzenleistung auftreten, die alleine mit erneuerbaren Energien und hydraulischen Kraftwerken nicht zu decken sind. Wasserstoffbasierte Kraftwerke können in einer solchen Situation flexibel zur Deckung der residualen Nachfrage beitragen.

Aus Versorgungssicherheitsperspektive sollten wasserstoffbasierte Stromerzeugungsanlagen eine möglichst hohe Flexibilität aufweisen, da gerade über ihre Steuerbarkeit ein bedarfsgerechter Ausgleich von Angebot und Nachfrage herbeigeführt und gleichzeitig der Einsatz von vergleichsweise teurem Wasserstoff auf das notwendige Minimum beschränkt werden soll. Dies impliziert einerseits eine hohe Flexibilität in den technischen Eigenschaften der Anlage selbst mit hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten und niedrigen Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten, um auf zukünftig deutlich höhere Gradienten der Residuallast (Last verringert um Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energien) reagieren und z. B. auch Regelenergie bereitstellen zu können. Außerdem sollte bei KWK-Anlagen das angeschlossene Wärmesystem möglichst flexibel gestaltet werden (z. B. mit Wärmespeichern und Möglichkeiten der alternativen Wärmeerzeugung in Großwärmepumpen), um Strom- und Wärmeproduktion möglichst unabhängig voneinander optimieren zu können.

Mit Blick auf die Versorgungssicherheit besonders relevant ist, dass die Vorhaltung von (Backup-)Kapazitäten in wasserstoffbetriebenen Stromerzeugungsanlagen vergleichsweise günstig ist. Orientiert man sich an den üblichen Preisen für Erdgas-Gasturbinenkraftwerke, ist mit Preisen von 40.000 EUR<sub>2022</sub>/MW/a bis 80.000 EUR<sub>2022</sub>/MW/a zu rechnen.<sup>1</sup> Für z. B. 10 GW wasserstoffbasierte Backup-Kraftwerke beliefen sich die Absicherungskosten somit, selbst wenn keine Deckung durch Importe möglich erscheint, auf „lediglich“ 400 Mio EUR<sub>2022</sub>/a bis 800 Mio. EUR<sub>2022</sub>/a.

Um die volkswirtschaftlichen Kosten der für Versorgungssicherheit notwendigen Kapazitätsbereitstellung gering zu halten, sollte allerdings (auch in Übereinstimmung mit den Anforderungen der Taxonomie an nachhaltige Investitionen) bei allen Neuinvestitionen in Gaskraftwerke darauf geachtet werden, dass diese für einen späteren Wechsel auf Wasserstoff als alleinigen Brennstoff geeignet sind. Der Branchenverband EU Turbines hat hierzu eine Definition der Einsatzfähigkeit von Wasserstoff vorgeschlagen (EU Turbines, 2021). Bis heute sind auf dem Markt allerdings keine Turbinen für Großkraftwerke verfügbar, die ohne substanzielle Modifikationen reines Erdgas und reinen Wasserstoff verbrennen können (H2-Readiness-Level A1). Insofern dürfte es bei kurzfristig anstehenden Investitionen hauptsächlich um die Readiness Level A2 (kleinere Modifikationen, max. 10% der Gesamtkosten für Umrüstung) und A3 (Umrüstung möglich, max. 20% der Gesamtkosten für Umrüstung) gehen.

Zusätzlich zur resource adequacy können wasserstoffbasierte Stromerzeugungsanlagen aber auch zu einem sicheren Systembetrieb beitragen.

---

<sup>1</sup> In (ILR und Bundesnetzagentur, 2021) wird ein Wert von gut 57.000 EUR/MW/a genannt.



- Das ist einerseits der Fall, wenn wasserstoffbasierte Stromerzeugungsanlagen systemdienlich positioniert sind und im Betrieb bestehende Engpässe im Stromnetz entlasten oder zumindest nicht weiter verschärfen bzw. wenn ihre steuerbare Erzeugung im Bedarfsfall gezielt genutzt werden kann, um das Stromnetz mittels Redispatchmaßnahmen zu entlasten. In diesem Sinne kann die Nutzung bestehender KWK-Standorte mit guter Infrastrukturanbindung und in der Regel einer Lage „hinter“ dem vielfach relevanten West-Ost-Engpass im österreichischen Übertragungsnetz eine sinnvolle Standortwahl darstellen.
- Eine spezielle Herausforderung für den Systembetrieb mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien stellt zudem der Ersatz von (insbesondere nicht-frequenzgebundenen) Systemdienstleistungen, die in der Vergangenheit aus den Synchrongeneratoren von Großkraftwerken erbracht wurden. Bei der Auslegung neuer wasserstoffbetriebener Kraftwerke ist deshalb gesteigerter Wert auf die Möglichkeit der Erbringung von Systemdienstleistungen wie Momentanreserve, Blindleistungsregelfähigkeit und Schwarzstartfähigkeit zu legen. Im Optimalfall wäre sogar ein zeitweiser Betrieb als rotierender Phasenschiebergenerator möglich.

## 2.2 Wasserstofferzeugung aus Strom

Genau wie bei wasserstoffbasierten Stromerzeugungsanlagen ist Flexibilität auch bei Elektrolyseuren zur strombasierten Wasserstofferzeugung das zentrale Element mit Blick auf Beiträge zur resource adequacy im Stromversorgungssystem. Dabei ist einerseits entscheidend, dass Elektrolyseure ihre Stromnachfrage in Situationen mit hoher Residuallast/knappem Erzeugungsangebot flexibel (möglichst bis auf Null) verringern können und somit keine gezielte Vorhaltung von steuerbarer Erzeugungsleistung zur Absicherung der Stromnachfrage von Elektrolyseuren notwendig ist. Umgekehrt können Elektrolyseure auch mit einer Erhöhung der Nachfrage bei hohem Angebot von EE-Strom zu einem effizienten Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Stromsystem beitragen, ansonsten notwendige Abregelungen von EE-Strom vermeiden und damit die zur Versorgung der Nachfrage notwendige Gesamterzeugungskapazität begrenzen.

Dazu ist es einerseits wichtig, Elektrolyseure technisch so auszulegen, dass ein flexibler Betrieb mit hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten und damit eine schnelle Reaktion auf Residuallastveränderungen bis hin zum Angebot von Regelleistung und Regelenergie möglich ist. Andererseits müssen auch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen so ausgestaltet sein, dass ein flexibler Betrieb beanreizt und wirtschaftlich attraktiver wird als eine Maximierung der Vollbenutzungsstundenzahlen. Die auf EU-Ebene angestrebten Regelungen zielen primär darauf, keine fossilen Ressourcen für die „grüne“ Wasserstoffproduktion in Elektrolyseuren einzusetzen, beanreizen aber gleichzeitig auch einen möglichst flexiblen, am EE-Angebot orientierten Betrieb beanreizen.

Aus der Perspektive des sicheren Systembetriebs ist insbesondere anzustreben, dass die Stromnachfrage von Elektrolyseuren möglichst netzentlastend oder zumindest nicht netzbelastend wirkt. Dafür sind sowohl Standortwahl als auch Betriebsweise von Elektrolyseuren entscheidend. Bei der Standortwahl kann z. B. eine Positionierung nahe an Schwerpunkten der EE-Erzeugung oder auf der Seite eines Netzengpasses mit Erzeugungsüberschuss systemisch günstig sein. Hingegen ist eine last- bzw. verbrauchsnahe Positionierung von Elektrolyseanlagen z. B. im Rahmen von integrierten Projekten zur Wasserstoffherstellung und -nutzung vielfach aus Stromsystemperspektive nicht optimal, weil dadurch der Stromtransportbedarf von Erzeugungs- zu Lastzentren weiter erhöht wird. Betrieblich ist insbesondere darauf zu achten, dass Elektrolyseure

bei der Entscheidung über ihre Stromnachfrage die jeweils aktuelle Engpasssituation berücksichtigen bzw., z. B. über eine Einbeziehung in den Redispatch, zumindest eine Anpassung an die Erfordernisse des sicheren Stromnetzbetriebs möglich ist.

### 2.3 Vergleich mit anderen klimaneutralen Gasen

Neben Wasserstoff wird derzeit die Nutzung verschiedener anderer klimaneutraler Gase im Stromsystem diskutiert bzw. bereits praktiziert. Dabei handelt es sich einerseits um synthetische Gase, die aus klimaneutral produziertem Wasserstoff gewonnen werden. Als Optionen kommen hier insbesondere kohlenstoffbasierte Gase wie synthetisches Methan oder stickstoffbasierte Gase wie Ammoniak in Frage. Andererseits ist die Nutzung biogener Gase denkbar, wobei sowohl die (gas-)netzungebundene Nutzung als auch die Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz als Biomethan relevant sind.

Dabei werden die Varianten synthetisches Methan und Ammoniak insbesondere für den interkontinentalen Import großer Energiemengen diskutiert, weil sie (u. a. aufgrund von Energiedichte bzw. niedrigeren benötigten Drücken/höheren möglichen Temperaturen) gerade per Schiff leichter transportierbar erscheinen als reiner Wasserstoff. Synthetisches Methan und Biomethan, die chemisch identisch mit Erdgas sind, und Ammoniak können alle über Pipelinenetze transportiert und als Energiequelle für den Betrieb von steuerbaren gasbasierten Stromerzeugungsanlagen genutzt werden. Insofern gelten obige Ausführungen zu den möglichen positiven Beiträgen wasserstoffbasierter Stromerzeugungsanlagen zur Versorgungssicherheit in analoger Weise auch für Erzeugungsanlagen, die einen dieser Brennstoffe nutzen. Die Abwägung zwischen den unterschiedlichen Energieträgern kann und sollte somit vor allem mit Blick auf die Frage der Potenziale, Kosten und notwendigen Transportinfrastrukturen erfolgen.

Im Unterschied dazu erfolgt die Nutzung von (nicht aufbereitetem) Biogas – im Unterschied zu Biomethan, das in das Gasnetz eingespeist wird – typischerweise am Standort der Gasproduktion. Dabei können Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis von Biogas sowohl als als KWK-Anlagen zur Nahwärmeproduktion betrieben wie auch flexibel steuerbar ausgeführt werden. Letzteres erfordert, dass sie mit geeigneten lokalen Speichern für das typischerweise in einem kontinuierlichen, nicht unterbrechbaren Prozess hergestellte Biogas ausgerüstet sind. Aus technischer Perspektive sind die Beiträge solcher flexibel steuerbarer Anlagen zur Stromerzeugung aus Biogas zur resource adequacy als analog zu den Beiträgen anderer gasbasierter Erzeugungsanlagen einzustufen. Mit Blick auf die Beiträge zum sicheren Systembetrieb ist zu berücksichtigen, dass die Standortwahl dieser Anlagen ohne Gasnetzanschluss aufgrund der Verfügbarkeit landwirtschaftlicher Nutzflächen und der begrenzten Möglichkeiten zum Transport von Biomasse und Biogas deutlich weniger flexibel ist als bei Erzeugungsanlagen, die über ein Gasnetz versorgt werden und damit räumlich und zeitlich flexibel sind. Insofern sind Beiträge zur Systemsicherheit durch netzentlastendes Einspeiseverhalten oder die Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus solchen Anlagen zwar im Einzelfall denkbar, aber weniger systematisch erschließbar.

### 3 Transformation zu einem versorgungssicheren Stromsystem mit Nutzung erneuerbarer Gase

Im vorangegangenen Kapitel wurde diskutiert, welche Beiträge zur Versorgungssicherheit aus der Nutzung von erneuerbaren Gasen, insbesondere Wasserstoff, im Stromsystem denkbar sind und welche direkten Anforderungen an die Anlagen zur Wasserstoffproduktion und Nutzung sich ergeben, wenn diese Beiträge möglichst groß sein sollen. Um die positiven Beiträge der Wasserstoffnutzung zur Versorgungssicherheit im Stromsektor tatsächlich und bestmöglich zu erschließen, bedarf es aber darüber hinaus auch einer geeigneten Auslegung eines zukünftigen Wasserstoffsystems, dessen Grundzüge in Österreich wie in anderen europäischen Ländern gerade diskutiert werden, sowie eines Markthochlaufs, der die Anforderungen des Stromsystems mitberücksichtigt.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass die für die Verstromung genutzten Wasserstoffmengen vermutlich eher geringer sein werden als die Mengen in anderen Sektoren, insbesondere der Industrie. Die Anforderungen des Stromsektors werden deshalb die Auslegung des Wasserstoffsystems nicht dominieren können. Gleichzeitig wird Wasserstoff (oder andere klimaneutrale Gase) für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit im Stromsektor aber eine unverzichtbare Rolle spielen. Nachfolgend diskutieren wir deshalb aus der Perspektive des Stromsystems welche Anforderungen bei der Gestaltung des Wasserstoffsystems und seiner Schnittstellen zum Stromsystem für die Versorgungssicherheit entscheidend sind.

#### 3.1 Verfügbarkeit von Wasserstoff und anderen erneuerbaren Gasen

Die aktuell angespannte Versorgungslage bei Erdgas zeigt nachdrücklich die Bedeutung einer sicheren Brennstoffverfügbarkeit auch mit Blick auf die Versorgungssicherheit im Stromsystem auf. Sofern Wasserstoff als Energieträger eine deutlich größere Rolle für die Versorgungssicherheit mit Strom spielen soll, ist es deshalb unverzichtbar, dass eine sichere Versorgung mit den benötigten klimaneutral hergestellten Wasserstoffmengen gewährleistet ist.

Dabei ist der zu erwartende Verbrauch im Strombereich vermutlich deutlich geringer als in anderen Sektoren. Im Jahr 2019 betrug der Erdgaseinsatz für Strom- und Wärmeproduktion in Österreich insgesamt ca. 98 TWh<sub>th</sub>, (BMK, 2020), wobei im Strombereich der weitaus größte Teil auf KWK-Anlagen entfallen dürfte. Aufgrund des angestrebten starken Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie der tendenziell hohen Kosten von Wasserstoff als Energieträger würden wir – trotz grundsätzlich zu erwartendem enormen Anstieg der Stromnachfrage – damit rechnen, dass mittel- bis langfristig die in diesem Bereich eingesetzten Wasserstoffmengen deutlich unterhalb dieses Werts liegen, wobei der genaue Verbrauch von der erreichbaren Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, der zukünftigen Entwicklung des KWK-Bereichs und der in Österreich gewählten Strategie zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung abhängen wird. Für die Bereitstellung von Spitzenlast und Regelleistung sind die benötigten Brennstoffmengen minimal.

Dieser Bedarf an erneuerbaren Gasen kann einerseits durch heimische Produktion und andererseits durch Importe gedeckt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für die Produktion von 1 MWh Wasserstoff in Elektrolyseuren ca. 1,4 MWh bis 1,5 MWh Strom benötigt werden. Wenn der Wasserstoffbedarf Österreichs somit zu einem signifikanten Teil aus inländisch erzeugtem EE-Strom produziert werden soll, so wird dafür ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien benötigt. Die erneuerbaren Energien forciert auszubauen, ist somit ein expliziter Beitrag zur Versorgungssicherheit.

Trotz eines verstärkten Ausbaus werden vermutlich zur Deckung der Wasserstoffnachfrage Energieimporte in erheblichem Maße notwendig. Neben dem Ausbau der heimischen Wasserstoffproduktion wird daher die Erschließung von Importmöglichkeiten durch Politik und Wirtschaft sowie die Etablierung eines liquiden Wasserstoffmarktes zu einer wesentlichen Voraussetzung für wasserstoffbasierte Versorgungssicherheit auch im Strombereich. Angesichts der Anforderung der Taxonomie-Verordnung, dass neue Gaskraftwerke bis 2035 Erdgas vollständig durch erneuerbare Gase substituieren müssen, ist der dafür zur Verfügung stehende Zeitrahmen eng begrenzt. Bei dem Aufbau von Importrouten für Wasserstoff sollte aus Versorgungssicherheitsperspektive dringend darauf geachtet werden, dass diese hinreichend diversifiziert sind und Abhängigkeiten, wie sie aktuell bei Erdgas bestehen, vermieden werden.

Ein liquider Wasserstoffmarkt, auch für Kurzfristlieferungen, ist dabei gerade für flexibel operierende Erzeugungsanlagen entscheidend. Denn deren Wasserstoffbedarf ist nicht immer langfristig planbar, sondern entsteht kurzfristig z. B. aufgrund des Ausfalls von Erzeugungsanlagen, der Wettersituation o.ä.

### 3.2 Wasserstofftransport und -speicherung

Wie in Kapitel 2 erläutert, ist die Vermeidung unnötig netzbelastender Wirkungen bzw. die Erschließung von netzentlastenden Wirkungen sowohl für Elektrolyseure als auch für wasserstoffbasierte Stromerzeugungsanlagen mit Blick auf die Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs sinnvoll. Allerdings fallen die systemtechnisch sinnvollen Standorte von Elektrolyseuren und steuerbaren Stromerzeugungsanlagen auseinander. Während erstere z. B. nahe an EE-Erzeugungszentren positioniert werden sollten, ist für letztere ein Standort nahe Lastzentren und (bei KWK) Wärmesenken sinnvoll. Damit ergibt sich die Notwendigkeit, Wasserstoff zwischen Produktionsstandorten und Verbrauchszentren zu transportieren, wofür sinnvollerweise Pipelinenetze genutzt werden. Auch beim innereuropäischen Wasserstofftransport ist davon auszugehen, dass dieser i. W. über Pipelinenetze stattfinden wird., wobei vermutlich aus technischer Perspektive wesentliche Teile der bestehenden Erdgastransportinfrastruktur für die Wasserstoffnutzung umgerüstet werden können. Das würde den Bedarf für Neubauten dedizierter Wasserstoffinfrastrukturen reduzieren, verlangt aber eine enge Koordination mit dem Auslaufen/Rückgang der Erdgasnutzung bzw. einer Weiternutzung klimaneutral hergestellten Methans.

Neben der räumlichen Koordination von Wasserstoffproduktion und -nutzung ist auch eine zeitliche Koordination notwendig. Dabei ist zu berücksichtigen, dass gerade die elektrolysebasierte Wasserstoffproduktion bedingt durch die volatile Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erheblichen zeitlichen Schwankungen unterliegt. Zudem ist mit einer erheblichen Saisonalität zu rechnen, da in Österreich zukünftig, wie bereits im Vorgängergutachten diskutiert, ein Überangebot an EE-Strom in den Frühjahrs-/ Sommermonaten bei einem gleichzeitigen strukturellen Defizit in den Wintermonaten mit geringerer Erzeugung aus Photovoltaik und Laufwasser zu erwarten ist. Umgekehrt wird der Wasserstoffbedarf für die Verstromung in den Wintermonaten signifikant höher liegen als im Sommer, weil einerseits der Wärmebedarf aus KWK-Anlagen eine erhebliche Saisonalität aufweist, andererseits aber auch Residuallastspitzen, deren Beherrschung den Einsatz steuerbarer gasbasierter Erzeugung verlangen, im Winter deutlich häufiger auftreten werden.

Insofern erscheint es – analog zur Erdgaswirtschaft – notwendig, Wasserstoffangebot und -nachfrage über Saisonspeicher zu entkoppeln. Auch hier wird aktuell intensiv diskutiert, inwieweit eine Umnutzung bestehender Erdgasspeicher möglich ist.

Um den Energieträger Wasserstoff verlässlich für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Stromsystem nutzen zu können, ist deshalb eine zeitnahe Netzentwicklungsplanung für ein Wasserstoffnetz inklusive der Speicherinfrastrukturen notwendig. Insbesondere muss für Investoren in Elektrolyseure und gasbasierte Erzeugungsanlagen klar absehbar sein, ob und wann sie mit einem Anschluss an das Wasserstoffnetz rechnen können.

### 3.3 Bedarfsklärung und Finanzierung des Einstiegs in die Wasserstoffwirtschaft

Eine weitere Voraussetzung für ein versorgungssicheres, EE- und wasserstoffbasiertes Stromsystem ist die Gewährleistung eines für die Marktakteure berechenbaren und verlässlichen Investitionsrahmens für den Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft und insbesondere die Wasserstoffproduktion und -verstromung. Dabei sind unter anderem folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Einen wesentlichen Einflussfaktor für die Stromnachfrage und den Bedarf an wasserstoffbasierten Stromerzeugungsanlagen bildet die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung. Hier sind unterschiedliche Strategien denkbar. Die größte Steigerung der Stromnachfrage wäre bei einem forcierten Einsatz von Wärmepumpen sowohl als dezentrale Wärmeerzeugungstechnologie wie auch als Großwärmepumpen (in Verbindung mit Wärmespeichern) in Fernwärmenetzen zu erwarten. Gleichzeitig käme eine solche Strategie vermutlich mit vergleichsweise geringen in KWK-Anlagen produzierten Wärmemengen und damit einem insgesamt eher niedrigen Wasserstoffeinsatz im Stromversorgungssystem aus. Denkbar sind aber auch eine Elektrifizierung lediglich der dezentralen Wärmeversorgung mit Erhalt der Rolle der KWK für die Fernwärmeversorgung oder sogar ein flächendeckender Einsatz von Wasserstoff in der dezentralen Wärmeversorgung (allerdings außerhalb des Stromsystems) durch Umstellung der Gasverteilnetze.
- Der Bedarf an steuerbarer Erzeugungskapazität in Zukunft wird insbesondere durch die Frage getrieben werden, welches Bedürfnis für die Vorhaltung von Backup-Kapazitäten und die Absicherung von Extremwetterereignissen besteht. Dabei erscheint zumindest klar, dass rein marktbasiert eine Absicherung von denkbaren, aber in ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit nicht bestimmbar und präzedenzlosen Wettersituationen (z. B. einer winterlichen vierwöchigen Dunkelflaute bei gleichzeitig niedriger Wasserverfügbarkeit) unwahrscheinlich ist. Gerade für die Vorhaltung steuerbarer Spitzenlastkapazität kann deshalb eine regulatorisch-politische Bedarfsbestimmung, die u. a. unklare Trade-Offs zwischen Kosten und Nutzen der Absicherung berücksichtigt, notwendig werden.
- Angesichts des langsam einsetzenden Hochlaufs der Wasserstoffnutzung und der andauernden Technologieentwicklung z. B. bei Wasserstoffkraftwerken ist davon auszugehen, dass kurz- und mittelfristig anstehende Investitionen noch auf Erdgasbasis erfolgen. Dennoch sollten die Investoren ein klares Bild haben, ob und wann sie diese Anlagen auf die Nutzung von Wasserstoff umstellen müssen. Dazu gehört auch, dass die Rolle anderer klimaneutraler Gase außer Wasserstoff, speziell mit Blick auf die Stromversorgung, möglichst schnell zu klären ist, um stranded investments zu vermeiden.

Neben der Bedarfsklärung ist außerdem sicherzustellen, dass das Marktdesign eine Refinanzierung effizienter Investitionen in wasserstoffbetriebene Erzeugungsanlagen und Wasserstoffproduktion ermöglicht und hierfür vermutlich zumindest kurzfristig gezielte Maßnahmen notwendig sein werden. In Europa werden dabei unterschiedliche Ansätze diskutiert, die von einer Befreiung des Strompreises von Entgelten, Abgaben und Umlagen für die Elektrolyse über eine allgemeine Technologieförderung bis hin zu gezielten Fördermechanismen für systemdienliches

Verhalten von Erzeugungsanlagen und Elektrolyseuren reichen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Finanzierungsmechanismen auch abhängig von der angestrebten Anlagennutzung sind und sich z. B. zwischen KWK-Anlagen mit vergleichsweise hohen Volllaststundenzahlen einerseits und Spitzenlastkraftwerken mit möglicherweise vernachlässigbaren Einsatzdauern oder reiner Backupfunktion andererseits deutlich unterscheiden können.

### 3.4 Systemdienliche Auslegung und Betrieb

Schließlich ist aus Versorgungssicherheitsperspektive wichtig, dass bei Investitionen und möglichen Förderprogrammen sowohl für Elektrolyseure als auch für wasserstoffbasierte Erzeugungsanlagen neben der Kernfunktionalität der Wasserstoff- und Stromproduktion auch die Konsequenzen für den sicheren Betrieb des Stromversorgungssystems mitgedacht und effiziente Anreize für Systemauslegung und -betrieb gesetzt werden. Das umfasst aus unserer Sicht insbesondere drei Bereiche:

- Der Betrieb sowohl von „Wasserstoffkraftwerken“ als auch von Elektrolyseuren wird zur Gewährleistung von resource adequacy langfristig hochflexibel erfolgen und sich an Nachfrage und EE-Angebot orientieren müssen. Markt- und Förderdesign sollten deshalb von vornherein auf einen flexiblen Anlagenbetrieb ausgerichtet sein und Flexibilitätshemmnisse vermeiden/abbauen.
- Ein entscheidender Aspekt mit Blick auf die Systemsicherheit wird die Standortwahl von Kraftwerken und Elektrolyseuren sein, für die geeignete Anreiz-/Regelungssysteme zu entwickeln sind.
- Ebenfalls aus der Perspektive der Systemsicherheit sollte die mögliche Erbringung von Systemdienstleistungen aus neu zu errichtenden Anlagen bereits bei der Projektentwicklung berücksichtigt werden. Dafür sind unterschiedliche Systeme mit individuellen Stärken und Schwächen z. B. bezüglich Technologieoffenheit und Transaktionskosten denkbar, die von Anschlussregeln über eine Beschaffung durch Netzbetreiber mittels bilateraler Vereinbarungen bis hin zu ausdifferenzierten Systemdienstleistungsmärkten reichen.

## 4 Zusammenfassung

Die Gewährleistung eines angemessen hohen Versorgungssicherheitsniveaus ist eine der wesentlichen Herausforderungen bei der Dekarbonisierung des Stromversorgungssystems. Das vorliegende Kurzgutachten hat untersucht, wie und unter welchen Voraussetzungen Produktion und Nutzung erneuerbarer Gase, speziell Wasserstoff, im Stromsystem Beiträge zur Versorgungssicherheit leisten können. Dabei stehen insbesondere Beiträge zur resource adequacy und zum sicheren Systembetrieb im Vordergrund.

Wasserstoffbasierte Stromerzeugungsanlagen sind als steuerbare Erzeugungsanlagen gut geeignet, die Angemessenheit der Ressourcen im Stromsystem auch in Situationen mit besonders hoher Last bzw. niedriger Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu gewährleisten bzw. saisonale Deckungslücken in der Versorgung mit erneuerbarem Strom zu schließen und dabei ggf. auch Beiträge zur Wärmeversorgung zu leisten: Die Kosten für die Kapazitätsvorhaltung sind dabei moderat. Angesichts der variablen Kosten des Wasserstoffeinsatzes ist die Möglichkeit, derartige Stromerzeugungsanlagen flexibel zu betreiben für effiziente Beiträge zur Versorgungssicherheit besonders wichtig. Aus Perspektive des Systembetriebs erscheint es darüber hinaus sinnvoll, die Standorte derartiger Erzeugungsanlagen systemdienlich auszuwählen und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus diesen Anlagen zu gewährleisten. Auch die Wasserstoffproduktion in Elektrolyseuren kann mit Blick auf Beiträge zur Versorgungssicherheit optimiert werden. Hier ist ebenfalls ein flexibler Betrieb wichtig, der einerseits selbst nicht zu einem Treiber des Bedarfs an steuerbarer Erzeugungsleistung wird und andererseits die Aufnahme von Überschussstrom ermöglicht, der ansonsten abgeregelt werden müsste, erlaubt. Zudem ist auch bei Elektrolyseuren ist eine systemdienliche Standortwahl zu beachten, wobei geeignete Standorte für Stromerzeugungsanlagen und Elektrolyseure im Regelfall nicht zusammenfallen werden.

Die Erschließung der Beiträge zur Versorgungssicherheit erfordert allerdings die zeitnahe, planbare und sichere Verfügbarkeit von Wasserstoff. Dafür ist einerseits der Ausbau der erneuerbaren Energien zu forcieren, um klimaneutralen Wasserstoff in Österreich durch Elektrolyse gewinnen zu können, andererseits müssen diversifizierte Importmöglichkeiten inklusive einer geeigneten Infrastruktur für Transport und Speicherung erschlossen werden. Zudem ist gerade mit Blick auf die Nutzung von Wasserstoff in der Verstromung eine Klärung der mittel- und langfristigen Bedarfe für gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung und Spitzenlastabdeckung/Backup sowie der jeweiligen Finanzierungsmechanismen für diese Kapazitäten notwendig.

## 5 Referenzen

- BMK (2020), Energie in Österreich 2020. [https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:f0bdbaa4-59f2-4bde-9af9-e139f9568769/Energie\\_in\\_OE\\_2020\\_ua.pdf](https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:f0bdbaa4-59f2-4bde-9af9-e139f9568769/Energie_in_OE_2020_ua.pdf). Zugegriffen: 5. Juli 2022.
- Consentec (2021), *Die Aspekte der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung*. Kurztgutachten im Auftrag von Oesterreichs Energie. Aachen. [https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user\\_upload/Oesterreichs\\_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2021/Consentec\\_OE\\_Versorgungssicherheit\\_20210219\\_prefinal\\_\\_3\\_.pdf](https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2021/Consentec_OE_Versorgungssicherheit_20210219_prefinal__3_.pdf). Zugegriffen: 14. Juni 2022.
- EU Turbines (2021), H2-Readiness of TurbineBased Power Plants – A Common Definition. <https://www.euturbines.eu/wp-content/uploads/2021/09/EUTurbines-H2-ready-Definition-September-2021-1.pdf>. Zugegriffen: 14. Juni 2022.
- European Commission (2022a), *COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) .../... of 9.3.2022 amending Delegated Regulation (EU) 2021/2139 as regards economic activities in certain energy sectors and Delegated Regulation (EU) 2021/2178 as regards specific public disclosures for those economic activities* (EU taxonomy: Complementary Climate Delegated Act), C/2022/0631 final, European Commission. [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=PI\\_COM:C\(2022\)631](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=PI_COM:C(2022)631). Zugegriffen: 14. Juni 2022.
- European Commission (2022b), *COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) .../... of XXX supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin* (RFNBO Draft delegated regulation), Ref. Ares(2022)3836651, European Commission. [https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/7046068-Production-of-renewable-transport-fuels-share-of-renewable-electricity-requirements\\_.en](https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/7046068-Production-of-renewable-transport-fuels-share-of-renewable-electricity-requirements_.en). Zugegriffen: 14. Juni 2022.
- ILR und Bundesnetzagentur (2021), *Vorschlag des Zuverlässigkeitsstandards für Luxemburg und Deutschland* (Vorschlag des Zuverlässigkeitsstandards für Luxemburg und Deutschland) [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/vorschlag-der-regulierungsbehoerden-zum-zuverlaessigkeitsstandard.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/vorschlag-der-regulierungsbehoerden-zum-zuverlaessigkeitsstandard.pdf?__blob=publicationFile&v=4). Zugegriffen: 14. Juni 2022.