

HyWay 27: Wasserstofftransport unter Nutzung des bestehenden Gasnetzes?

Endgültiger Bericht für das
niederländische Ministerium
für Wirtschaft und Klima

HyWay 27
Juni 2021



An: den Staatssekretär für Wirtschaft und Klima
Betrifft: Abschlussbericht HyWay-27-Studie

Sehr geehrte Frau Yeşilgöz-Zegerius,

ich freue mich, Ihnen hiermit den Bericht zukommen zu lassen, den wir im Rahmen des HyWay-27-Projekts erstellt haben. In den vergangenen Monaten hat PwC/Strategy& in enger Zusammenarbeit mit anderen an HyWay 27 beteiligten Stakeholdern untersucht, ob und unter welchen Bedingungen das bestehende Erdgasnetz für den Wasserstofftransport genutzt werden kann. Der vorliegende Bericht beschreibt das Fazit und die Empfehlungen.

Wir verweisen auf die vereinbarte Vergabeentscheidung und Beauftragung „Samenstellen rapport Studie Backbone HyWay 27 202006047“ [Untersuchungsbericht Backbone HyWay 27 202006047] vom 24. Juli 2020. Wir übernehmen keinerlei Haftung (auch nicht für Fahrlässigkeit) gegenüber einer anderen Partei außer Ihnen oder für eine nicht bestimmungsgemäße Verwendung dieses Berichts. Bitte beachten Sie die entsprechenden Haftungsausschlüsse am Ende dieses Dokuments.

Dieses Dokument ist eine Übersetzung des niederländischen Originalberichts. Bei Unstimmigkeiten über die Auslegung des Inhalts ist die offizielle niederländische Sprachversion maßgebend. Die Übersetzung wird lediglich für Bequemlichkeit zur Verfügung gestellt und sollte daher nicht als verlässlich angesehen werden. PwC lehnt jegliche Verantwortung und/oder Haftung für dieses übersetzte Dokument bzw. für etwaige Fehler in diesem übersetzten Dokument ab.



Mit freundlichen Grüßen

Prof. dr. Gülbahar Tezel

Partner Strategy&

PricewaterhouseCoopers Advisory N.V.

Prof. Dr. Gülbahar Tezel

Partner Strategy&
Mobiltelefon: +31 (0) 6 13 91 56 71
gulbahar.tezel@pwc.com

Robert Hensgens

Director Strategy&
Mobiltelefon: +31 (0) 6 13 64 59 83
robert.hensgens@pwc.com

Umfang

Die Rolle von PwC/Strategy& und Beteiligung von Stakeholdern

Dieser Bericht beschreibt die Ergebnisse der HyWay-27-Studie. Das niederländische Ministerium für Wirtschaft und Klima hat PwC/Strategy& mit der Leitung dieses Projekts beauftragt. PwC/Strategy& hat einen Beitrag zur Strukturierung und Analyse der Informationen geleistet. Im Rahmen dieser Studie haben wir unsere wirtschaftliche Expertise eingebracht. Technische Empfehlungen, z. B. hinsichtlich der Sicherheit des Wasserstofftransports, wurden von uns nicht erteilt. Außerdem umfassten unsere Leistungen keinerlei Accounting- oder Auditing-Tätigkeiten.

Dieser Bericht wurde von einer Lenkungsgruppe genehmigt, die unter dem Vorsitz des niederländischen Ministeriums für Wirtschaft und Klima stand und sich aus Vertretern des Finanzministeriums, von Gasunie und TenneT zusammensetzte. Über Arbeitsgruppen waren die Hafengesellschaft Rotterdam (Havenbedrijf Rotterdam), der Verband der niederländischen Strom- und Gasnetzbetreiber Netbeheer Nederland, das Ministerium für Infrastruktur und Wasserwirtschaft und die niederländische Aufsichtsstelle für Verbraucherschutz und Wettbewerb (Autoriteit Consument en Markt) beteiligt. In einer Diskussionsgruppe konnte sich eine große Anzahl von Organisationen zum Projektansatz und zu einer Entwurfsfassung der Zusammenfassung äußern.

Analyseumfang



PwC/Strategy& war ab August 2020 am Projekt HyWay 27 beteiligt. Die im Rahmen der Studie durchgeführten Tätigkeiten wurden in 3 Arbeitsbereiche unterteilt: i) Angebot, Nachfrage und Speicherung von Wasserstoff, ii) die rechtlichen und finanziellen Aspekte der Realisierung einer nationalen Wasserstoffinfrastruktur, iii) die notwendigen technologischen und sicherheitstechnischen Anforderungen. Anschließend wurden im Zeitraum von Januar 2021 bis März vertiefende Untersuchungen durchgeführt, um die Analysen zusammenzuführen und Empfehlungen zu formulieren.

Ein maßgeblicher Einflussfaktor für die Bestimmung der Zweckmäßigkeit der Umrüstung des Erdgasnetzes ist die Entwicklung der Nachfrage nach CO₂-freiem Wasserstoff. Die dem HyWay-27-Projekt zugrunde liegenden Ausgangspunkte sind: a) die Realisierung der im niederländischen Klimaabkommen (Klimaatakkoord) formulierten Ziele (u. a. 3-4 GW Elektrolyse) und b) die Szenarien der integralen Infrastrukturstudien 2030-2050 (Infrastructuurverkenningen 2030-2050). PwC/Strategy& hat nicht untersucht, ob diese Ausgangspunkte wünschenswert sind und wie wahrscheinlich es ist, dass diese tatsächlich erreicht werden.

Verfügbarkeit und Qualität von Informationen



Die Analysen in diesem Bericht basieren auf zwei Arten von Informationen. Erstens wurden öffentliche (akademische) Literatur, Marktforschungsstudien und Strategiedokumente herangezogen. Über die potenzielle Rolle von Wasserstoff in einer klimaneutralen Wirtschaft stehen eine Vielzahl von Informationen zur Verfügung. Über die Kosten für die Umrüstung von Erdgasnetzen liegen weniger öffentliche Informationen vor. Zweitens wurden nicht öffentliche Informationen von Gasunie herangezogen. Dabei handelt es sich vor allem um Informationen über Netzwerkeigenschaften und Kostenschätzungen. Es wurden keine Faktenanalysen oder sonstige *Due-Diligence*-Prüfungen bezüglich dieser Informationen durchgeführt. Wir haben diese Informationen jedoch analysiert und wo möglich mit anderen, öffentlich zugänglichen Informationsquellen verglichen.

Ausführliche Zusammenfassung

HyWay 27

Im Rahmen von „HyWay 27“ wurde untersucht, ob und unter welchen Bedingungen Teile des bestehenden Erdgastransportnetzes für den Transport von Wasserstoff genutzt werden können.

Die Niederlande haben eine ehrgeizige Wasserstoff-Agenda zur Realisierung der gesetzten Klimaziele

- In verschiedenen Strategiepapieren hat die niederländische Regierung Ziele zur Förderung der Wasserstoffkette formuliert. In dem Dokument zur Position der niederländischen Regierung zum Thema Wasserstoff (Kabinettsvisie waterstof (2020)) heißt es, dass die Niederlande innerhalb Europas in Bezug auf Wasserstoff „eine Vorreiterrolle“ übernehmen wollen. Im niederländischen Klimaabkommen (2019) wurde das Ziel formuliert, die CO₂-freie Wasserstoffkette zu fördern und bis 2030 3-4 GW an installierter Elektrolysekapazität zu schaffen. Diese Ziele wurden formuliert, bevor die europäischen Ziele zur Reduzierung der CO₂-Emissionen von 40 % auf 55 % bis 2030 verschärft wurden.
- Es gibt verschiedene Gründe für diese Wasserstoff-Ambitionen. Langfristig ist grüner Wasserstoff unverzichtbar, um die Klimaziele zu erreichen. Kurzfristig ist blauer Wasserstoff eine kostengünstige Möglichkeit, die für 2030 gesetzten Ziele zu erreichen. Außerdem will die Regierung die Voraussetzungen für eine nachhaltigere Gestaltung der niederländischen Rohstoffindustrie schaffen. Grüner und blauer Wasserstoff spielen dabei eine wichtige Rolle. Schließlich sieht die Regierung angesichts der strategischen Lage der Niederlande und der guten Infrastruktur Chancen für die Niederlande, eine europäische Drehscheibe für klimaneutrale Energie und Rohstoffe zu werden. Auch andere europäische Regierungen haben ehrgeizige Wasserstoffpläne formuliert.

Dieser Bericht umfasst die Ergebnisse der angekündigten HyWay-27-Studie

- In diesem Zusammenhang hat die niederländische Regierung in dem Dokument zum Thema Wasserstoff (Kabinettsvisie waterstof) angekündigt, zu prüfen, ob das bestehende Erdgasnetz für den Transport von Wasserstoff genutzt werden kann. Konkret hat die Regierung angekündigt, dass sie zusammen mit den nationalen Netzbetreibern, der Hafengesellschaft Rotterdam (Havenbedrijf Rotterdam) und den Netzgesellschaften Gasunie und TenneT eine Studie durchführen wird, um zu prüfen, *ob und unter welchen Bedingungen ein Teil des Gasnetzes für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff genutzt werden kann*. Teil dieser Studie ist die Erfassung des potenziellen Bedarfs, des Angebots und der benötigten Speicherkapazität. Auch die Entwicklung des nordwesteuropäischen Wasserstoffmarktes wird berücksichtigt.
- Dieser Bericht beschreibt die Untersuchungsergebnisse der HyWay-27-Studie. Das niederländische Wirtschaftsministerium hat PwC/Strategy& mit der Leitung dieses Projekts beauftragt. Diesem Bericht liegen drei Hauptfragen zugrunde. Diese werden in der nebenstehenden Tabelle beschrieben.

Übersicht

Hauptfragen der Studie	Kapitel
1) Wird ein Transportnetz für Wasserstoff benötigt, und wenn ja, wann?	2) Die Rolle von Wasserstoff in einer klimaneutralen Wirtschaft 3) Die Zweckmäßigkeit eines Transportnetzes für Wasserstoff
2) Kann das bestehende Erdgasnetz für den Transport von Wasserstoff genutzt werden, und wenn ja, ist dies wünschenswert?	4) Umrüstung bestehender Erdgasnetze
3) Welche staatlichen Maßnahmen sind notwendig, um ein Transportnetz für Wasserstoff zu realisieren?	5) Politische Hindernisse 6) Fazit und Empfehlungen

In einer klimaneutralen Wirtschaft ist ein Wasserstofftransportnetz auf der Basis von Rohrleitungen notwendig, um Nutzer effizient mit Anbietern von CO₂-freiem Wasserstoff und Speichern zu verbinden.

Wasserstoff ist ein wesentlicher Baustein für eine klimaneutrale Wirtschaft

- **Unser Energie- und Rohstoffsystem muss in Zukunft klimaneutral gestaltet werden. Wie genau dieses System aussehen wird, ist ungewiss. Szenariostudien zur Gestaltung eines klimaneutralen Energie- und Rohstoffsystems, wie die integralen Infrastrukturstudien 2030-2050 (Infrastrukturverkenningen 2030-2050) („II3050“) zeigen, dass die Bedeutung von CO₂-freiem Wasserstoff zunehmen wird.**
- **Der Grund für diese wachsende Bedeutung liegt in dem Bedarf an einem CO₂-freien „Systemmolekül“. Unser Energie- und Ressourcensystem basiert auf Elektronen (derzeit ca. 20 %) und Molekülen (ca. 80 %).** In einer klimaneutralen Wirtschaft wird der Anteil Elektronen voraussichtlich zunehmen, aber auch Moleküle werden weiterhin benötigt (ca. 30-60 % des Gesamtbedarfs). Bei den Molekülen handelt es sich derzeit überwiegend um fossile Stoffe: Erdgas, Erdöl und Kohle. In einem klimaneutralen System müssen diese CO₂-frei (oder CO₂-arm) sein.
- Es gibt nicht so viele geeignete Anwärter für ein CO₂-freies „Systemmolekül“. Wasserstoff kann in großem Umfang synthetisch CO₂-frei aus erneuerbarem Strom (grüner Wasserstoff) oder aus fossilen Quellen hergestellt werden, wobei CO₂ weitgehend abgeschieden und gespeichert wird (blauer Wasserstoff). Neben CO₂-freiem Wasserstoff werden auch organische Alternativen wie Biomasse und Biogas benötigt.

Eine Zunahme von CO₂-freiem Wasserstoff erfordert neue Transportketten

- Die II3050-Studien beschreiben vier mögliche Perspektiven für eine klimaneutrale Wirtschaft. Der Wasserstoffverbrauch im Jahr 2050 in den Niederlanden liegt demnach zwischen ca. 200 und 900 PJ. Zum Vergleich: Dies entspricht 10-35 % des derzeitigen Gesamtenergieverbrauchs. Es gibt zwei Gründe, warum die Erschließung solcher Wasserstoffmengen neue Transportketten erfordert.
- Erstens müssen die Quellen für erneuerbaren Strom, wie Offshore-Windparks vor der niederländischen Küste oder Solar- und Windenergie in anderen Teilen der Welt, erschlossen und eine Vernetzung mit den Nutzern von Wasserstoff realisiert werden. Die Transportkette kann auf Molekülen basieren (dabei findet die Elektrolyse unmittelbar statt und Wasserstoff wird transportiert) oder auf Elektronen (dabei wird der erneuerbare Strom transportiert und erfolgt die Elektrolyse lokal).
- Zweitens müssen natürliche Speicherstätten erschlossen werden. Die Inlandsproduktion von grünem Wasserstoff ist saison- und witterungsabhängig. Um diese Schwankungen auszugleichen, werden Speicherkapazitäten benötigt. Derzeit scheinen vor allem Salzkavernen (in den nördlichen Niederlanden) für diesen Zweck geeignet zu sein. In Zukunft könnte die Speicherung ggf. auch in Offshore-Salzkavernen und leeren Gasfeldern erfolgen.

Rohrleitungen sind der effizienteste Weg, den Transportbedarf zu decken

- Theoretisch kann Wasserstoff auf mehrere Weisen transportiert werden. In komprimierter oder flüssiger Form kann Wasserstoff auf der Straße (effizient bei kurzen Entfernungen und kleinen Mengen), per Schiff (effizient bei großen Mengen über weite Entfernungen) und per Rohrleitung (bei großen Mengen über mittellange Entfernungen) transportiert werden. Ein Beispiel: Für den Transport von 0,5 PJ Wasserstoff pro Jahr werden ca. zehn LKWs pro Tag benötigt; ab ungefähr dieser Menge ist der Transport über Rohrleitungen kostengünstiger.
- Ein Wasserstofftransportnetz mit Rohrleitungen ermöglicht eine effiziente Standortwahl für die Elektrolyse. In vielen Fällen ist es günstiger, Wasserstoff in der Nähe der erneuerbaren Stromquelle zu produzieren und über eine Rohrleitung zum Endverbraucher zu transportieren, anstatt Elektronen zu transportieren und die Elektrolyse erst vor Ort beim Endverbraucher durchzuführen.
- Schließlich kann ein Wasserstofftransportnetz mit Rohrleitungen die Marktentwicklung positiv beeinflussen. Je mehr Produzenten und Verbraucher das Netzwerk verbindet, desto mehr Absatzmöglichkeiten (für Produzenten) und Wahlfreiheit (für Verbraucher) gibt es. Diese Dynamik fördert die Bildung eines liquiden (Commodity-)Marktes für Wasserstoff.

Zur Verwirklichung der Ziele für 2030 wird in den kommenden Jahren eine auf die Ermöglichung erster großer Wasserstoffprojekte ausgerichtete Transportkapazität benötigt. Dabei entsteht auch eine Transportnachfrage infolge des Speicherbedarfs

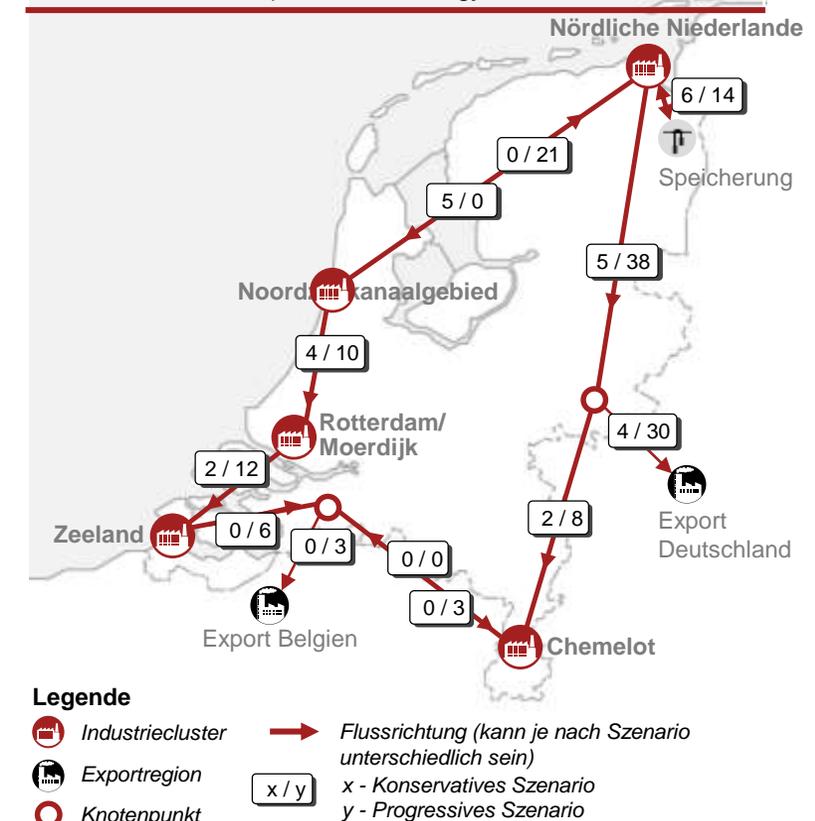
Um die Ziele für 2030 zu realisieren, müssen Anbieter und Abnehmer von Wasserstoff vernetzt werden

- Wichtige Wasserstoff-Ambitionen für 2030 sind die Realisierung von 3-4 GW installierter Elektrolysekapazität und die CO₂-Reduktion in der Industrie durch die Nutzung von blauem Wasserstoff. Um diese Ambitionen zu verwirklichen, werden Transportkapazitäten für Wasserstoff benötigt.
- Dabei geht es in erster Linie um die Transportkapazitäten *innerhalb* von Industrieclustern. Der produzierte Wasserstoff muss zu nahe gelegenen Verbrauchern transportiert werden. Die meisten Cluster verfügen noch nicht über ein geeignetes Wasserstoffnetz, das die potenziellen Abnehmer mit den Anbietern verbinden kann.
- Es kann auch notwendig oder wünschenswert sein, Transportkapazitäten *zwischen* Clustern bereitzustellen. Voraussichtlich findet die umfangreiche Produktion von grünem Wasserstoff vor allem an der Küste statt. Potenzielle Abnehmer von Wasserstoff in weiter von der Küste entfernt gelegenen Clustern wie Chemelot aber auch potenzielle Exportregionen wie Nordrhein-Westfalen, sind für den Transport des Wasserstoffs zwischen den Clustern auf ein Transportnetz angewiesen.
- Darüber hinaus entsteht ein Bedarf an Transport *zwischen* den Clustern, weil der Bedarf an Speicherkapazität und Flexibilität mit der installierten Elektrolysekapazität wächst. Die Salzkavernen in den nördlichen Niederlanden bieten wahrscheinlich eine kostengünstige Möglichkeit, den Bedarf an Flexibilität zu decken. Um die Salzkavernen zu erschließen, müssen die nördlichen Niederlande an Standorte angebunden werden, an denen es eine große Elektrolysekapazität bzw. eine Nachfrage nach Wasserstoff gibt.

Wo und wann Transportkapazitäten benötigt werden, hängt von den projektspezifischen Gegebenheiten des jeweiligen Großprojekts ab

- Die nebenstehende illustrative Analyse zeigt, inwieweit die Transportkapazität zwischen den Clustern bei Zugrundelegung der Wasserstoff-Ambitionen für 2030 ausgelastet würde. Die Abbildung zeigt zwei Szenarien: ein konservatives Szenario, in dem die Cluster weitgehend autark sind (1,5 GW des insgesamt 3,5 GW grünen Wasserstoffs am Netz) und ein progressives Szenario, das auf dem Szenario „Klimaabkommen 2030“ von II3050 basiert (6,5 GW grüner und blauer Wasserstoff am Netz). Die Verteilung des Bedarfs über die Standorte basiert auf der erwarteten Nutzung in den Industrieclustern im Jahr 2030.
- Die Darstellung zeigt, dass die Umsetzung der 2030-Ziele zu einer Nachfrage nach dem Transport von Wasserstoff zwischen den Clustern führen wird. Das durchschnittliche Transportvolumen je Trasse beträgt im konservativen Szenario 4 PJ und 15 PJ im progressiven Szenario. Dies entspricht zwischen 70 und 290 LKWs mit Wasserstoff pro Tag. Die Ströme werden einerseits durch das regionale Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage (ca. 60–75 %) und andererseits durch den Bedarf an Speicherkapazität (ca. 25–40 %) bedingt.
- Die Analyse impliziert nicht, dass alle dargestellten Verbindungen in den kommenden Jahren notwendig oder gesellschaftlich erwünscht sind. Um die Ziele zu verwirklichen, müssen in den kommenden Jahren vor allem große Wasserstoffprojekte, deren genaue Details noch nicht bekannt sind, ermöglicht werden.

Illustrative Analyse der Transportströme im Jahr 2030 basierend auf den Wasserstoff-Ambitionen der niederländischen Regierung (kumulativ (auf Stundenbasis) Jahresvolumen in PJ). Quelle: Strategy&



Das bestehende Erdgastransportnetz kann die zukünftig zu erwartenden überregionalen Wasserstoffströme aufnehmen: Wichtige Trassen können für den Wasserstofftransport verfügbar und technisch nutzbar gemacht werden

Teile des bestehenden Erdgastransportnetzes können für den Wasserstofftransport zur Verfügung gestellt werden

- Das Volumen des in den Niederlanden transportierten Erdgases wird bis zum Jahr 2030 im Vergleich zur heutigen Situation um ca. 40 % sinken, u. a. aufgrund der rückläufigen Exporte durch die Einstellung der Gasförderung in Groningen. Aufgrund der sinkenden Transportnachfrage und der Tatsache, dass das Haupttransportnetz für Erdgas in den Niederlanden in der Regel aus mehreren parallel verlaufenden Rohrleitungen besteht, kann Gasunie die bestehenden Erdgastransportströme so umgestalten, dass bestimmte Rohrleitungen für eine alternative Nutzung frei werden.
- Bisherige Studien haben gezeigt, dass die derzeit für den Transport von Erdgas verwendeten Rohrleitungen grundsätzlich auch sicher für den Transport von Wasserstoff wiederverwendet werden können. Dies erfordert jedoch eine Anpassung der Transportleitungen und Verfahren. Die wichtigsten davon sind:
 - Austausch der Absperrereinrichtungen;
 - Gründliche Reinigung der Leitungen (je nach gewünschter Reinheit);
 - Austausch oder Justierung von Messgeräten;
 - Anpassung betrieblicher Verfahren, wie z. B. zur Vermeidung von Druckwechseln;
 - Anpassung von Verwaltungs- und Wartungsverfahren.

Viele Verbraucher können problemlos angeschlossen werden und es kann eine große Kapazität realisiert werden

- Die Abbildung rechts zeigt, wie ein Wasserstofftransportnetz aufgrund bestehender Erdgasleitungen aussehen könnte. In diesem Beispiel wurde ein nationaler Transportleitungsring vorgesehen, durch den niederländische und ausländische Industriecenter sowie Wasserstoffproduzenten und Speicherbetreiber in einem Netzwerk miteinander verbunden sind. Ein solches Transportnetz kann im Grunde schon 2030 realisiert werden. Um die Verbraucher an das Transportnetz anschließen zu können, müssen einige neue Trassen angelegt werden (in der Karte schwarz eingezeichnet).
- Die Leitungen, die verfügbar gemacht und wiederverwendet werden können, haben einen Durchmesser von 36 Zoll oder mehr. 36-Zoll-Rohrleitungen bieten, je nach Druckniveau, eine theoretische Kapazität von 10-15 GW. In den meisten Szenarien reicht dies aus, um bis 2040 ausreichend Kapazität bereitzustellen. Nach 2030 können auch parallel verlaufende Erdgasleitungen und andere bestehende Erdgasleitungen verfügbar gemacht werden. Aufgrund seiner großen Kapazität kann das Transportnetz auch als Grundlage für die Anbindung regionaler Erdgastransport- und -verteilernetze dienen, die für Wasserstoff umgerüstet werden. Auf diese Weise können auch andere Unternehmen, z. B. in Cluster 6, und Sektoren wie beispielsweise die Mobilitätsbranche und Baubestand erreicht werden.

Grundzüge eines möglichen Wasserstofftransportnetzes im Jahr 2030 *Quelle: Gasunie, Strategy&*



Die Wiederverwendung von Erdgasnetzen ist kostengünstiger als der Bau neuer Transportleitungen für den Wasserstofftransport. Ein Transportnetz, in dem alle Industriecluster mit Produzenten und Speicherstätten verbunden sind, erfordert eine Investition von ca. 1,5 Mrd. €.

Die Wiederverwendung bestehender Erdgasleitungen ist viermal günstiger als neue Wasserstoffleitungen

- In der nebenstehenden Abbildung werden die Investitionen für die Umrüstung und Wiederverwendung der bestehenden Erdgasnetze mit einem vollständigen Neubau einer Transportleitung mit gleicher Länge (ca. 1200 km) und gleichem Durchmesser (36 Zoll) verglichen. Daraus geht hervor, dass die Investition für die Wiederverwendung um einen Faktor 4 niedriger ist als im Falle eines Neubaus. Dieser Faktor entspricht internationalen Benchmarks, die davon ausgehen, dass die Wiederverwendung etwa 10-35 % des Neuwerts einer Transportleitung beträgt.
- Von der Gesamtinvestition für die Wiederverwendung entfallen ca. 45 % auf die eigentlichen Umrüstkosten. Die meisten Kosten fallen für die Reinigung und Vorbereitung der Leitungen an. Gasunie schätzt diese auf etwa 10 % der Neubaukosten. Dieser Prozentsatz wird zum Teil durch die gewünschte Reinheit des Wasserstoffs bedingt. Der andere große Kostenpunkt ist der Austausch der Absperrreinrichtungen.
- Ungefähr 55 % der Investitionen für die Wiederverwendung beziehen sich auf den Erwerb bestehender Vermögenswerte. Der Großteil der zu nutzenden Erdgasnetze befindet sich im Eigentum des Netzbetreibers GTS. Die Vergütung für diese Vermögenswerte basiert auf dem durchschnittlichen von der niederländischen Verbraucherschutzbehörde (Autoriteit Consument & Markt, ACM) ermittelten, regulierten Anlagenwert je Kilometer (ca. 0,46 Mio. pro Kilometer) des gesamten Erdgastransportnetzes.

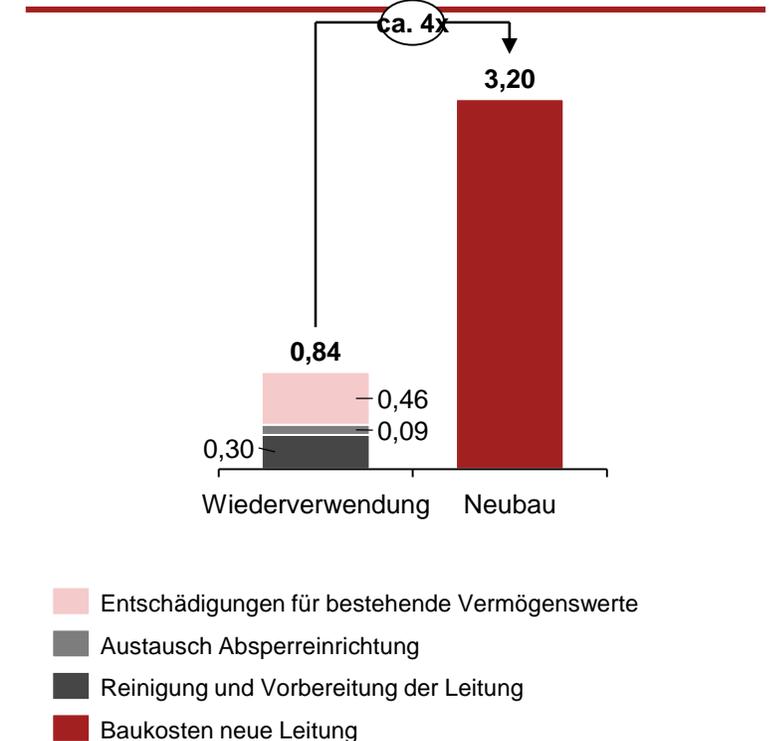
Ein nationales Wasserstofftransportnetz erfordert Investitionen in Höhe von ca. 1,5 Mrd. €

- Auf der vorigen Seite wurde ein nationales Wasserstofftransportnetz beschrieben, das größtenteils auf bestehenden Erdgasleitungen basiert. Laut Gasunie ist eine Investition von etwa 1,5 Mrd. € erforderlich, um ein nationales Transportnetz zu realisieren. Die Investition besteht aus ca. 850 Mio. € für die Übernahme und Umrüstung bestehender Erdgasleitungen und 650 Mio. € für den Bau neuer Leitungen. Aufgrund der Tatsache, dass der Bau neuer Leitungen kostspieliger ist, betreffen diese ca. 40 % der Kosten jedoch lediglich ca. 15 % der Länge des Transportnetzes.
- Gasunie schätzt die jährlichen Betriebskosten auf 1 % des Investitionswerts. Dies entspricht den von ACM geschätzten Betriebskosten für GTS. Laut Gasunie unterscheiden sich die Betriebskosten für den Wasserstofftransport unter Verwendung einer wiederverwendeten Erdgasleitung nicht oder nur geringfügig von denen bei Verwendung einer komplett neuen Wasserstoffleitung.
- Die Entwicklungszeit einer Trasse beträgt ca. drei Jahre von der Financial Investment Decision (FID) bis zur Inbetriebnahme. Angesichts der potenziellen Freigabe bestehender Trassen ist Gasunie der Ansicht, dass bis 2030 ein nationales Wasserstofftransportnetz realisiert werden könnte, wenn rechtzeitig Entscheidungen getroffen werden.

Vergleich der erforderlichen Investitionen je Kilometer bei Wiederverwendung oder Neubau einer Transportleitung

(Mio. € pro Kilometer).

Quelle: Strategy&, auf der Grundlage von Gasunie-Kennzahlen



Die Wiederverwendung von Transportnetzen erfordert staatliche Maßnahmen, da die Investitionen durch hohe Rentabilitätsrisiken gekennzeichnet sind und eng mit der Entwicklung der gesamten Wasserstoffkette verbunden sind

Die Realisierung des Transportnetzes steht in einem engen Zusammenhang mit einer Maßnahme bezüglich der Wasserstoffkette

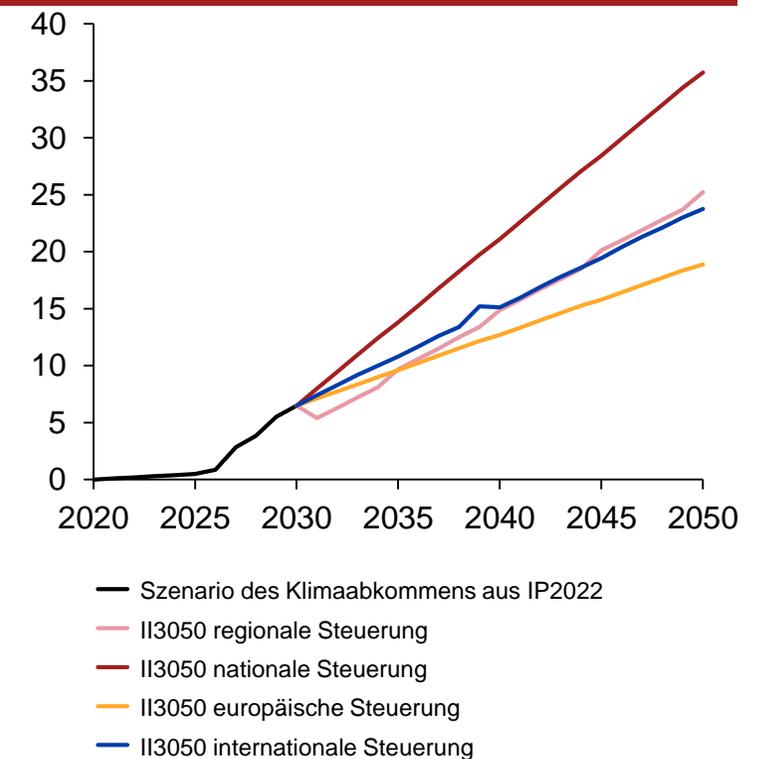
- Investitionen in die (schrittweise Umrüstung der) Transportnetze werden ohne staatliche Maßnahmen nicht oder nur in geringem Umfang getätigt. Ein erster Grund dafür ist, dass es derzeit einfach keinen Bedarf für den Wasserstofftransport gibt: Die gesamte Kette für grünen und blauen Wasserstoff ist noch nicht rentabel. Grüner Wasserstoff ist derzeit drei- bis zehnmal teurer als grauer Wasserstoff.
- Im Klimaabkommen wurde vereinbart, dass die Niederlande eine Vorreiterrolle auf dem Gebiet des Wasserstoffs einnehmen sollten, unter anderem durch den Ausbau der Elektrolysekapazität auf 3-4 GW. Das schafft einen Transportbedarf. Es steht fest, dass zur Realisierung der Zielsetzungen unter Berücksichtigung von Marktfaktoren und Fördermaßnahmen eine finanzielle Unterstützung in Milliardenhöhe (in der Größenordnung von mindestens 5 bis 10 Milliarden € kumuliert über zwanzig Jahre) erforderlich sein wird.
- Dem Transport kommt in der Kette eine besondere Bedeutung zu. Einerseits wird Transportkapazität *benötigt*, um Produzenten und Verbraucher miteinander zu verbinden. Andererseits reicht die Transportkapazität allein *nicht aus*, um die Kette anzukurbeln. Die Transportnetze sollten daher knapp vor dem Markt, aber in enger Verbindung mit der Kette realisiert werden, um Überkapazitäten zu vermeiden.

Übernahme eines Teils der Rentabilitätsrisiken, um Investitionen in die Wiederverwendung zu ermöglichen

- Selbst wenn die Realisierung und/oder die Nutzung finanziell gefördert werden, gibt es wenig Anreize, frühzeitig in Transportnetze zu investieren. Investoren im Transportwesen sehen sich mit einer langen und unsicheren Zeitspanne bis zur vollständigen Rentabilität konfrontiert. Das liegt daran, dass sich der Transport und die Nutzung des Transportnetzes nicht im gleichen Tempo entwickeln. Um die Wiederverwendung des Erdgasnetzes zu ermöglichen, empfehlen wir der Regierung, einen Teil der Risiken zu übernehmen oder zu kompensieren.
- Die Abbildung rechts zeigt die voraussichtliche Entwicklung des CO₂-freien Wasserstoffvolumens aufgrund der verschiedenen I13050-Szenarien. Der Transportbedarf entsteht über einen Zeitraum von Jahren/Jahrzehnten, da CO₂-freie Wasserstoffanwendungen erst rentabel werden müssen. Das Transportnetz sollte jedoch schon jetzt so ausgelegt werden, dass es den langfristigen Transportbedarf decken kann. Eine Leitung mit einer großen Kapazität ist wesentlich kostengünstiger als mehrere Leitungen mit einer kleineren Kapazität. Außerdem wird die Dimensionierung bei der Umrüstung des Erdgasnetzes bereits durch den Durchmesser der Bestandsleitungen vorgegeben. Das Rentabilitätsproblem zeigt sich, wenn man bedenkt, dass in den meisten Szenarien eine bestehende Erdgasleitung mit einem durchschnittlichen Durchmesser ausreichen wird, um den Transportbedarf bis mindestens 2040 zu decken.

Prognosen für die Entwicklung der Kapazität für CO₂-freien und -armen Wasserstoff in den Niederlanden (GW Anzahl im Jahr).

Quelle: I13050



Wir empfehlen, die Grundsatzentscheidung zu treffen, einen Teil der bestehenden Erdgasnetze für den Transport von Wasserstoff zu nutzen. Um die Ziele für 2030 realisieren zu können, muss der Entscheidungsprozess jetzt eingeleitet werden.

Empfehlung	Erläuterung
<p>1 Treffen einer grundsätzlichen Entscheidung</p>	<ul style="list-style-type: none"> In einer klimaneutralen Wirtschaft ist CO₂-freier Wasserstoff ein wesentlicher Baustein. CO₂-freier Wasserstoff erfordert neue Transportketten. In diesem Bericht wird dargelegt, dass die Wiederverwendung der bestehenden Erdgastransportnetze eine kosteneffiziente Möglichkeit bietet für den Transport künftiger Wasserstoffströme. Eine wichtige Grundlage für diesen Bericht ist der Wunsch, die im Klimaabkommen und im Dokument zur Position der niederländischen Regierung zum Thema Wasserstoff (Kabinettsvisie waterstof) festgelegten Ambitionen für 2030 zu realisieren. Auf der Grundlage dieser Ambitionen wird ein Teil des Transportbedarfs bereits in den kommenden Jahren entstehen. Daher müssen zeitnah eine Reihe von Entscheidungen getroffen werden. Wir empfehlen, die Grundsatzentscheidung zu treffen, einen Teil der bestehenden Erdgasnetze für den Transport von Wasserstoff zu nutzen und die weitere Entscheidungsfindung über die genauen Details (wo, wann) und die Umsetzung (wer, wie) einzuleiten.
<p>2 Festlegen, wo und wann der Rollout des Netzwerks erfolgt („was“)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Die nächste Frage lautet, wo und wann das Transportnetz realisiert werden soll. Wir empfehlen, hierfür einen Umsetzungsplan zu erstellen. Der Umsetzungsplan sollte möglichst durch eine gesellschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse gestützt werden und auf objektiven Prinzipien beruhen, die dazu beitragen, Marktverzerrungen zu verhindern. Auf der Grundlage der Wasserstoff-Ambitionen für 2030 sollte ein Umsetzungsplan vor allem die angestrebten Grundzüge des Transportnetzes im Jahr 2030 und die Maßnahmen beschreiben, die in den kommenden Jahren zur Realisierung erforderlich sind. Dabei sollte sowohl Transparenz für potenzielle Verbraucher als auch der schrittweise Ausbau des Netzes berücksichtigt werden, um fortschreitenden Marktentwicklungen Rechnung tragen zu können.

Empfehlung	Erläuterung
<p>3 Bestimmung der gewünschten Marktordnung für den Transport („wer“)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Mit dem Wachstum des Wasserstoffmarktes wird sich das Transportnetz voraussichtlich zu einer Infrastruktur entwickeln, die eine Regulierung des Zugangs und der Preisgestaltung erfordert. Es bedarf einer Perspektive für die Marktordnung, um kurzfristig festzulegen, wer für die Umrüstung der Erdgasnetze und letztlich für die Verwaltung des Wasserstofftransportnetzes verantwortlich sein wird. Diese Perspektive umfasst eine eventuelle Zugangs- und/oder Tarifregulierung sowie das Eigentumsrecht an den Verkehrsnetzen (öffentlich/privat).
<p>4 Einen Plan erstellen als Impuls für die gesamte Kette („wie und wie viel“)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Die Ambition, bis 2030 eine installierte Elektrolysekapazität von 3-4 GW zu realisieren, erfordert staatliche Maßnahmen. Neben einer Förderpolitik hinsichtlich der Preisgestaltung und Standardisierung muss die finanzielle Unterstützung von grünen Wasserstoffprojekten dabei im Vordergrund stehen. Allerdings sind zu diesem Zweck derzeit keine finanziellen Mittel vorgesehen. Dies betrifft auch das Transportnetz, da Investitionen in ein Transportnetz (gesellschaftlich) unrentabel sind, wenn es nur wenige Abnehmer und Anbieter von Wasserstoff gibt. Wir empfehlen der Regierung, Klarheit über die verfügbaren finanziellen Mittel zu schaffen, um die Entwicklung der Kette voranzutreiben. Darüber hinaus wird ein Plan benötigt, der beschreibt, welche Finanzinstrumente am besten zur Verteilung dieser finanziellen Mittel eingesetzt werden können. Wir empfehlen, eine ganzheitliche Perspektive auf die Kette einzunehmen, um zu bestimmen, welcher Teil der Kette gefördert werden soll (Wasserstoffproduktion, -nutzung, -transport oder Kombinationen davon) und welche Instrumente am besten für zeitgerechte Investitionen und die effiziente Verwendung von öffentlichen Geldern geeignet wäre.

Inhaltsverzeichnis

1	Erläuterung der Hauptfragen und des Ansatzes dieser Studie	S. 13
2	Die Rolle von Wasserstoff in einer klimaneutralen Wirtschaft	S. 20
2,1	Die Rolle CO ₂ -freier Moleküle	S. 21
2,2	Die Entwicklung der Nachfrage nach Wasserstoff	S. 28
3	Die Zweckmäßigkeit eines Transportnetzes für Wasserstoff	S. 34
3,1	Der Transportbedarf für Wasserstoff	S. 35
3,2	Die Zweckmäßigkeit von Rohrleitungen als Transportmittel	S. 42
3,3	Der Transportbedarf bis 2030	S. 47
4	Umrüstung bestehender Erdgasnetze	S. 55
4,1	Die Verfügbarkeit des bestehenden Erdgastransportnetzes	S. 56
4,2	Technische Anpassungen für den Transport durch Bestandsleitungen	S. 62
4,3	Erforderliche Investitionen für die Umrüstung des bestehenden Erdgastransportnetzes	S. 71
4,4	Möglicher Zeitplan für den Aufbau eines nationalen Wasserstofftransportnetzes	S. 77
4,5	Technische Möglichkeiten der Untergrundspeicherung von Wasserstoff	S. 82
5	Politische Hindernisse	S. 86
6	Fazit und Empfehlungen	S. 93
A	Anhänge	S. 100
A-1	Quellenverzeichnis	S. 101
A-2	Modellparameter für ein eventuelles Wasserstoffnetz 2030	S. 105
A-3	Geschätzte Kapazität einer Transportleitung	S. 106
A-4	Nähere Erläuterung der angewandten Annahme hinsichtlich der Reinheit	S. 107
A-5	Unrentable Spitzenmarge Transport	S. 108



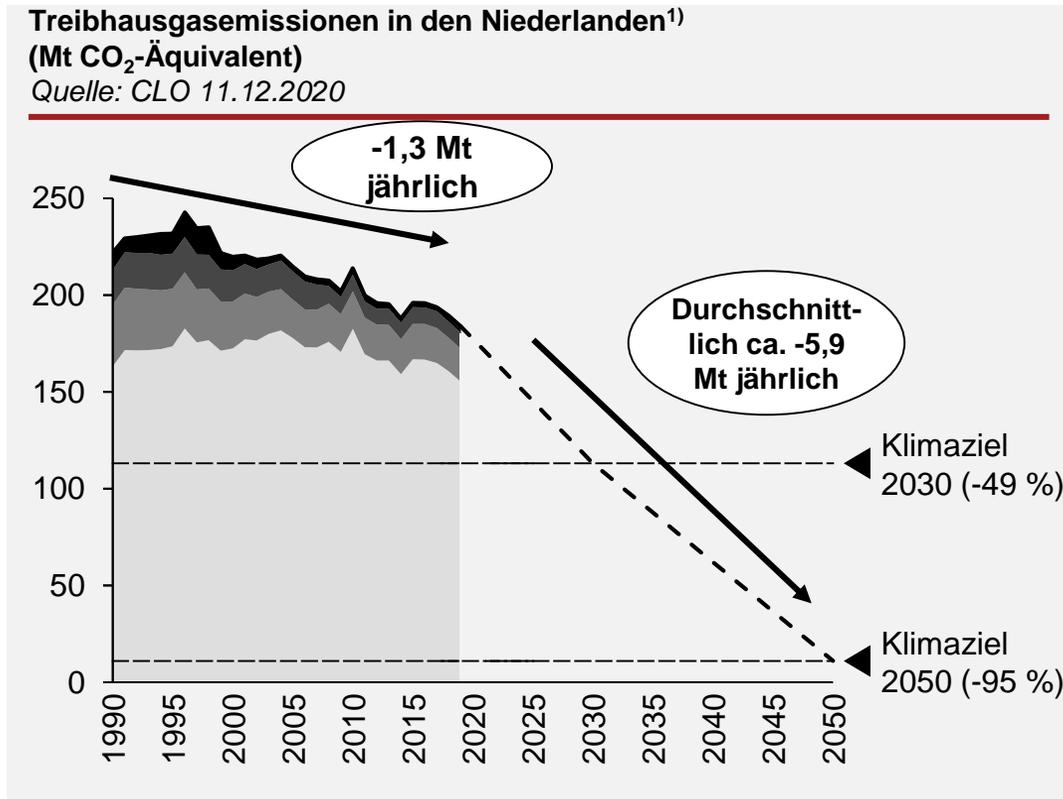
1

Erläuterung der Hauptfragen und des Ansatzes dieser Studie

HyWay 27

Klimaneutraler Wasserstoff leistet voraussichtlich einen wesentlichen Beitrag zu den CO₂-Reduktionszielen

Eine klimaneutrale Wirtschaft im Jahr 2050 erfordert einen schnellen und radikalen Wandel



CO₂
 N₂O
 Klimaziel
 Methan
 F-Gase
 Mt Jährliche absolute Reduktion

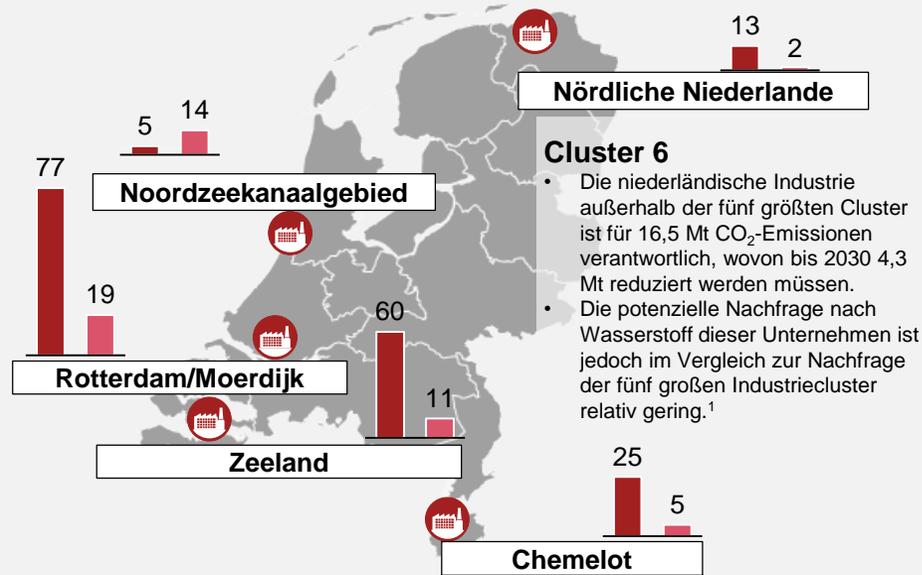
- Europa und die Niederlande haben sich zu einer klimaneutralen Wirtschaft im Jahr 2050 verpflichtet. Klimaneutral bedeutet, dass es keinen Nettoausstoß von CO₂ gibt. Die Emission von CO₂ ist also nicht ausgeschlossen, muss aber kompensiert werden, z. B. durch die Entziehung von CO₂ aus der Atmosphäre durch natürliche oder technische Mittel.
- Die europäischen und niederländischen Ziele folgen den Vereinbarungen des Pariser Abkommens. Klimaneutralität bis Mitte des 21. Jahrhunderts ist notwendig, um die globale Erwärmung im Rahmen der vereinbarten Grenzen zu halten. Um im Jahr 2050 Klimaneutralität zu erreichen, muss ein erster Schritt im Jahr 2030 getan werden. Die Europäische Kommission hatte als Ziel eine 40 %ige Reduktion bis 2030 festgelegt²⁾. Eine Bewertung der Energie- und Klimapläne durch die EK³⁾ hat jedoch gezeigt, dass ein ausgewogener, realistischer und umsichtiger Weg zur Klimaneutralität im Jahr 2050 ein Emissionsreduktionsziel von mindestens 55 % bis 2030 erfordert. Die EK hat daher ihr Ziel verschärft. Wie sich die Reduktion auf die Mitgliedsstaaten verteilt, ist noch nicht bekannt, aber es steht fest, dass die Niederlande ihre Anstrengungen in Bezug auf die Reduktion erhöhen müssen.
- Die Reduzierung der CO₂-Emissionen erfordert eine Umstellung von fossilen auf nachhaltige Energiequellen und damit eine grundlegende Veränderung des Energie- und Rohstoffsystems. Dies hat große Auswirkungen auf unsere Wirtschaftsstrukturen. Klimaneutraler Wasserstoff spielt eine wichtige Rolle bei der Realisierung einer klimaneutralen Wirtschaft, da CO₂-freie „Systemmoleküle“ im Energie- und Ressourcensystem benötigt werden (niederländisches Ministerium für Wirtschaft und Klima, 30. März 2020; CIEP, 2019; Berenschot, 2018). Wasserstoff ist ein CO₂-freier Kraftstoff mit skalierbarer Produktion. Von einem Wasserstoffsystem wird erwartet, dass es eine Reihe wesentlicher Funktionen in einer CO₂-freien Energie- und Ressourcenwirtschaft übernimmt (RLI, 2021; Klimaabkommen, 2019).

1) Historisch bis 2019, dann Projektion basierend auf den Zielen des niederländischen Klimagesetzes (Klimaatwet) 2019. Erweiterungen aus der Green-Deal-Vereinbarung sind noch nicht berücksichtigt. 2) Dies führte zu einem Reduktionsziel von 49 % für die Niederlande. Dies ist in das niederländische Klimagesetz eingeflossen. 3) Siehe Europäische Kommission (2020b). 4) Ministerium für Wirtschaft und Klima der Niederlande (30. März 2020). Kabinetvisie waterstof (Dokument zur Position der niederländischen Regierung zum Thema Wasserstoff); Clingendael International Energy Programme (2019); Berenschot (2018).

Die Regierung will die Voraussetzungen für eine nachhaltigere Gestaltung der niederländischen Rohstoffindustrie schaffen

Für eine nachhaltigere Gestaltung der Industrie wird CO₂-freier oder -armer Wasserstoff benötigt

Der aktuelle niederländische Wasserstoffbedarf und die CO₂-Emissionen nach Standort (PJ pro Jahr), Quelle: TNO (2020d), VNCI (2020)



■ Wasserstoffbedarf in PJ
 ■ CO₂-Emissionen¹ in Mt

- Die Regierung will eine aktive Rolle bei der nachhaltigen Gestaltung der Industrie übernehmen. Die Regierung betrachtet die Industrie als einen bedeutenden wirtschaftlichen Pfeiler für die Niederlande. Die Rohstoffindustrie steuert 17 Milliarden € zum BIP bei und bietet 120.000 Arbeitsplätze. Ziel der Niederlande ist es, der wichtigste (europäische) Standort für eine nachhaltige (Rohstoff-)Industrie zu werden (niederländisches Ministerium für Wirtschaft und Klima, 15. Mai 2020).
- Um die Klimaziele zu erreichen, muss die niederländische Industrie nachhaltiger werden. Im niederländischen Klimaabkommen (Klimaatakkkoord) wurde vereinbart, dass die Rohstoffindustrie ihre CO₂-Emissionen bis 2030 um 14,3 Mt im Vergleich zu 2015 reduzieren muss. Bis 2050 soll die Rohstoffindustrie, wie die gesamte Wirtschaft, klimaneutral sein (Klimaatakkkoord, 2019).
- Um die Industrie nachhaltiger zu gestalten, gibt es verschiedene technologische Möglichkeiten. Neben Energieeinsparungen können auch nachhaltige Stromerzeugung, blauer und grüner Wasserstoff sowie grundlegend andere Produktionsverfahren wie Biokunststoffe dazu beitragen (niederländisches Ministerium für Wirtschaft und Klima, 15. Mai 2020).
- Die Regierung sieht die Entwicklung von blauem und grünem Wasserstoff als eine wichtige Priorität, um die Industrie nachhaltiger zu gestalten (niederländisches Ministerium für Wirtschaft und Klima, 30. März 2020; niederländisches Ministerium für Wirtschaft und Klima, 16. Oktober 2020). Derzeit nutzt die niederländische Industrie bereits 180 PJ Wasserstoff. Dabei handelt es sich um 100 PJ produzierten grauen Wasserstoff; 80 PJ fallen als Nebenprodukt bei anderen Prozessen an. Die Produktion von 100 PJ grauem Wasserstoff entspricht einer Emission von ca. 7,5 Mt. Die Nachhaltigkeit aller „grauen“ SMR-Anlagen in den Niederlanden könnte theoretisch ca. 7,5 Mt zur geforderten CO₂-Reduktion von 21 Mt im Jahr 2030² beitragen. Außerdem wird die Nutzung von Wasserstoff in der Industrie voraussichtlich zunehmen, weil Wasserstoff für neue nachhaltige chemische Prozesse und als CO₂-freier Energieträger für die Prozessindustrie von Bedeutung sein wird (Klimaatakkkoord, 2019).

1) Quelle: VNCI (2020). 2) Basierend auf dem Emissionsfaktor von 9 kg CO₂/kg H₂. Der untere Heizwert beträgt 100 PJ und der entsprechende Energiegehalt von Wasserstoff beträgt 120 MJ/kg. Daraus ergeben sich 75 g/MJ oder 75 kt/PJ. Bei 100 PJ ergibt dies 7,5 Mt.

Schließlich sieht die Regierung Chancen, eine europäische Drehscheibe für klimaneutrale Energie und Rohstoffe zu werden

Die Entwicklung der Wasserstoffkette ist eine Chance für die niederländische Wirtschaft

Darstellung eines möglichen europäischen Wasserstoff-Backbones im Jahr 2040

Quelle: Guidehouse (2020)



- Die Regierung sieht Chancen für die Niederlande, eine europäische Drehscheibe für CO₂-freie Energie und Rohstoffe zu werden. Tatsächlich haben die Niederlande eine strategisch günstige Lage aufgrund der Verfügbarkeit (niederländisches Ministerium für Wirtschaft und Klima, 30. März 2020; niederländisches Ministerium für Wirtschaft und Klima, 15. Mai 2020; Klimaataakkoord, 2019):
 - **von Häfen:** Günstige Lage für Handel und Transport von Wasserstoff durch die vorhandenen Häfen.
 - **von grünem Strom aus der Nordsee:** Möglichkeiten zur groß angelegten Erzeugung von grünem Strom aus Offshore-Windenergie.
 - **von Speicherkapazität:** Verfügbarkeit von Salzkavernen und leeren Gasfeldern zur Speicherung von Wasserstoff (und CO₂).
 - **eines Gasnetzes:** Verfügbarkeit eines ausgedehnten Rohrleitungsnetzes mit guter Anbindung ans benachbarte Ausland, geeignet für die Umrüstung auf ein Wasserstofftransportnetz.
- Es bietet Vorteile für die Niederlande, zur Drehscheibe in einer zukünftigen Wasserstoffkette zu werden, wobei zu erwarten ist, dass Wasserstoff zu einem weltweit gehandelten Rohstoff mit hoher Nachfrage in Nordwesteuropa werden könnte. Die Drehscheibenfunktion verbessert das Geschäftsklima für energieintensive Unternehmen, denn eine kostengünstige, zuverlässige und nachhaltige Energieversorgung ist ein wichtiger Standortfaktor für energieintensive Unternehmen. Die Industrie betont im Bericht der Taskforce Infrastruktur/Klimaabkommen/Industrie (TIKI) die Bedeutung eines Wasserstoff-Backbones zur Entwicklung und Skalierung der grünen Wasserstoffproduktion (DNV GL, 15. April 2020).

In diesem Zusammenhang wurden Wasserstoff-Ambitionen im niederländischen Klimaabkommen (Klimaataakkoord) und im Dokument zur Position der niederländischen Regierung zum Thema Wasserstoff (Waterstofvisie ambities voor waterstof) formuliert

Wasserstoffprogramm zur Realisierung von 3-4 GW Elektrolysekapazität bis 2030 angekündigt

Kernpunkte des Klimaabkommens und Dokuments zur Position der niederländischen Regierung zum Thema Wasserstoff

Quelle: Klimaabkommen (28.06.2019); Dokument zur Position der niederländischen Regierung zum Thema Wasserstoff (30.03.2020)



Im niederländischen Klimaabkommen (Klimaataakkoord) angekündigtes Wasserstoffprogramm

- Wasserstoffprogramm zur Realisierung von 3-4 GW installierter Elektrolysekapazität bis 2030.
- Voraussichtliche Kostenreduzierung der Investitionsausgaben (Capex) der Elektrolyse in Höhe von 65 % in 2030 durch Hochskalierung. Bei 3-4 GW im Jahr 2030 führt dies nach Angaben der Wasserstoffkoalition (Waterstofcoalitie 2018) zu einer Reduzierung der Investitionsausgaben (Capex) von ca. 100 Mio. € pro 100 MW im Jahr 2019 auf 35 Mio. € pro 100 MW.
- Die Kapazität, der Einsatz und die Standorte von Elektrolyseanlagen müssen einen Beitrag zur Integration von nachhaltigem Strom in das Energiesystem leisten. Es muss eine Kopplung zwischen dem Ausbau der Elektrolysekapazität und dem weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie erfolgen.



Im Dokument zur Position der niederländischen Regierung zum Thema Wasserstoff angekündigte politische Agenda, in Übereinstimmung mit den im Klimaabkommen getroffenen Vereinbarungen

- Die Regierung möchte in Europa eine Vorreiterrolle in Bezug auf Wasserstoff übernehmen.
- Die Regierung ist federführend bei der Initiierung einer nachhaltigen Wasserstoffkette:
 - Öffentliche Rolle - zumindest in der Anfangs- und Entwicklungsphase - bei der Entwicklung des Wasserstoffnetzes.
 - Aktuelle und neue Finanzierungsinstrumente für Forschung, Hochskalierung und Einführung von CO₂-freiem Wasserstoff zur Realisierung von 3-4 GW installierter Leistung. Eventuell Kopplung des Ausbaus von Offshore-Windenergie und Wasserstoff sowie einer Beimischungsvorgabe.

- In dem Dokument zur Position der niederländischen Regierung zum Thema Wasserstoff vom 30. März 2020 heißt es, dass die Niederlande innerhalb Europas in Bezug auf Wasserstoff eine Vorreiterrolle übernehmen wollen. Im Klimaabkommen vom 28. Juni 2019 wird Wasserstoff eine wichtige Rolle beigemessen, unter anderem mit dem Ziel, bis 2030 3-4 GW installierte Elektrolysekapazität zu realisieren. In der nebenstehenden Tabelle werden die Kernpunkte des Klimaabkommens und des Dokuments zur Position der niederländischen Regierung zum Thema Wasserstoff zusammengefasst.
- Die Ziele in Bezug auf Wasserstoff wurden noch vor der Verschärfung der europäischen Treibhausgasreduktionsziele für 2030 festgelegt. Für die Niederlande sind höhere Reduktionen erforderlich; was Auswirkungen auf die zuvor festgelegten Wasserstoffziele haben kann.
- Die Regierung betont ferner die Bedeutung von Wasserstoff auch in ihrer Position zur nachhaltigen Gestaltung der Rohstoffindustrie (kabinetsvisie op de verduurzaming van de basisindustrie) vom 15. Mai 2020 und in der Antwort der Regierung auf die Empfehlungen der Arbeitsgruppe Infrastruktur Klimaabkommen Industrie (Taskforce Infrastructuur Klimaataakkoord Industrie) vom 16. Oktober 2020.

Im Rahmen der HyWay-27-Studie wurde untersucht, ob und unter welchen Bedingungen das Erdgasnetz für den Transport von Wasserstoff genutzt werden kann.

Die Studie, deren Ergebnisse dieser Bericht beschreibt, wurde im Dokument zur Position der niederländischen Regierung zum Thema Wasserstoff angekündigt

Zitat zur Ankündigung der Studie im Dokument zur Position der niederländischen Regierung zum Thema Wasserstoff

Quelle: Dokument zur Position der niederländischen Regierung zum Thema Wasserstoff (Kabinetsvisie Waterstof) (30.03.2020)



- „Die Wasserstoffkette wird sich voraussichtlich zu einem Netzsektor entwickeln, so wie es bei Strom und Erdgas der Fall ist. Ein Netzwerk für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff wird die Eigenschaften eines natürlichen Monopols haben. Dabei kann ein Teil des bestehenden Gasnetzes für den Transport von Wasserstoff genutzt werden. Wie in der langfristigen Wachstumsstrategie für die Niederlande (Groeistrategie voor Nederland op de lange termijn) dargelegt, beabsichtigt die Regierung, eine wesentliche Funktion bei der Entwicklung der Infrastruktur für Wasserstoff zu übernehmen. Die Regierung prüft gemeinsam mit den nationalen Netzbetreibern und den Netzgesellschaften Gasunie und TenneT, ob und unter welchen Bedingungen ein Teil des Gasnetzes für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff genutzt werden kann. Die regionalen Netzbetreiber und Netzgesellschaften werden in diesen Prozess eingebunden.
- Im Rahmen der Entwicklung der Infrastruktur wird auch die Entwicklung des nordwesteuropäischen Wasserstoffmarktes berücksichtigt. Dies ist von Bedeutung im Hinblick auf eine mögliche Drehscheibenfunktion der Niederlande für Lieferungen in Nachbarländer. Der Vernetzung mit und innerhalb Deutschlands wird dabei besondere Aufmerksamkeit geschenkt. Teil dieser Studie ist die Erfassung des potenziellen Bedarfs, des Angebots und der benötigten Speicherkapazität. In diesem Zusammenhang wird die Hafengesellschaft Rotterdam (Havenbedrijf Rotterdam) das potenzielle Importangebot (aus Übersee) untersuchen.“

- Die Wasserstoff-Ambitionen der Regierung verlangen eine umfassende Nutzung von Wasserstoff und erfordern kurzfristig eine Vernetzung von Produzenten und Verbrauchern von Wasserstoff.
- Die Regierung beabsichtigt daher zu untersuchen, ob das bestehende Erdgasnetz für den Transport von Wasserstoff genutzt werden kann. Im Dokument zur Position der niederländischen Regierung zum Thema Wasserstoff hat die Regierung angekündigt, dass sie zusammen mit den nationalen Netzbetreibern und den Netzgesellschaften Gasunie und TenneT eine Studie durchführen wird, um zu prüfen, ob und unter welchen Bedingungen ein Teil des Gasnetzes für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff genutzt werden kann.
- Diese angekündigte Studie wurde im Rahmen des HyWay-27-Projekts durchgeführt, dessen Ergebnisse in diesem Bericht enthalten sind. Im Rahmen des HyWay-27-Projekts haben verschiedene Parteien zusammengearbeitet. Die Analysen in diesem Bericht wurden weitgehend in Arbeitsgruppen durchgeführt. Diese Arbeitsgruppen setzten sich aus Vertretern von Netzbetreibern, Ministerien und anderen Stakeholdern zusammen. Im Auftrag des niederländischen Ministeriums für Wirtschaft und Klima hat PwC/Strategy& einen Beitrag zur Strukturierung und Analyse der Informationen geleistet. PwC/Strategy& hatte außerdem die Projektleitung inne und hat diesen Abschlussbericht erstellt.
- Die Analysen basieren einerseits auf öffentlichen Daten (z. B. aus der integralen Infrastrukturstudie 2030-2050 (Infrastructuurverkenning 2030-2050)), andererseits auf Daten von Gasunie (z. B. Daten zu den Kosten für die Umrüstung von Erdgasleitungen).

Dieser Studie liegen drei zentrale Fragen zur Nutzung des bestehenden Erdgasnetzes für den Transport von Wasserstoff zugrunde

Dieser Bericht befasst sich mit dem Bedarf, den Möglichkeiten und der Funktion der Regierung

Kapitel	Zentrale Fragen
2 Die Rolle von Wasserstoff in einer klimaneutralen Wirtschaft	1 Wird ein Transportnetz für Wasserstoff benötigt, und wenn ja, wann?
3 Die Zweckmäßigkeit eines Transportnetzes für Wasserstoff	
4 Umrüstung bestehender Erdgasnetze	2 Kann das bestehende Erdgasnetz für den Transport von Wasserstoff genutzt werden?
5 Politische Hindernisse	3 Welche staatlichen Maßnahmen sind notwendig, um ein Transportnetz zu realisieren?
6 Fazit und Empfehlungen	

- Dieser Bericht ist das Ergebnis des HyWay-27-Projekts, das im Anschluss an die Ankündigung der Regierung, die Nutzung des Erdgasnetzes für den Transport von Wasserstoff zu untersuchen, initiiert wurde. Im Rahmen dieses Projekts wurde untersucht, unter welchen technischen und wirtschaftlichen Bedingungen Teile des Erdgastransportnetzes für den Transport von Wasserstoff genutzt werden können.
- In dieser Studie beantworten wir die folgenden drei zentralen Fragen:
 1. *Wird ein Transportnetz für Wasserstoff benötigt, und wenn ja, wann?*
 2. *Kann das bestehende Erdgasnetz für den Transport von Wasserstoff genutzt werden?*
 3. *Welche staatlichen Maßnahmen sind notwendig, um ein Transportnetz zu realisieren?*
- Wir beantworten diese zentralen Fragen mithilfe von Teilfragen, auf die jeweils in einem eigenen Kapitel eingegangen wird. Diese Teilfragen werden in der nebenstehenden Tabelle aufgelistet.

2

Die Rolle von Wasserstoff in einer klimaneutralen Wirtschaft

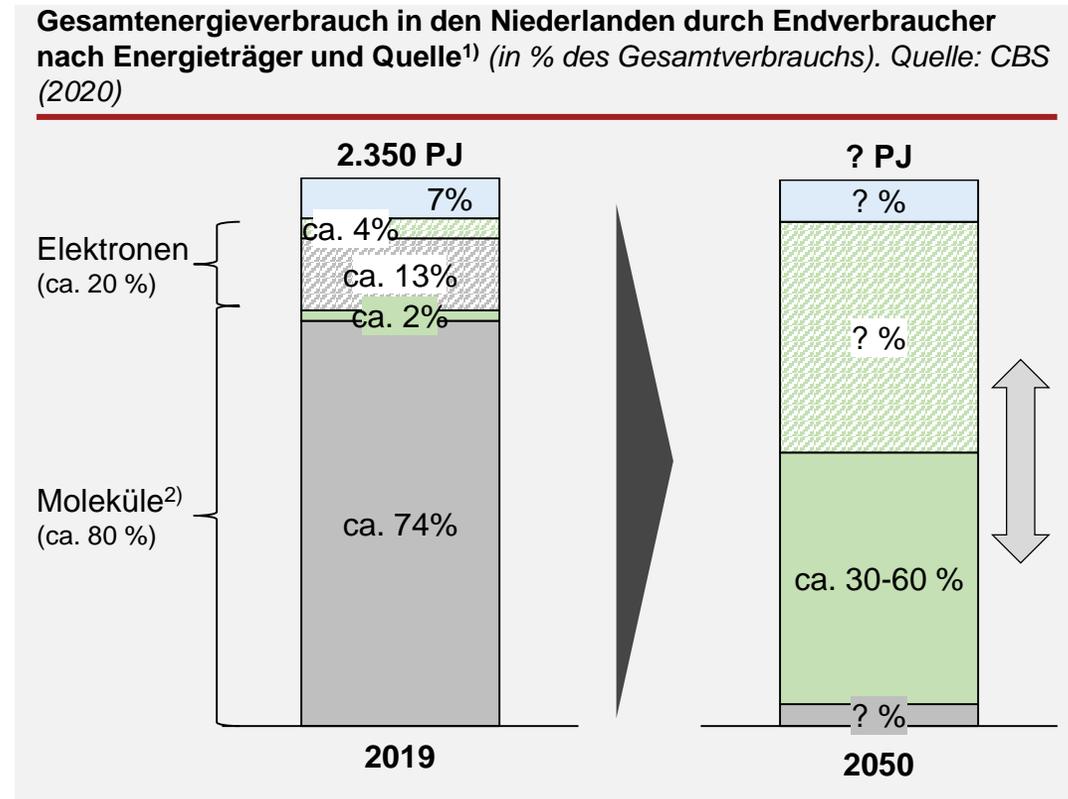
HyWay 27

2.1 Die Rolle CO₂-freier Moleküle



Wasserstoff als CO₂-freies Molekül ist ein wesentlicher Baustein einer klimaneutralen Wirtschaft

CO₂-freie Moleküle werden benötigt, um fossile Moleküle wie Erdgas und Erdöl zu ersetzen



- Legende:**
- Moleküle aus fossilen Quellen
 - CO₂-freie Moleküle
 - Elektronen aus fossilen Quellen
 - CO₂-freie Elektronen
 - Sonstige (Wärme)

- Um die niederländische Wirtschaft am Laufen zu halten, werden Energie und Rohstoffe benötigt. Energiequellen werden in nutzbare Energieformen für den Endverbraucher umgewandelt, wie z. B. Wärme, Strom oder Kraftstoffe für den Verkehr. Auch für die Herstellung von Produkten wird Energie in Form von Rohstoffen benötigt. Als Energieträger dienen hauptsächlich Elektronen oder Moleküle.
- Gegenwärtig basiert die niederländische Energieversorgung zu etwa 80 % auf Molekülen und zu 20 % auf Elektronen (CBS, 2020). Bereits ca. 22 % der Elektronen stammen aus CO₂-freien Quellen (Agora, 2020). Die derzeit verwendeten Moleküle basieren jedoch fast vollständig auf fossilen Quellen, nämlich zu 42 % auf Erdgas und zu 57 % auf Erdöl bzw. Erdölprodukten (CBS, 2020). Um bis 2050 ein vollständig klimaneutrales Wirtschaftssystem zu realisieren, muss der Nettoausstoß von CO₂ bis dahin auf Null reduziert werden.
- Alle Elektronen können in Zukunft CO₂-frei erzeugt werden, indem mehr nachhaltige Energiequellen wie Sonne und Wind genutzt werden, ergänzt durch flexible Kapazitäten von Anlagen, die mit CO₂-freien Molekülen (wie Wasserstoff, Biomasse, Biogas) oder Kernenergie betrieben werden. Darüber hinaus sind die Flexibilität der Energieverbraucher sowie umfangreiche Speicherkapazitäten erforderlich, um das Stromsystem ausgewogener gestalten zu können. Wasserstoff wird als wichtiges zukünftiges Bindeglied und Möglichkeit zur Flexibilisierung des Stromsystems gesehen (DNV GL, 2019a).
- Der derzeitige Anteil der Moleküle aus fossilen Quellen wird weitgehend reduziert werden müssen³⁾, um Netto-Null-CO₂-Emissionen zu erreichen. Für jede Anwendung muss eine nachhaltige Alternative gesucht werden. Wasserstoff ist vielseitig einsetzbar, z. B. als Brennstoff, Rohstoff und zur Speicherung (RLI, 2021). Darüber hinaus kann Wasserstoff CO₂-frei erzeugt und genutzt werden und ist die Produktion relativ einfach skalierbar.
- Das endgültige Verhältnis von CO₂-freien Elektronen und Molekülen ist noch nicht absehbar, aber Schätzungen zeigen, dass der Anteil der Elektronen durch die Elektrifizierung zunehmen und der Anteil der Moleküle im Jahr 2050 voraussichtlich zwischen 30 % und 60 % liegen wird. (TKI Nieuw Gas, 2020; Berenschot & Kalavasta, 2020; IRENA, 2019; Navigant, 2019; Gasunie & TenneT, 2019).

1) Ohne Bunkerung, Eigenverbrauch, Verluste Industrie und Verluste E-Kraftwerke und E-Verteilung. 2) Energetischer und nicht-energetischer Verbrauch. 3) Fossile Moleküle können nur mithilfe der CO₂-Abscheidung und -Speicherung genutzt werden, wobei freigesetztes CO₂ weitgehend (80-90 %) abgeschieden und gespeichert wird, oder in der Anwendung (Pyrolyse), wobei die CO₂-Emissionen mit CO₂-negativen Anwendungen kompensiert werden, z. B. der Bioenergie mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (BECCS) (PBL, 2018, S. 23)

In einer klimaneutralen Wirtschaft werden CO₂-freie Moleküle als Brennstoff, als Rohstoff und zur Speicherung benötigt

CO₂-freie Moleküle bilden zusammen mit Elektronen die Grundlage einer nachhaltigen Energieversorgung

Die Rolle CO₂-freier Moleküle

Quelle: mehrere Quellen, siehe Fußnoten

Brennstoff
für Anwendungen, bei denen CO₂-freie Moleküle die kostengünstigste Alternative sind

- Erzeugung von Hochtemperaturwärme (>500 °C) in industriellen Prozessen¹⁾
- Brennstoff für bestimmte Schwerlast- und Fernverkehrsanwendungen im Straßenverkehr mit Brennstoffzellentechnologie²⁾
- Brennstoff für die Luft- und Schifffahrt als Ersatz für Kerosin³⁾ und Bunkeröl¹⁾

Rohstoff
für bestimmte Produkte und Materialien

- Naphtha-Anwendungen⁴⁾ wie Kunststoffe, Pharmazeutika, Insektizide, Düngemittel und Lebensmittel
- Erdgasanwendungen (Wasserstoff) für Düngemittel sowie die Reinigung und das Cracken von Rohöl bei der Raffination
- LPG-Anwendungen als Rohstoff für Kunststoffe in der petrochemischen Industrie

Speicherung
großer Mengen an erneuerbarer Energie über einen längeren Zeitraum

- Saisonale Speicherung zur Speicherung von Energieüberschüssen über einen längeren Zeitraum
- Strategische Speicherung zur Speicherung von Energie über mehrere Jahre

- **Brennstoff:** Um bis 2050 ein vollständig klimaneutrales Wirtschaftssystem zu erreichen, muss für jede energetische Anwendung fossiler Moleküle eine kosteneffiziente nachhaltige Alternative gefunden werden. Bestimmte Energieanwendungen eignen sich besonders gut für die Elektrifizierung, wie z. B. Kraftfahrzeuge, Wärmepumpen und Heizkessel in Gebäuden; aber es gibt auch Anwendungen, bei denen CO₂-freie Moleküle am kosteneffektivsten sind und/oder elektrische Alternativen nicht ausreichen. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass Moleküle als Brennstoff in Kraftwerken benötigt werden, um einen Teil der Schwankungen bei der Stromerzeugung aus nachhaltigen Energiequellen aufzufangen (Gasunie & TenneT, 2019).
- **Rohstoff:** Eine Reihe von Produkten und Materialien, die für den täglichen Gebrauch benötigt werden, wie z. B. Kunststoffe und Düngemittel, benötigen Rohstoffe in Form von Kohlenwasserstoff oder Wasserstoff, die derzeit hauptsächlich aus fossilen Quellen gewonnen werden. Die meisten Emissionen entstehen bei diesen Produkten während der Abfallphase (Deponierung/Verbrennung). In einer klimaneutralen Wirtschaft werden diese Produkte weiterhin benötigt, aber die Kohlenstoffatome in diesen Produkten müssen klimaneutral behandelt werden, damit sie nicht zu den Nettoemissionen beitragen. Zum einen kann dies durch Recycling erreicht werden, obwohl dies nicht für alle Produkte und Materialien realistisch ist. Zum anderen wird ein erheblicher Anteil dieser Produkte und Materialien mit klimaneutralen synthetischen oder biologischen Kohlenwasserstoffen hergestellt werden müssen.
- **Speicherung:** Um Energie für einen kurzen oder langen Zeitraum zu speichern, wird ein Zwischenspeicher verwendet. Hierfür stehen verschiedene Speichertechnologien zur Verfügung: mechanische, thermische, elektronische und molekulare. Die Speichertechniken unterscheiden sich durch unterschiedliche Entladezeiten, Speicherkapazitäten und Wirkungsgrade. Welche Technologie geeignet ist, wird durch die Anwendungsbedingungen bestimmt (Europäische Kommission, 2017). Besonders für die saisonale und strategische Lagerung sind Kapazität und Entladezeit von großer Bedeutung. Die für klimaneutrale Szenarien erforderliche Speicherdauer und -volumina können technisch nur mit der Speicherung von Molekülen erzielt werden (Berenschot & Kalavasta, 2020; Mulder, 2014; Europese Commissie, 2017; RLI, 2021).

Quellen: 1) Knors et al. (2019). 2) DNV GL (2018a). 3) Clean Sky 2 JU & FCH 2 JU (2020). 4) Technisch werken (2014).

Die Wasserstoffproduktion kann durch Elektrolyse vollständig CO₂-frei und bei CO₂-Abscheidung und -Speicherung zu 50-95 % CO₂-frei erfolgen

Sowohl grüner als auch blauer Wasserstoff können einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung der CO₂-Emissionen leisten

Verfahren zur Wasserstofferzeugung		CO ₂ -Emission (pro PJ H ₂)
 Grüner Wasserstoff	Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse mit nachhaltig erzeugtem Strom	0 Mt CO ₂
 Blauer Wasserstoff	Durch Oxidation fossiler Brennstoffe erzeugter Wasserstoff mit CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung (CCS)	0,01 - 0,06 ²⁾ Mt CO ₂
 Grauer Wasserstoff	Durch Oxidation fossiler Brennstoffe erzeugter Wasserstoff ohne Abscheidung oder Speicherung von CO ₂	0,08 - 0,11 ³⁾ Mt CO ₂

- Wasserstoff kann mittels verschiedener Verfahren erzeugt werden. Die gängigsten Produktionsverfahren sind die Erzeugung von grauem, blauem und grünem Wasserstoff. Diese Verfahren unterscheiden sich durch den Rohstoffeinsatz und die Höhe der zusätzlichen CO₂-Emissionen. Dadurch wird bestimmt, inwieweit Wasserstoff zur CO₂-Emissionsminderung beitragen kann (TKI Nieuw Gas, 2020; RLI, 2021).
- Grüner Wasserstoff⁴⁾ wird mit nachhaltig erzeugtem Strom (z. B. aus Solar- und Windenergie) erzeugt. Bei diesem Verfahren wird reines Wasser (H₂O) durch elektrischen Strom in Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) gespalten (Elektrolyse). Bei diesem Produktionsverfahren wird kein CO₂ freigesetzt.
- Bei der Erzeugung von blauem Wasserstoff werden fossile Brennstoffe (Kohlenwasserstoffe) wie Erdgas, industrielle Restgase oder Kohle in Kohlendioxid und Wasserstoff gespalten. Bei diesem Umwandlungsprozess wird CO₂ freigesetzt. Das freigesetzte CO₂ wird (teilweise) in leeren Erdgasfeldern unter der Nordsee abgeschieden und gespeichert (CCS) (TNO, 2020c). Da das freigesetzte CO₂ nicht vollständig abgeschieden wird, wird blauer Wasserstoff als CO₂-armer Wasserstoff bezeichnet. Wie viel CO₂ bei der Erzeugung abgeschieden wird, hängt von der Art der Anlage ab. Eine bestehende SMR-Anlage (Dampf-Methan-Reformierung) kann 50-70 % der CO₂-Emissionen abscheiden, eine ATR- oder POX-Anlage der neuen Generation bis ca. 95 % (CE Delft, 2018; TNO & Berenschot, 2017).
- Grauer Wasserstoff wird in einem ähnlichen Verfahren wie blauer Wasserstoff erzeugt, wobei fossile Energieträger (Kohlenwasserstoffe) in Kohlendioxid und Wasserstoff gespalten werden. Die freigesetzten CO₂-Emission wird jedoch nicht abgeschieden und wiederverwendet oder gespeichert, sondern gelangt in die Atmosphäre.

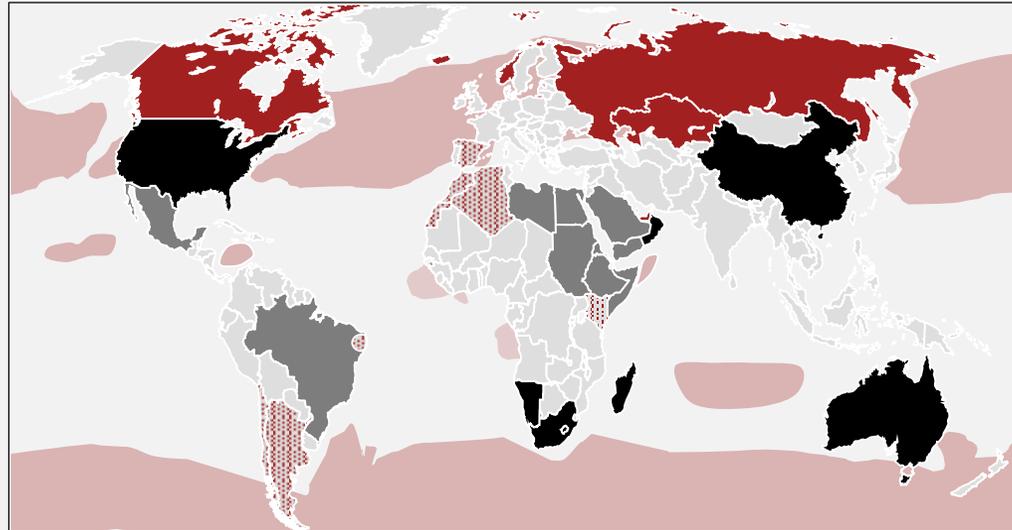
1) TNO (o. D.)a nennt auch „türkisen Wasserstoff“. Diese Technologie befindet sich laut TNO noch in der Entwicklungsphase. Es gibt auch andere Verfahren der Wasserstofferzeugung ohne einheitliche Terminologie/Farbattribute - auf diese Technologien wird in diesem Bericht nicht weiter eingegangen. 2) Bedingt durch die verwendete Anlage (SMR oder ATR). 3) Im Falle von SMR aufgrund Erdgas 0,075 Mt CO₂ pro PJ H₂ (IEA, 2017) und in den Niederlanden durchschnittlich 0,11 Mt CO₂ pro PJ H₂ (TNO (o. D.)a). Bei der Elektrolyse mit Kohlestrom liegen die Emissionen um einen Faktor von ca. 3 höher. 4) Neben grünem Wasserstoff ist auch aus nachhaltiger Biomasse oder Biogas erzeugter Wasserstoff CO₂-frei. Dieser wurde aufgrund des geringen Umfangs nicht in diesem Bericht berücksichtigt. 5) Die Wiederverwendung von CO₂ ist ebenfalls möglich, aber nur dann CO₂-neutral, wenn es in der Abfallphase nicht in die Atmosphäre gelangt.

Die Wasserstoffproduktion ist leicht skalierbar und kann zusammen mit Biomasse und Biogas die benötigten CO₂-freien Moleküle liefern

Die Wasserstoffproduktion ist an Standorten, an denen in großem Umfang Strom erzeugt werden kann, leicht skalierbar

Regionen weltweit mit Potenzial für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen

Quelle: *Frontier economics (2018), Hydrogen Council (2020)*



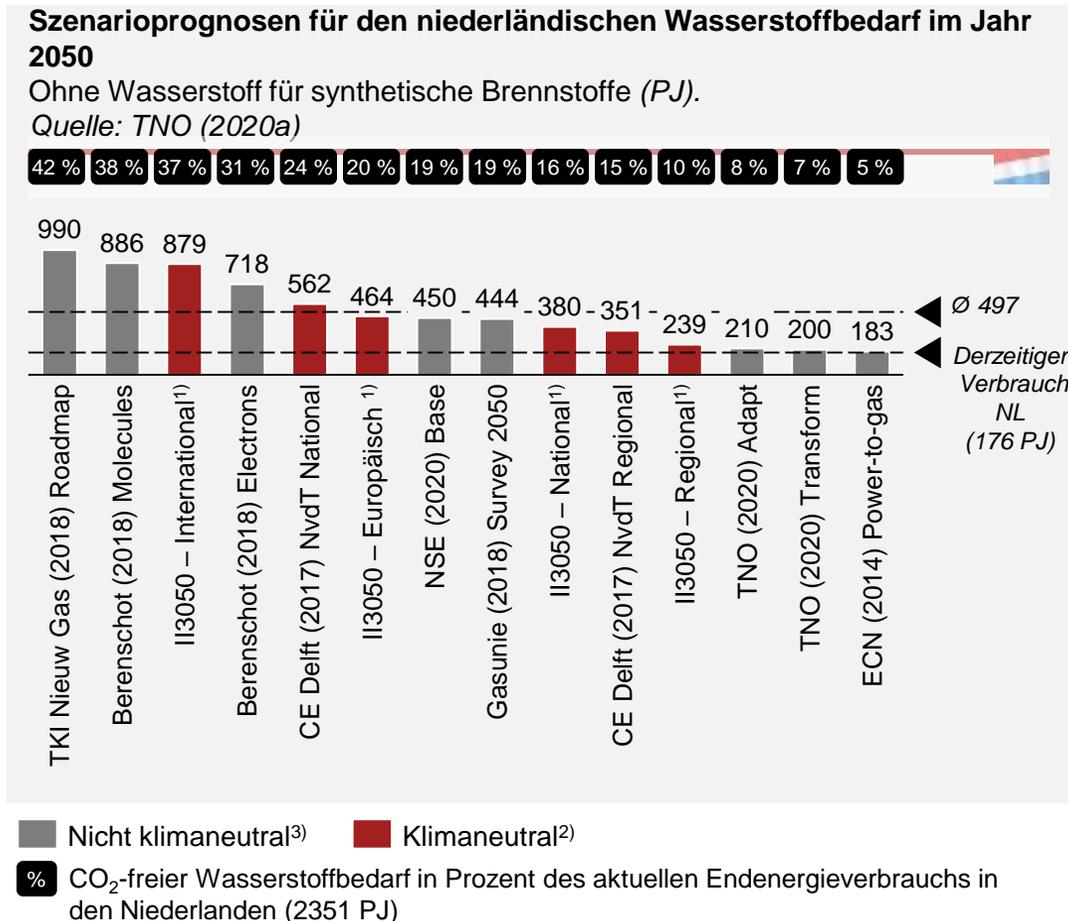
Legende:

■ Onshore-Windenergie	▨ PV + Onshore-Windenergie	■ Hauptsächlich Photovoltaik, teilweise in Kombination mit Windenergie
■ Offshore-Windenergie	■ PV (Sonnenenergie)	

- Um in Zukunft 30-60 % des gesamten Endverbrauchs durch CO₂-freie Moleküle abdecken zu können, werden sowohl synthetische als auch organische Moleküle (Biomasse) benötigt (Berenschot & Kalavasta, 2020).
- Biomasse ist ein organischer Stoff und deshalb biologisch abbaubar. Biomasse als Energieträger kommt in fester, flüssiger und gasförmiger Form vor und kann in großem Umfang als Brennstoff und Rohstoff eingesetzt werden. CO₂-Emissionen, die bei der Verbrennung oder dem biologischen Abbau von zertifizierter Biomasse freigesetzt werden, tragen nicht zu den Netto-CO₂-Emissionen bei, da dieses CO₂ (im Gegensatz zur Verbrennung fossiler Brennstoffe) innerhalb desselben Ökosystems aus der Luft aufgenommen wurde. Die Produktion von Biomasse zur Nutzung als Brennstoff/Rohstoff ist stark reguliert (PBL, 2020). CE Delft (2020) weist nach, dass die Niederlande bis zum Jahr 2050 nicht in der Lage sein werden, ihren Biomassebedarf selbst zu decken.
- Synthetische Moleküle werden durch einen chemischen Prozess aus anderen Molekülen aufgebaut. Diese Moleküle erfüllen den Bedarf an CO₂-freien Molekülen, wenn diese aus in der Natur vorkommenden Molekülen aufgebaut sind und mit erneuerbarer Energie erzeugt werden. Wasserstoff, der mit nachhaltigem Strom aus Wasser hergestellt wird, ist das elementarste synthetische CO₂-freie Molekül, mit dem andere synthetische Moleküle (z. B. Brennstoffe und Rohstoffe) aufgebaut werden können. Biomasse oder aus der Luft gewonnenes CO₂ können die notwendigen klimaneutralen Kohlenstoffatome liefern.
- An Standorten mit einer hohen Verfügbarkeit von nachhaltigem Strom kann Wasserstoff nachhaltig und skalierbar produziert werden (RLI, 2021). Es gibt viele Standorte weltweit, an denen mithilfe von Sonnen- und Windenergie in großem Umfang nachhaltig Strom erzeugt werden kann. Die Standorte mit den meisten Sonnen- und Windstunden bieten Möglichkeiten zur kostengünstigen Erzeugung von Strom und Wasserstoff, die anschließend in andere Länder transportiert werden können.

Verschiedene Szenarioanalysen bestätigen, dass Wasserstoff eine größere Bedeutung im Energie- und Rohstoffsystem erlangen wird

Der prognostizierte Wasserstoffbedarf für klimaneutrale Szenarien liegt zwischen 239 und 879 PJ im Jahr 2050



- Mehrere Studien beschreiben, wie der Energie- und Rohstoffmix im Jahr 2050 aussehen wird. Die Studien gehen dabei von unterschiedlichen Annahmen in Bezug auf die Gesamtreduktion im Jahr 2050 aus. Nicht in allen Studien wird das Endziel der Klimaneutralität²⁾ bis 2050 erreicht.
- Die nebenstehende Abbildung zeigt die Ergebnisse einer aktuellen Meta-Analyse von TNO (TNO 2019; 2020a) zu den verschiedenen Szenariostudien. Die Mengen in den zugrunde liegenden Studien variieren stark aufgrund großer Unterschiede in den zugrunde liegenden Annahmen. Die wichtigen Diskussionspunkte aus dieser Metastudie sind:
 - Die Studien unterstreichen die zukünftige Rolle von Wasserstoff als Rohstoff für die Industrie, unterscheiden sich jedoch dahin gehend, welche Produkte (Kunststoffe, Stahl usw.) in Zukunft mit Wasserstoff hergestellt werden sollten. Darüber hinaus gibt es verschiedene Einschätzungen über die zukünftige Nutzung von Wasserstoff als Energieträger für die Industrie.
 - Einige Studien beziehen die Wasserstoffnutzung für den internationalen Luft- und Schiffsverkehr mit ein, andere nicht, weil die Emissionen aus diesen Sektoren keinen Beitrag zur Umsetzung der nationalen CO₂-Ziele leisten. Um einen besseren Vergleich zu ermöglichen, wird diese Kategorie in der nebenstehenden Abbildung nicht berücksichtigt.
 - Szenarien, die auf einer Perspektive beruhen oder ein Simulationsmodell verwenden (wie das Energy Transition Model, das in II3050 verwendet wird, um Angebot und Nachfrage auf Stundenbasis zu berechnen), zeigen eine höhere Nachfrage nach Wasserstoff als Szenarien, die auf statischer Kostenoptimierung beruhen, wie die von TNO verwendeten Szenarien „Adapt en Transform“ (2020e). Außerdem wurde in Zeitstudien eine Zunahme des Anteils von Wasserstoff beobachtet.
- Die Szenarien im Rahmen von II3050 (Berenschot & Kalavasta, 2020) wurden von den niederländischen Netzbetreibern in Auftrag gegeben und sind Erkundungen mehrerer radikal neuer Wege zur Klimaneutralität. Dabei handelt es sich um sogenannte „Eckpunkt-Szenarien“ und nicht um Prognosen. Die Menge an Wasserstoff steigt in allen vier Szenarien von derzeit

ca. 180 PJ auf 239-879 PJ im Jahr 2050, wobei sich auch die Art der Nutzung ändert.

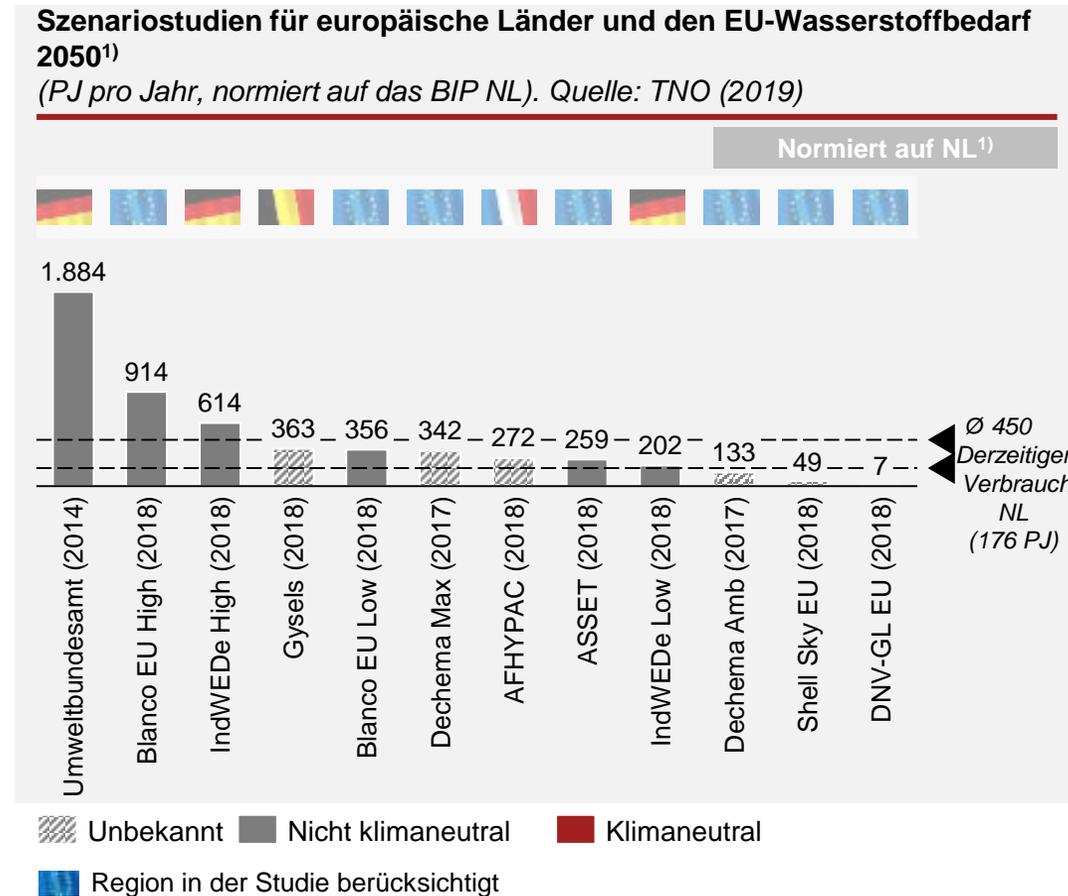
1) Berenschot & Kalavasta (2020), wobei die Zahlen für den Wasserstoffbedarf von denen in TNO (2020a) abweichen – Die Zahlen wurden später von den Verfassern aktualisiert. Die dargestellten Werte beziehen sich auf den Wasserstoffbedarf im Jahr 2050, ohne Transitströme und die internationale Luft- und Schifffahrt

2) Szenarien, die eine CO₂-Reduktion von weniger als 100 % anstreben, wurden nicht als klimaneutral berücksichtigt.

3) Viele Szenarien gehen von einer 95 %igen CO₂-Reduktion aus, darunter TNO (2020) Adapt en Transform.

Studien zu anderen europäischen Ländern bestätigen die Einschätzung, dass bis 2050 erhebliche Mengen an CO₂-freiem Wasserstoff benötigt werden

Normiert auf das BIP zeigen diese für die Niederlande einen Bedarf von 259-1.884 PJ

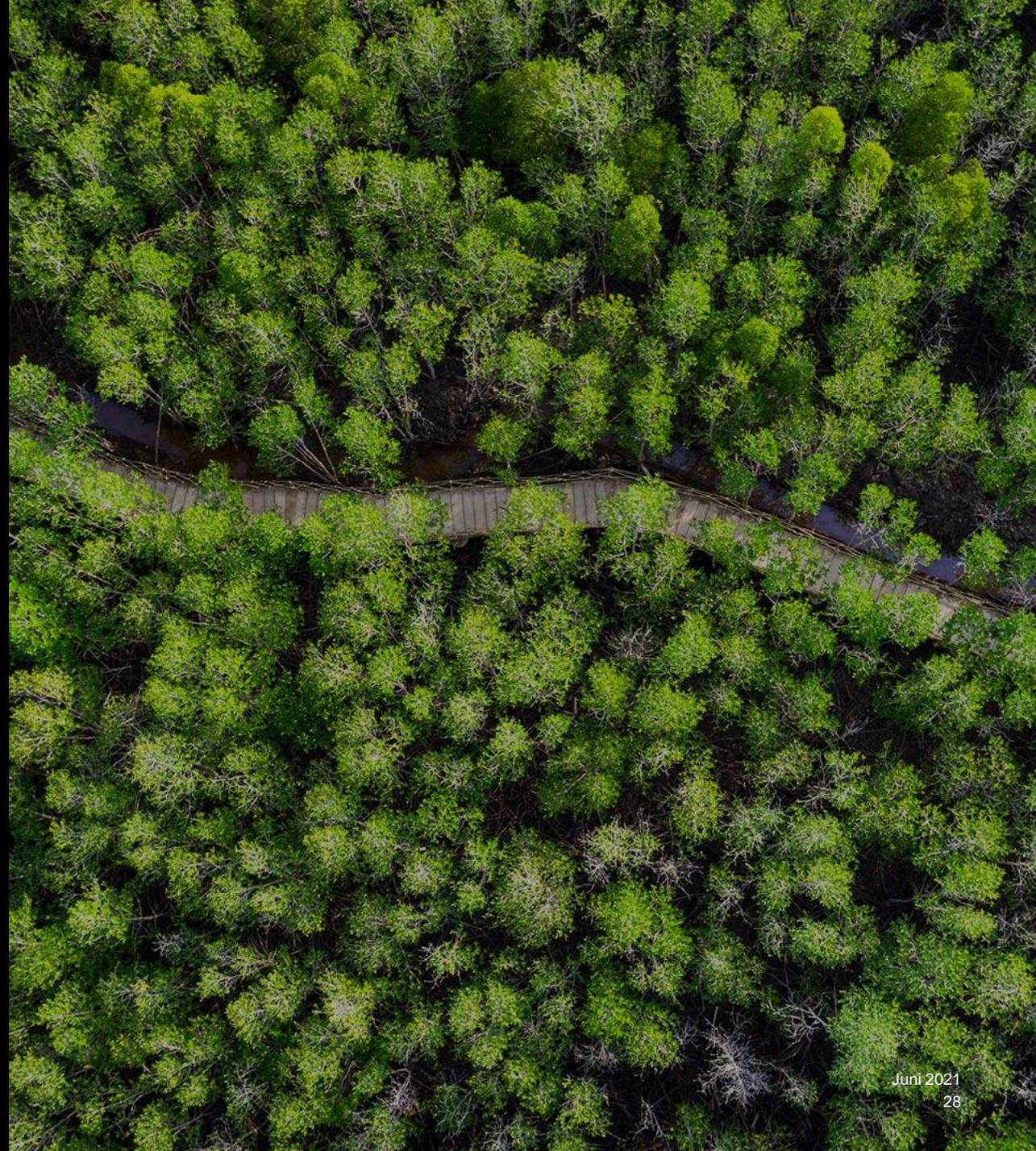


- Eine Meta-Analyse von TNO (2019) zu internationalen Studien gibt auch eine Einschätzung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs in Nordwesteuropa an. Die zugrunde liegenden Studien zeigen einen substanzialen Bedarf an CO₂-freiem Wasserstoff im Jahr 2050. Zu Vergleichszwecken wurden die Werte von TNO auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) normiert, um eine Einschätzung für die Niederlande zu ermöglichen. Diese Studien gehen jedoch nicht von Klimaneutralität aus, sondern konzentrieren sich auf eine 85-95 %ige CO₂-Reduktion im Vergleich zu 1990, in Übereinstimmung mit den damals formulierten Klimazielen. Studien, die von einer ca. 95 %igen CO₂-Reduktion ausgehen, ergeben für die Niederlande einen normierten Wert zwischen 259 und 1.884 PJ.
- Die Studien mit den konservativsten Schätzungen des Wasserstoffbedarfs im Jahr 2050 (Shell, 2018; DNV GL, 2018a) sehen das Potenzial von Wasserstoff, erwarten aber eine Entwicklung des globalen Wasserstoffmarktes erst ab 2040 (TNO, 2020a; TNO, 2019).
- Ähnlich wie bei den Szenariostudien, die sich auf die Niederlande konzentrieren, ist die große Variation der Einschätzungen zum Wasserstoffbedarf auf die Unterschiede hinsichtlich des Umfangs, der Berechnungsmodelle und der zugrunde liegende Annahmen zurückzuführen. Die Szenarien von Dechema (2017) konzentrieren sich beispielsweise nur auf den Wasserstoffbedarf innerhalb der Industrie. In der Studie des Umweltbundesamtes (2014) wird ein signifikanter Anteil des Wasserstoffbedarfs durch den hohen Bedarf aufgrund der Verwendung von Wasserstoff zur Herstellung von Biokraftstoffen und als Rohstoff für chemische Produkte und Materialien erklärt (TNO, 2019).
- Auch die zugrunde liegenden Annahmen, wie z. B. die Verfügbarkeit und die Kosten von Wasserstoff und anderen Energiequellen, variieren je nach Land und Region. Zum Beispiel befinden sich 40 % der petrochemischen Industrie in der Europäischen Union in den Niederlanden, Belgien und Deutschland²⁾ (Port of Rotterdam, o. D.). Eine Normierung der Szenarioprognosen zum Wasserstoffbedarf in der EU aufgrund des BIP ergibt in diesem konkreten Beispiel eine weniger genaue Einschätzung des erwarteten Wasserstoffbedarfs in den Niederlanden (TNO, 2019).
- Die Studien in dieser Abbildung stammen größtenteils aus den Jahren 2017 und 2018 und können daher etwas veraltet sein. Auf der vorherigen Seite wurde bereits auf die Schlussfolgerung von TNO (2020a) hingewiesen, dass neuere Studien offenbar einen höheren Wasserstoffanteil ergeben.

1) Aus Gründen der Vergleichbarkeit mit der Prognose für den Bedarf an Wasserstoff in den Niederlanden wurde der prognostizierte Wasserstoffbedarf im Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt normiert.

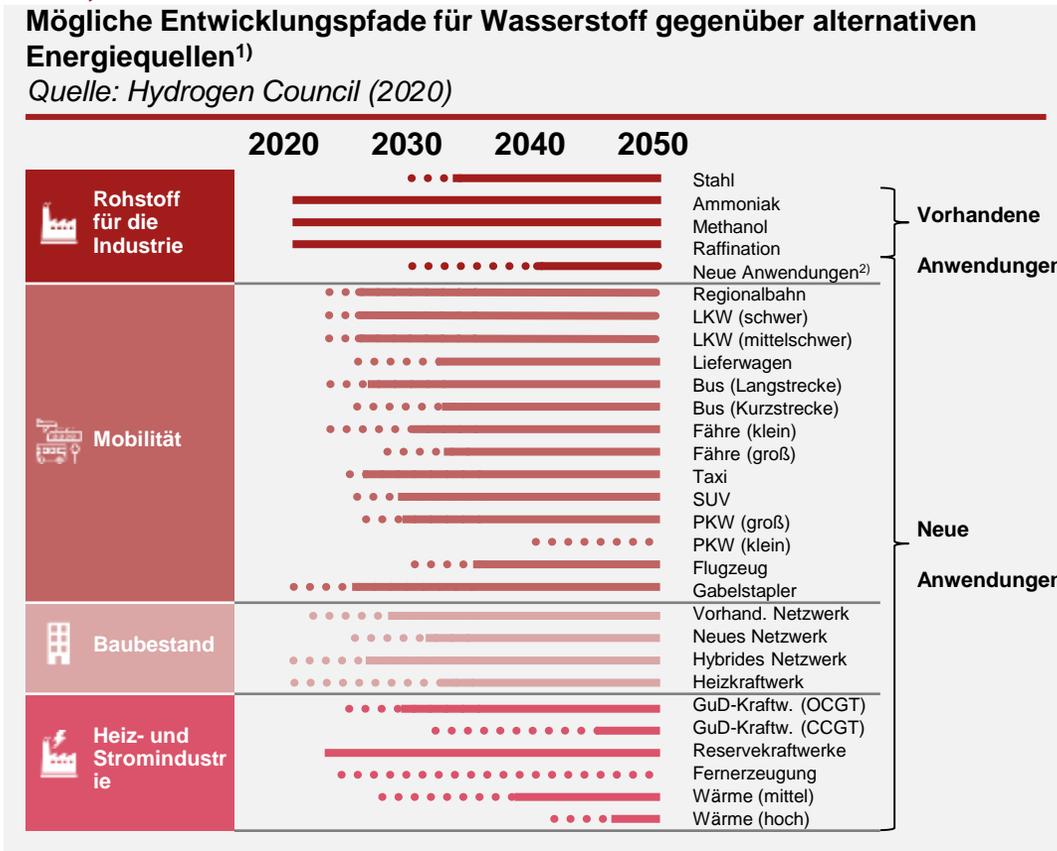
2) Diese petrochemische Industrie ist insbesondere im sogenannten ARRA-Cluster (Antwerpen-Rotterdam-Rhein-Ruhrgebiet) angesiedelt.

2.2. Die Entwicklung der Nachfrage nach Wasserstoff



Wasserstoff wird derzeit hauptsächlich als Rohstoff für die Industrie verwendet, ist jedoch potenziell für eine Vielzahl von Anwendungen einsetzbar

In welchen Anwendungsbereichen und wann Wasserstoff gegenüber alternativen Energiequellen wettbewerbsfähig sein wird, ist derzeit noch nicht abzusehen



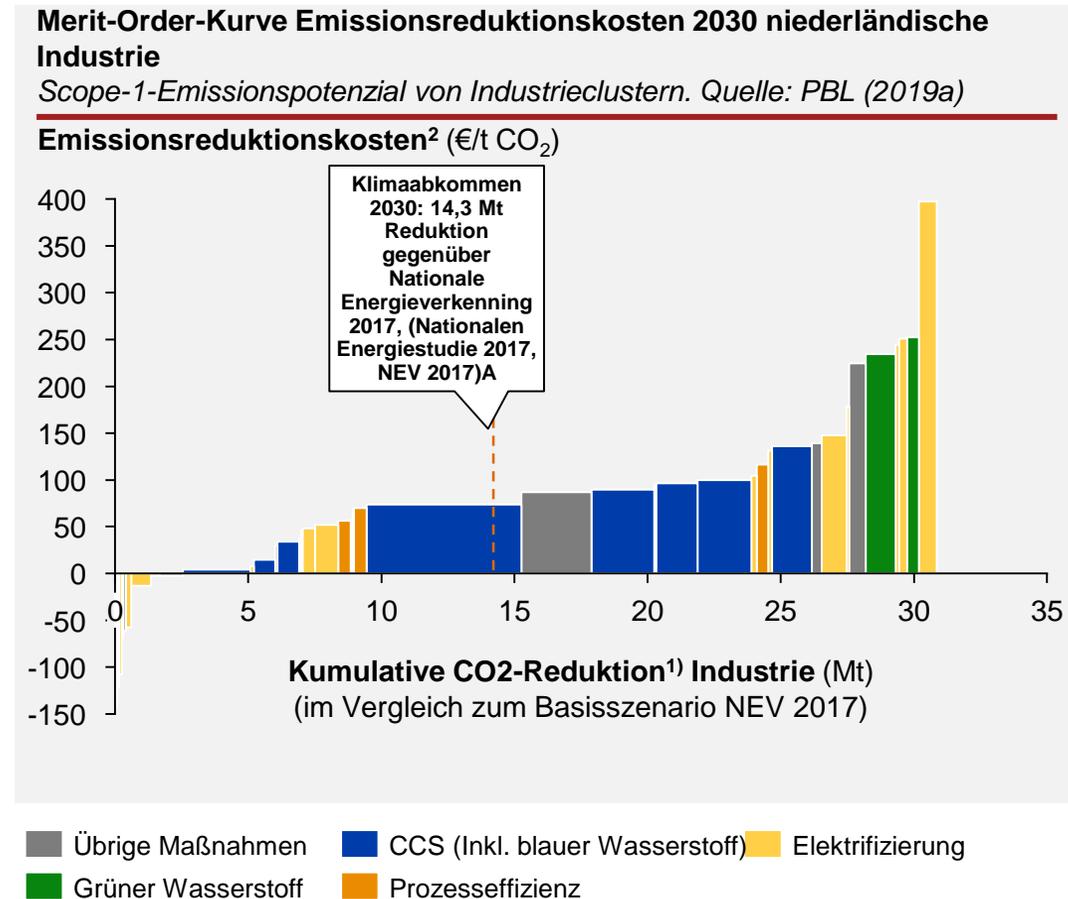
- Wasserstoff verfügt über das Potenzial, ein breites Spektrum von Anwendungen in der Wirtschaft vollständig zu dekarbonisieren. Wasserstoff wird bereits in großem Umfang als Rohstoff in der Industrie zur Raffination und zur Herstellung von Ammoniak verwendet. Innerhalb der Industrie werden weitere Rohstoffanwendungen erschlossen (z. B. bei der Stahlproduktion, aber auch beim chemischen Recycling von Kunststoffen), aber auch für die Erzeugung von Wärme und Strom gibt es Anwendungsmöglichkeiten. Zudem gibt es eine Reihe von Anwendungsmöglichkeiten in der Mobilitätsbranche und im Baubestand.
- Hydrogen Council (2020) kommt in seiner Studie zu dem Schluss, dass:
 - Wasserstoff in vielen der benannten Anwendungen bis 2050 wettbewerbsfähig gegenüber den kostengünstigsten CO₂-freien Alternative sein wird. Wann Wasserstoff jedoch soweit ist, hängt sehr stark von der jeweiligen Region ab, da für die einzelnen Regionen unterschiedliche Energiepreise, infrastrukturelle Möglichkeiten und Strategien hinsichtlich der Wasserstoffentwicklung bestehen. In Regionen mit guter Verfügbarkeit von CCS, wie z. B. in den Niederlanden, kann Wasserstoff mit starker Konkurrenz durch fossile Brennstoffe rechnen, bei denen das CO₂ abgeschieden wird. Wasserstoff wird vor allem für Anwendungen wettbewerbsfähig sein, für die es keine nachhaltigen Alternativen gibt;
 - in der **Mobilitätsbranche** werden erste Wasserstoffanwendungen in den nächsten zehn Jahren im Bereich des Schwer- und Langstrecken-Straßentransports erwartet, wo Elektrofahrzeuge nicht mehr kosteneffizient sind. Später bieten sich Möglichkeiten für Wasserstoff in der Luft- und Schifffahrt in Form von synthetischen Kraftstoffen;
 - im **Baubestand** eröffnen sich Möglichkeiten für Wasserstoff in der kombinierten Anwendung mit anderen Brennstoffen, z. B. als Brennstoff für die Spitzenlast von Fernwärmenetzen in einigen Teilen des Landes. Ab 2030 gibt es voraussichtlich auch Möglichkeiten für Wasserstoffkessel; ab 2030, wenn die Produktions- und Vertriebskosten von Wasserstoff weiter gesunken sind, werden weitere Anwendungen für **Wärme und Strom für die Industrie** interessant. Dabei wäre z. B. an Wasserstoffturbinen für die Stromerzeugung während der Spitzenlast und Hochtemperatur-Prozesswärme zu denken.

••••• Wasserstoff ist bei optimalen Bedingungen und in optimalen Regionen wettbewerbsfähig
 ————— Wasserstoff ist bei durchschnittlichen Bedingungen und in durchschnittlichen Regionen wettbewerbsfähig

1) Nicht spezifisch für die Niederlande, sondern in einem globalen Kontext. 2) Zum Beispiel chemisches Recycling von Kunststoffen unter Verwendung von Wasserstoff als Rohstoff.

Die Industrie wird voraussichtlich der erste große Abnehmer von CO₂-freiem (grünem) und -armem (blauem) Wasserstoff sein

Eine nachhaltigere Produktion von grauem Wasserstoff könnte die CO₂-Emissionen um ca. 7,5 Mt reduzieren

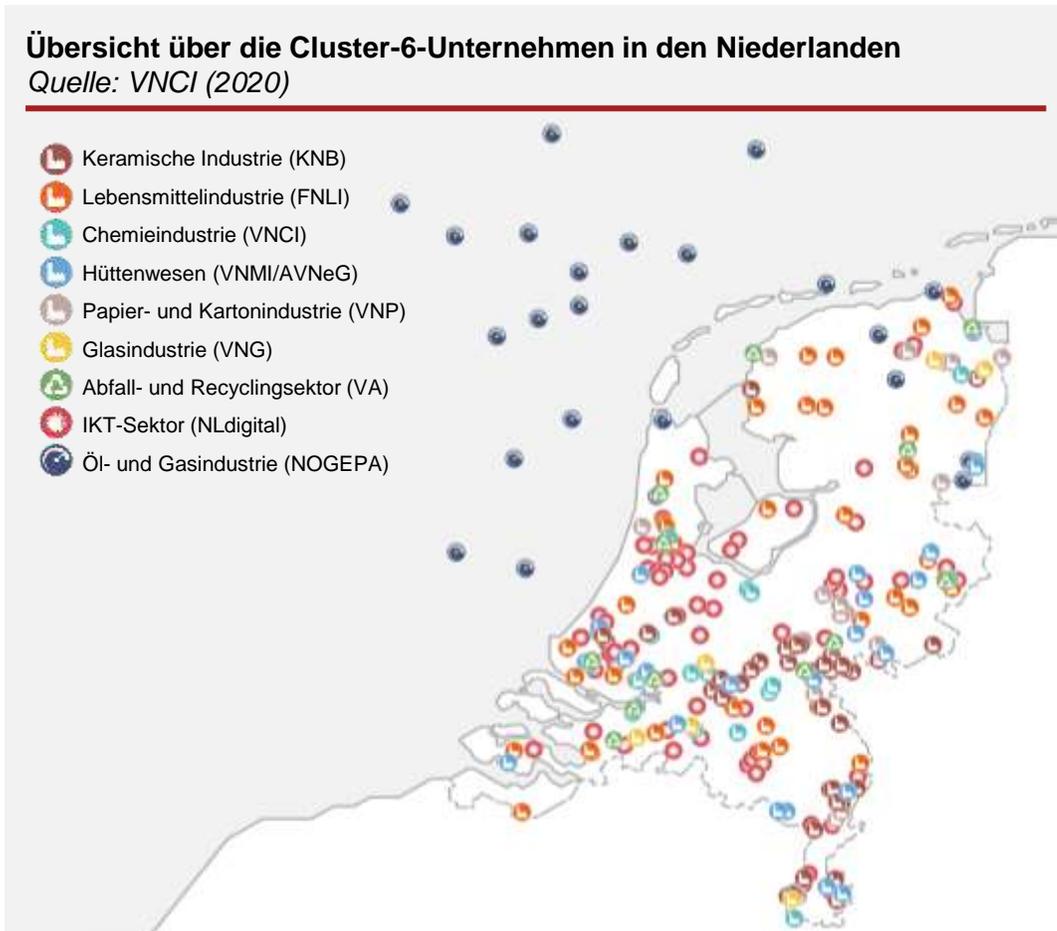


- Die niederländische Rohstoffindustrie muss nachhaltiger werden, um bis 2050 klimaneutral zu sein. Das niederländische Klimaabkommen (Klimaatakkoord 2019) sieht vor, dass die Rohstoffindustrie ihre CO₂-Emissionen auf 35,7 Mt im Jahr 2030 reduzieren muss. Dies bedeutet einen zusätzlichen Aufwand von 14,3 Mt über das Basisszenario im Sondierungsbericht KEV 2017 hinaus. Dabei wurde noch nicht berücksichtigt, dass das derzeitige Reduktionsziel von 49 % für die Niederlande angehoben werden könnte, infolge der jüngsten Anhebung der europäischen Zielsetzung für 2030 auf 55 %.
- Die technologischen Möglichkeiten, die der Industrie zur Verfügung stehen, sind begrenzt. Im Grunde geht es dabei um Prozesseffizienz (Reduzierung des Energieverbrauchs), CCS (einschließlich blauem Wasserstoff), Elektrifizierung und grünen Wasserstoff.
- CO₂-freier oder -armer Wasserstoff wird voraussichtlich zuerst als Alternative zu dem derzeit in der Industrie verwendeten grauen Wasserstoff genutzt werden. Für die betreffenden Verbraucher ist Wasserstoff die einzige Alternative, um ihren Hauptprozess nachhaltig zu gestalten. Die benötigten Wasserstoffmoleküle können bei der Herstellung von Produkten wie Ammoniak nicht ersetzt werden. Die Erzeugung von ca. 100 PJ reinem grauen Wasserstoff im Jahr 2020 erzeugt CO₂-Emissionen in Höhe von ca. 7,5 Mt (ohne Emissionen aus der Erdgasförderung) (IEA, 2017). TNO (2020d) schätzt, dass 50 PJ der erzeugten 100 PJ relativ einfach durch CO₂-freien oder -armen Wasserstoff ersetzt werden und damit einen Beitrag von ca. 3,8 Mt zur Emissionsreduktion leisten könnten.
- Bei CCS, bei dem bei der Erzeugung von grauem Wasserstoff auch CO₂ abgeschieden wird, fallen im Vergleich zu grünem Wasserstoff geringere Kosten pro Tonne CO₂-Reduktion an (PBL 2019a). CCS hat jedoch die Einschränkung, dass nicht das gesamte CO₂ auf kosteneffiziente Weise abgeschieden werden kann (z. B. nur 50-70 % in bestehenden SMR-Anlagen, die grauen Wasserstoff erzeugen), sodass grüner Wasserstoff langfristig einen erheblichen Beitrag zur CO₂-Reduktion in der Industrie leisten muss.
- Die Szenariostudie II3050 geht daher davon aus, dass die Industrie im Jahr 2050 einer der größten Verbraucher von CO₂-freiem/-armem Wasserstoff sein wird. Die betreffenden Werte liegen zwischen 83 PJ im regionalen Szenario und 380 PJ im internationalen Szenario.

1) Bezieht sich auf Mt CO₂-Äquivalent. 2) Einschließlich der Betriebsausgaben (Opex) und diskontierten Investitionsausgaben (Capex), ohne Infrastrukturkosten für Strom und Wasserstoff, ohne Einspeisung von Restwärme in das Wärmenetz.

Die voraussichtliche Zunahme des industriellen Bedarfs an Wasserstoff wird nicht nur durch die fünf größten Industriecluster verursacht

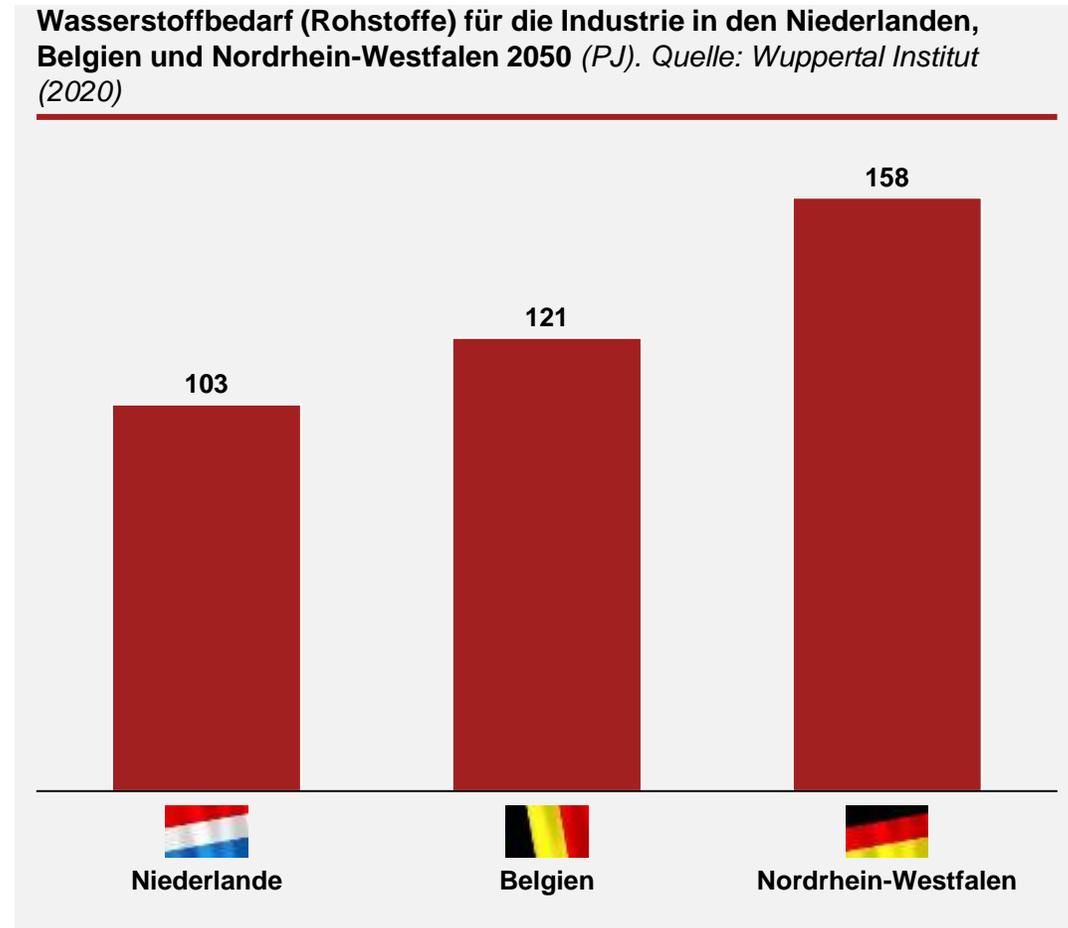
Diese Wasserstoffverbraucher sind über das ganze Land verteilt und benötigen zusätzliche Infrastruktur



- Neben den Unternehmen, die in den fünf spezifischen regionalen Industrieclustern angesiedelt sind, gibt es in den Niederlanden noch eine Vielzahl weiterer Unternehmen, die auf eine eventuelle Wasserstoffanbindung angewiesen sind, um Produktionsprozesse nachhaltiger zu gestalten. Diese Unternehmen sind über das ganze Land verteilt.
- Dazu gehören z. B. die Unternehmen im sogenannten Cluster 6 (siehe Abbildung links), der aus einer Vielzahl von unterschiedlichen Unternehmen besteht, die jeweils eine wichtige Funktion in zahlreichen Produkt- und Produktionsketten haben. Diese Unternehmen sind zum Beispiel in der Keramik-, Baustoff-, Lebensmittel- und Chemieindustrie tätig. Für viele dieser Unternehmen sind die Alternativen, ihre Aktivitäten nachhaltiger zu gestalten, begrenzt, da sie auf Hochtemperaturprozesse angewiesen sind.
- Die niederländische Industrie außerhalb der fünf größten Cluster ist für 16,5 Mt CO₂-Emissionen verantwortlich, wovon bis 2030 4,3 Mt reduziert werden müssen (VNCI 2030). Der potenzielle Wasserstoffbedarf dieser Unternehmen ist jedoch im Vergleich zum Bedarf der fünf großen Industriecluster relativ gering. Die Unternehmen von Cluster 6 erwirtschaften jedoch gemeinsam einen Umsatz von ca. 125 Mrd. € und sorgen für die direkte Beschäftigung von über 210.000 Menschen. Die indirekte Beschäftigung beläuft sich auf Vielfaches (VNCI, 2020).
- Ein Großteil dieser Unternehmen unterliegt dem EU-ETS und ggf. einer zusätzlichen CO₂-Besteuerung in den Niederlanden. Die Anbindung an eine Wasserstoffinfrastruktur, Wärmenetze und/oder CO₂-Entsorgung ist eine Voraussetzung für den Fortbestand dieser Unternehmen.
- Die Unternehmen von Cluster 6 sind derzeit direkt an das Haupttransportleitungsnetz (HTL), das regionale Transportleitungsnetz (RTL) oder über ein regionales Verteilernetz angeschlossen. Wie diese Unternehmen in Zukunft an das nationale Wasserstoff-Backbone angeschlossen werden können, hängt von den lokalen Gegebenheiten ab.

Auch in den Nachbarländern gibt es Industriecluster mit potenziell großem Wasserstoffbedarf

Der Bedarf an CO₂-freiem Wasserstoff in Belgien und Nordrhein-Westfalen wird auf 120 und 160 PJ pro Jahr geschätzt



- Auch die Nachbarländer der Niederlande stehen vor ähnlichen Herausforderungen, wenn es darum geht, ihre Industrien nachhaltiger zu gestalten. Auch hier liegt der Fokus in den kommenden Jahren auf der stofflichen Nutzung von Wasserstoff, sowohl für bestehende als auch für neue Anwendungen wie die Stahlproduktion.
- Der Gesamtbedarf an CO₂-freiem Wasserstoff als Rohstoff in der Industrie in Belgien und Nordrhein-Westfalen wird für 2050 auf 121 PJ bzw. 158 PJ pro Jahr geschätzt, was den voraussichtlichen Bedarf an Wasserstoff als Rohstoff in den Niederlanden übersteigt.
- Diese Mengen an CO₂-freiem Wasserstoff werden voraussichtlich teilweise bereits im Jahr 2030 erreicht, da sich der absolute Bedarf an Wasserstoff zur stofflichen Nutzung zwischen 2030 und 2050 nicht mehr wesentlich ändern wird, sondern eher der Bedarf innerhalb bestimmter Teilspektoren. Agora (2021) rechnet damit, dass der Anteil der Raffination zunehmend zurückgehen wird, dass dies aber durch Anwendungen in der Stahlindustrie und im Kunststoffrecycling kompensiert wird, in denen zunehmend Wasserstoff zum Einsatz kommt. Der Wasserstoffbedarf für die Herstellung von Ammoniak und Methanol bleibt voraussichtlich stabil.
- Längerfristig ist zu erwarten, dass alle drei Regionen CO₂-freien Wasserstoff importieren werden. In den Niederlanden, Belgien und Nordrhein-Westfalen wird das Gesamtpotenzial an erneuerbarem Strom im Jahr 2050 voraussichtlich niedriger sein als der Bedarf an erneuerbarem Strom, einschließlich Strom für die Erzeugung von CO₂-freiem Wasserstoff. In Nordrhein-Westfalen ist dieser Mangel am größten (Wuppertal Institut, 2020). In der deutschen Wasserstoffstrategie wird ein nationaler Fehlbedarf von 200-300 PJ genannt, der durch Importe gedeckt werden muss (BMW, 2020).
- Die Niederlande und Belgien verfügen über mehrere große Seehäfen, die Importmöglichkeiten für CO₂-freien Wasserstoff aus Gebieten mit großem Potenzial für nachhaltigen Strom bieten. Um den hohen Bedarf in Nordrhein-Westfalen decken zu können, wird diese Region neben dem Import über Hamburg auch stark auf die (näher gelegenen) Häfen in den Niederlanden und Belgien angewiesen sein.
- Die Anbindung von den Industrien in Belgien und Nordrhein-Westfalen an das niederländische Transportnetz könnte zu einer höheren Auslastung des niederländischen Netzes beitragen, sodass Wasserstoff kostengünstiger transportiert werden kann. Der Hauptanteil der Exporte dürfte mit ca. 80 % auf Nordrhein-Westfalen entfallen, gegenüber ca. 20 % bei den Lieferungen nach Belgien¹⁾.

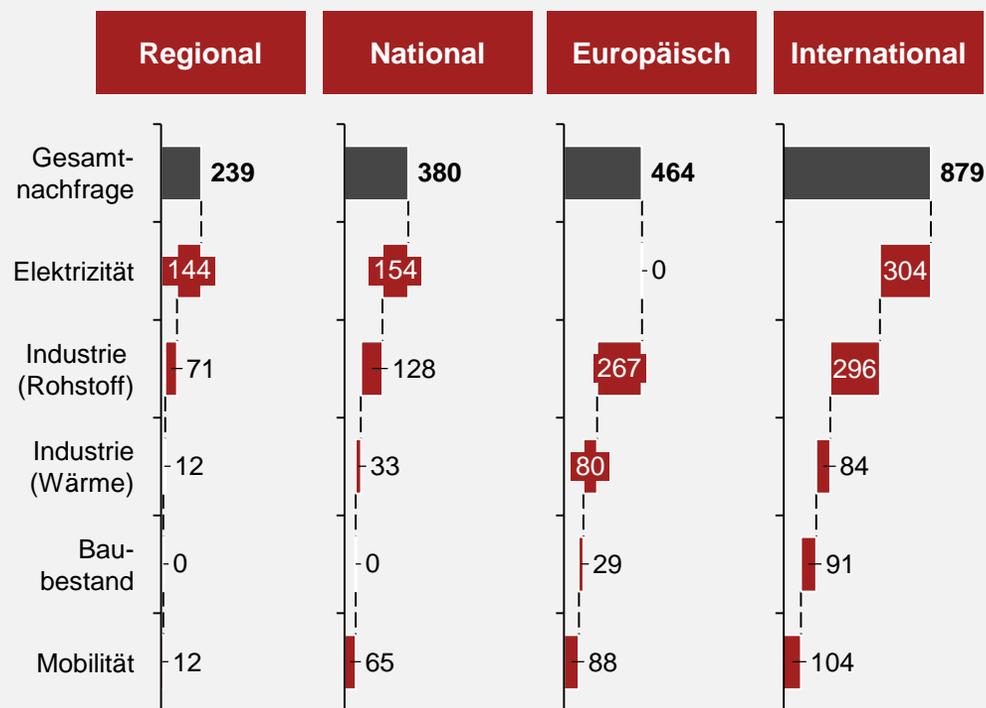
1) Einschätzung Hafen Rotterdam

Längerfristig könnte auch in der Elektrizitätswirtschaft, in der Mobilitätsbranche und im Baubestand ein Wasserstoffbedarf entstehen

Außer in der Industrie entsteht ein Bedarf vor allem in den Bereichen Stromerzeugung und Mobilität

Wasserstoffbedarf¹⁾ II3050-Szenarien für das Wetterjahr 2015²⁾ (PJ).

Quelle: ETM (2020)



■ Insgesamt

■ Nachfrage

- Die sehr unterschiedlichen Szenarien für eine klimaneutrale Wirtschaft, wie sie in II3050 (ETM, 2020) erarbeitet wurden, skizzieren eine Zukunftsperspektive für Wasserstoff. Der gesamte Wasserstoffverbrauch variiert dabei zwischen 239 und 879 PJ. Der Verbrauch wird in den verschiedenen Szenarien eindeutig verschiedenen Anwendungen zugeordnet:
 - Strom:** Die Elektrifizierung ist ein wichtiger Bestandteil der meisten klimaneutralen Szenarien, und um die Stromversorgung und deren ausgewogene Gestaltung³⁾ während des gesamten Jahres zu gewährleisten, wird Strom in Wasserstoffkraftwerken erzeugt. Wasserstoff wird zur Stromerzeugung genutzt, wenn das Angebot an nachhaltigem Strom aus Solar- und Windenergie nicht ausreicht, außer im europäischen Szenario, in dem grünes Gas für diesen Zweck verwendet wird.
 - Industrie:** In allen Szenarien, mit Ausnahme des regionalen Szenarios, wird Wasserstoff neben einer umfassenden Elektrifizierung und CCS genutzt, um die niederländische Industrie nachhaltiger zu gestalten. Wasserstoff kommt vor allem als nachhaltiger Rohstoff in der chemischen Industrie, bei der Herstellung von chemischen Düngemitteln und bei der Raffination zum Einsatz. In der Lebensmittel- und Papierindustrie wird Wasserstoff hauptsächlich als Wärmequelle verwendet;
 - Baubestand:** Wasserstoff wird im Baubestand zum Heizen von Häusern und Gebäuden verwendet. Das europäische und das internationale Szenario gehen von einem 20%- bzw. 40%igen Anteil von Hybrid-Wärmepumpen mit Wasserstoff aus;
 - Mobilität:** Der Wasserstoffanteil im Fracht- und Personenverkehr liegt bei 15-50 % bzw. 0-40 %;
 - Synthetische Brennstoffe:** Auch wenn dies in den Zahlen in der nebenstehenden Abbildung nicht zum Ausdruck kommt, würden für die Herstellung von synthetischen Brennstoffen für die Luft- und Schifffahrt große Mengen an Wasserstoff benötigt. Der diesbezügliche Wasserstoffbedarf bewegt sich zwischen ca. 500 PJ im regionalen Szenario und ca. 1000 PJ im europäischen und internationalen Szenario, wobei der Bedarf im nationalen Szenario bei etwa 700 PJ liegt.

1) Ohne Wasserstofftransitströme und internationalen Luft- und Seeverkehr. 2) Geht man von Witterungsbedingungen wie im Jahr 2015 aus.

3) Als Ergänzung für Batterien, mit denen der notwendige saisonale Ausgleich (noch) nicht realisiert werden kann.

3

Die Zweckmäßigkeit eines Transportnetzes für Wasserstoff

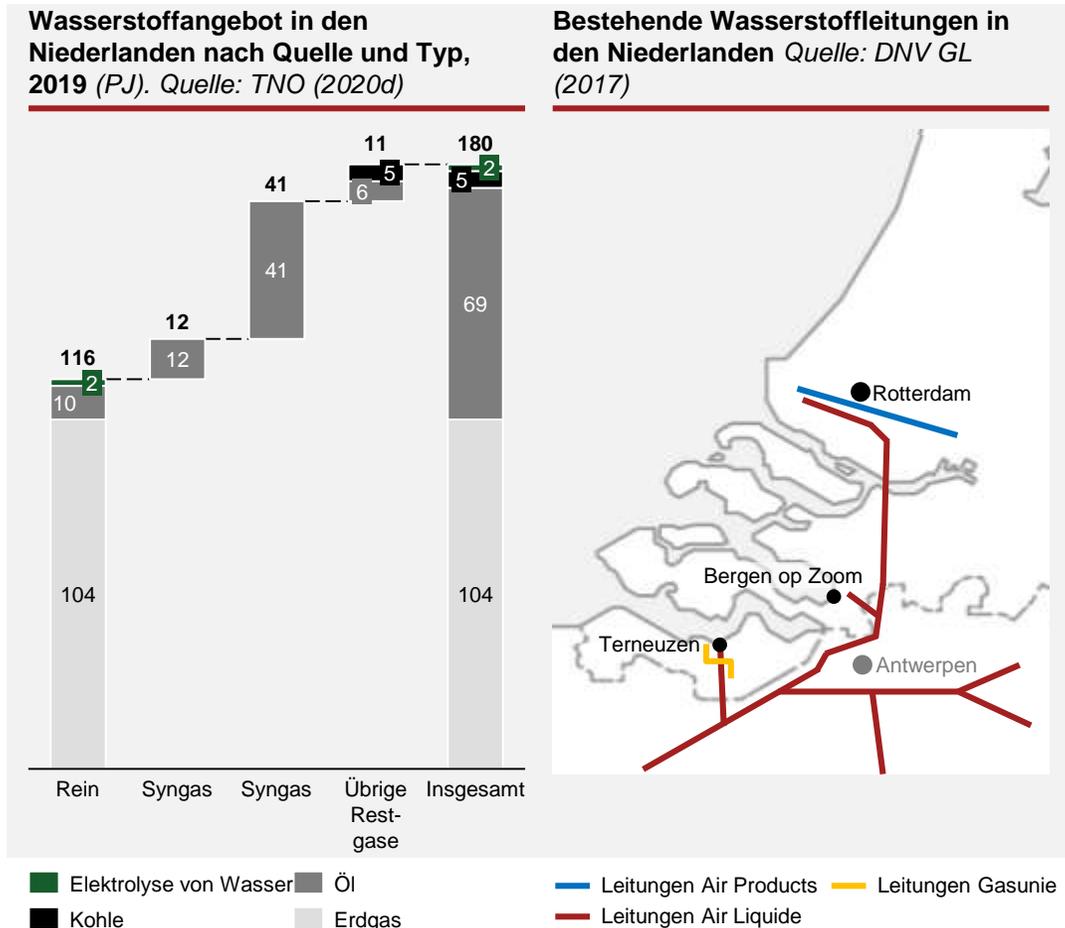
HyWay 27

3.1. Der Transportbedarf für Wasserstoff



Derzeit wird Wasserstoff nur in geringen Mengen transportiert, da die Erzeugung in der Nähe der Endverbraucher stattfindet

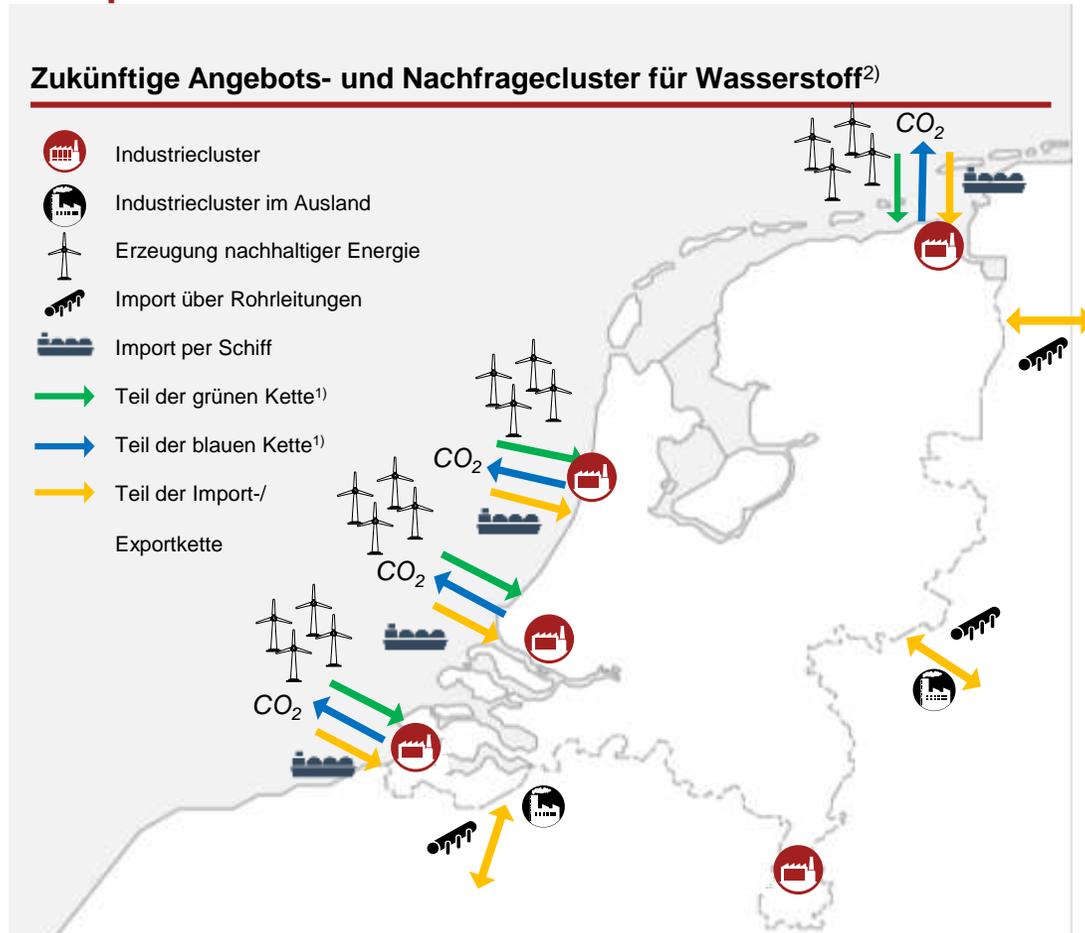
Air Liquide und Air Products beliefern ihre Kunden über ein eigenes Wasserstoffnetz



- Wasserstoff wird derzeit nur in begrenztem Umfang transportiert. Der aktuelle (2019) Wasserstoffbedarf von ca. 180 PJ wird hauptsächlich mit grauem Wasserstoff gedeckt, der aus Erdgas und Erdöl erzeugt wird, wobei das dabei freigesetzte CO₂ kaum oder gar nicht abgeschieden wird. Da die benötigten fossilen Brennstoffe in den Industrieclustern in großen Mengen zur Verfügung stehen, kann Wasserstoff in der Nähe der Endverbraucher, meist sogar für den Eigenverbrauch, produziert werden.
- Wenn Wasserstoff oder wasserstoffreiche Restgase als Nebenprodukte freigesetzt werden, werden diese in der Regel über lokale Rohrleitungen zu anderen Verbrauchern im gleichen Industriegebiet transportiert.
- Air Products und Air Liquide sind die einzigen Erzeuger in den Niederlanden, die externe Kunden über ein eigenes Leitungsnetz reinem Wasserstoff beliefern (TNO, 2020d). Eine Studie schätzt die betreffenden Mengen auf weniger als 10 PJ/Jahr (Roads2HyCom, 2007):
 - Air Products betreibt im Industriecluster Rotterdam/Moerdijk ein Rohrleitungssystem von ca. 140 km, das von Botlek nach Moerdijk und Zwijndrecht verläuft.
 - Air Liquide betreibt das größte europäische Wasserstoffnetz mit einer Länge von ca. 1000 km und einem Durchmesser von 154 mm, das von Nordfrankreich bis Rotterdam reicht und mehrere Produktionsstätten mit Kunden in Nordfrankreich, Belgien und den südwestlichen Niederlanden verbindet. Dies bietet Import- und Exportmöglichkeiten, wobei das Verhältnis derzeit etwa ausgeglichen ist (TNO, 2020d).
- Außerdem betreibt Gasunie ein 12 km langes Wasserstoffnetz zwischen Dow Benelux und Yara im Industriecluster Zeeland. Dabei handelt es sich um eine ehemalige Erdgasleitung, die 2018 für den Transport von Wasserstoff umgerüstet wurde.
- Geringe Mengen an Wasserstoff (weniger als 0,2 PJ pro Jahr) werden auch per LKW transportiert (TNO, 2020d).

In einer klimaneutralen Wirtschaft werden neue Transportketten benötigt, um Anbieter und Abnehmer von Wasserstoff zu verbinden

Es werden Transportkapazitäten benötigt, um den produzierten blauen und grünen Wasserstoff zum Endverbraucher zu transportieren



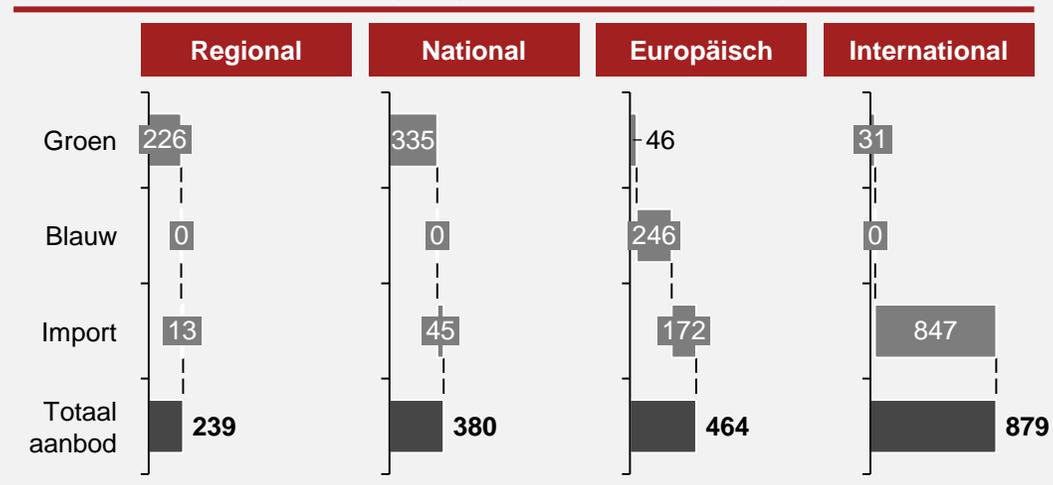
- Um längerfristig ein klimaneutrales Energie- und Ressourcensystem zu realisieren, werden CO₂-freie Moleküle benötigt. Für CO₂-freie, aber auch CO₂-arme Moleküle werden neue Ketten für die Verbindung von Energiequellen, Anbietern und Abnehmern und damit für den Wasserstofftransport benötigt.
- Das Angebot von CO₂-freiem und -armem Wasserstoff kann in drei Ketten gegliedert werden (grün, blau und Import), die jeweils eine neue Form der Transportinfrastruktur erfordern:
 - **Die grüne Wasserstoffkette (CO₂-frei) erfordert zusätzlichen Transport von nachhaltigem Strom und/oder Wasserstoff.** Für die Erzeugung von grünem Wasserstoff wird eine relativ große Menge an nachhaltigem Strom benötigt. Ein Beispiel: Die Erzeugung von 1 PJ grünem Wasserstoff pro Jahr erfordert derzeit ca. 10 Offshore-Windturbinen oder Sonnenkollektoren mit einer Fläche von ca. 300 Fußballfeldern. Signifikante Wasserstoffmengen können daher in den Niederlanden nur mit nachhaltigem Strom aus Offshore-Windenergie erzeugt werden (II3050 aus ETM, 2020; RLI, 2021).
 - **Die blaue Wasserstoffkette (CO₂-arm) erfordert zusätzlichen Transport von CO₂ und/oder Wasserstoff.** Wenn bestehende SMR-Anlagen, in denen derzeit grauer Wasserstoff erzeugt wird, mit CCS ausgestattet werden, kann ein Teil des CO₂ abgeschieden und dann zu leeren Gasfeldern unter der Nordsee transportiert werden – dem einzigen Ort, an dem CO₂ in den Niederlanden dauerhaft gespeichert werden kann (TKI Nieuw Gas, 2020).
 - **Die Wasserstoff-Importkette (üblicherweise grüner Wasserstoff, also CO₂-frei) erfordert Import-Terminals und inländischen Wasserstofftransport.** Regionen wie Südeuropa, Nordafrika, Chile, der Nahe Osten und Australien rechnen damit, künftig so viel erneuerbaren Strom erzeugen zu können, dass die Überschüsse in Form von Wasserstoff exportiert werden können (Frontier Economics, 2018). Ein Teil des Wasserstoffimports könnte auch über Leitungen aus Deutschland oder Belgien erfolgen (II3050 aus ETM, 2020), aber diese Länder verfügen über keinen Überschuss an nachhaltiger Energie und gehen davon aus, dass sie CO₂-freien oder -armen Wasserstoff aus oder über die Niederlande importieren werden³⁾ (BMWl, 2020).
- Die Abbildung links verdeutlicht, dass die niederländische Küstenregion eine wichtige Verbindung für die verschiedenen CO₂-freien und -armen Wasserstoffketten bildet und zeigt damit, dass der Cluster Chemelot, aber auch Exportstandorte in Deutschland und Belgien auf Verbindungen mit den anderen Clustern angewiesen sind, um ihren Bedarf an CO₂-freiem/-armem Wasserstoff zu decken.

1) Die grünen und blauen Ketten beziehen sich auf in den Niederlanden erzeugten Wasserstoff. 2) Andere Küstenstandorte mit Seehäfen und Energieinfrastruktur, wie z. B. Den Helder, bieten ebenfalls Möglichkeiten für die Entwicklung von Wasserstoffketten. 3) Außerdem besteht die Möglichkeit, dass die Niederlande blauen Wasserstoff über bestehende Erdgasleitungen aus Norwegen importieren.

Wie groß der Bedarf für den Transport genau ist, hängt in erster Linie von den zukünftigen Quellen für Wasserstoff ab

Die wechselseitige Rolle von grünem, blauem oder importiertem Wasserstoff in klimaneutralen Szenarien ist noch ungewiss

Wasserstoffversorgung-II350-Szenarien für das Wetterjahr 2015, ohne Wasserstoff für Transitströme und internationale Luft- und Schifffahrt (PJ).
Quelle: Berenschot & Kalavasta (2020) mit Daten von ETM (2020)



Menge an benötigtem erneuerbarem Strom oder CO₂-Abscheidung für die Szenarien

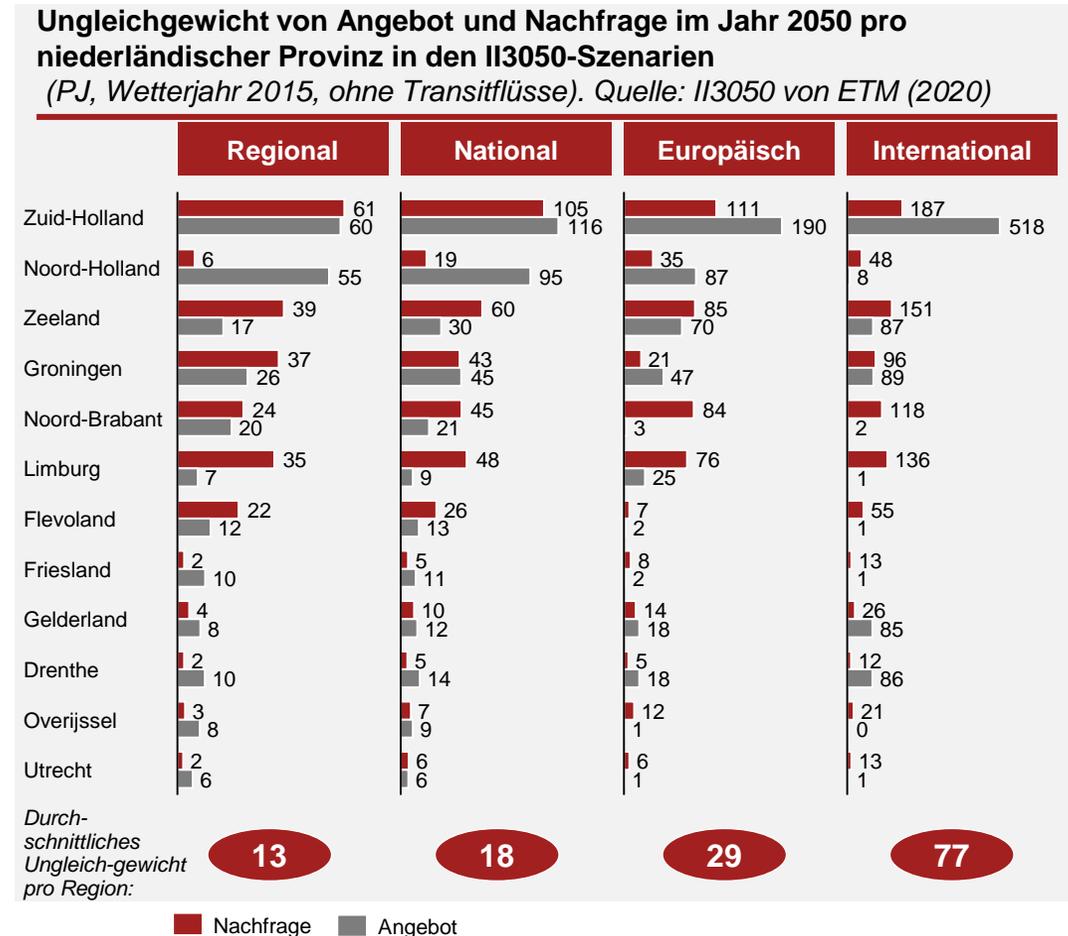
	Bandbreite	Perspektive ¹⁾
Grün	31-335 PJ	3-43 Windparks mit 700MW
Blau	0-246 PJ	0-28 Mt (15 Milliarden m ³) CO ₂ -Abscheidung
Import	13-847 PJ	1-156 Windparks mit 700MW

- Der genaue Bedarf für den Transport hängt stark von den verschiedenen Wasserstoffketten ab, die in den Niederlanden und im Ausland entwickelt werden. Der Gesamtumfang dieser Ketten und ihre gegenseitige Beziehung sind jedoch noch undeutlich.
- Die vier Eckpunkt-Szenarien von II3050 zeigen eine Bandbreite für die gesamte Wasserstoffversorgung in den Niederlanden von 239 bis 879 PJ im Jahr 2050. Diese Werte schließen den Transit und Wasserstoff für den internationalen Luft- und Seetransport aus. Der Anteil von grünem, blauem und importiertem Wasserstoff an der Gesamtversorgung unterscheidet sich deutlich zwischen den Szenarien (grün: 4-95 %; blau: 0-53 %, Import: 5-96 %). Dennoch ergeben sich aus diesen Eckpunkt-Szenarien einige wichtige Schlussfolgerungen:
 - Die benötigte Menge an grünem Wasserstoff erfordert eine umfassende Entwicklung erneuerbarer Stromquellen, für die Offshore-Wind das größte Potenzial bietet. Die 3-4 GW, die für das europäische und internationale Szenario benötigt werden, sind mit Offshore-Wind leicht zu erreichen, die 20-30 GW, die für das regionale und nationale Szenario benötigt werden, erfordern jedoch einen umfangreiche Ausbau des Offshore-Windes.
 - Ob blauer Wasserstoff im Jahr 2050 einen erheblichen Anteil an der Wasserstoffversorgung haben wird, ist noch ungewiss. Blauer Wasserstoff wird allerdings als erschwinglicher Zwischenschritt zu komplett CO₂-freiem Wasserstoff betrachtet. Da der größte Teil des abgeschiedenen CO₂ zur dauerhaften Speicherung in die Nordsee transportiert werden muss und neue Kraftwerke zur CO₂-Abscheidung effektiver sind, wird davon ausgegangen, dass große blaue Wasserstoffprojekte in der Nähe der bestehenden Erdgasinfrastruktur zur Nordsee entstehen werden. Beispiele sind H-vision in Rotterdam und H2Gateway in Den Helder.
 - Darüber hinaus müssen die Niederlande auf jeden Fall die Importkette ausbauen, um den gesamten Bedarf an CO₂-freiem und schadstoffarmem Wasserstoff in den Niederlanden decken zu können. Importe sind dabei unerlässlich, um das Transitvolumen in andere Länder (insbesondere Nordrhein-Westfalen) erbringen zu können. Importe können per Rohrleitung oder Schiff in die Niederlande gelangen. Da Nordwesteuropa insgesamt, ganz besonders durch Deutschland, zum Netto-Wasserstoffimporteur wird, muss davon ausgegangen werden, dass der größte Teil per Schiff in die Häfen gelangt (ETM, 2020).

1) Annahmen: 25 % Verlust bei der Produktion von grünem Wasserstoff (ohne Importe), Offshore-Windkapazitätsfaktor von 0,47 (4.150 Volllaststunden), Energieverlust durch Importe 30 %, 0,1 Mt CO₂-Abscheidung pro PJ blauer Wasserstoffproduktion.

Die II3050-Szenarien verdeutlichen die Bedeutung des Transports zum Ausgleich regionaler Ungleichgewichte bei Wasserstoffangebot und -nachfrage

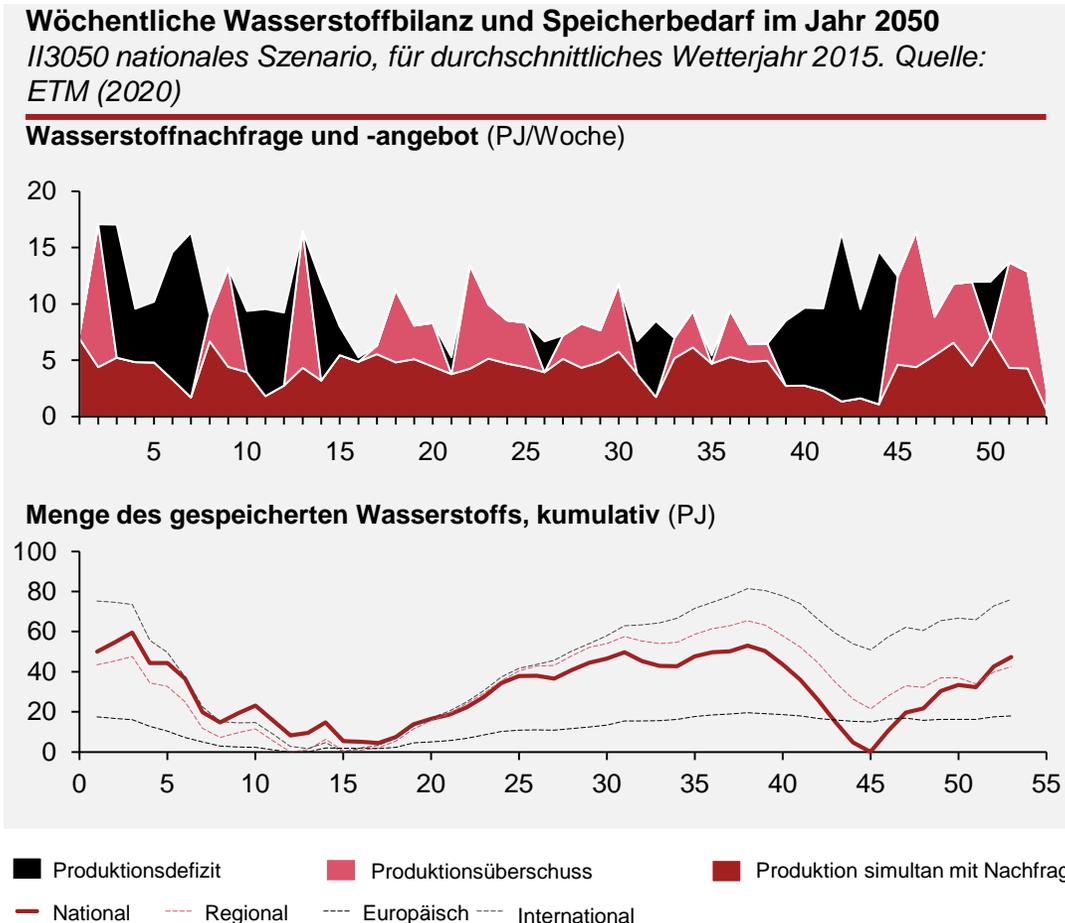
Die durchschnittlichen Ungleichgewichtsmengen innerhalb der Regionen liegen in den vier Szenarien zwischen 13 und 77 PJ



- Eine Analyse der Standorte des Wasserstoffangebots und der Wasserstoffnachfrage in II3050 zeigt, dass die jährlichen Produktions- und Importmengen nach Regionen nicht den jährlichen Bedarfsmengen entsprechen. Das bedeutet, dass bei den Regionen ein Wasserstoffüberschuss oder Defizit (Ungleichgewicht) besteht, den sie mit anderen Regionen ausgleichen müssen.
- Die nebenstehende Abbildung zeigt die Ungleichgewichtsmengen auf Jahresbasis pro niederländischer Provinz und pro Szenario. Das Gesamtangebot und die Gesamtnachfrage für die Niederlande sind identisch. Der Unterschied zwischen Angebot und Nachfrage pro niederländischer Provinz ist die minimale Transportnachfrage von oder zu dieser Provinz.
- Aus der Analyse lässt sich Folgendes schließen:
 - Die Provinzen mit den fünf größten Industriegebieten stellen zusammen den größten Anteil der Nachfrage; Der Gesamtbedarf verteilt sich auf alle Szenarien, die landesweit verteilt sind;
 - An der Küste gelegene Provinzen mit Industriegebieten (Südholland, Nordholland, Groningen und Zeeland) stellen in allen Szenarien den größten Teil des Wasserstoffangebots, weil sie Zugang zu Offshore-Wind (grüner Wasserstoff), CO₂-Infrastruktur (blauer Wasserstoff) und zu Seehäfen (Import) haben;
 - Die Provinz Limburg (Chemelot), aber auch Flevoland und Nordbrabant, haben in jedem Szenario ein erhebliches Wasserstoffdefizit und sind daher auf Verbindungen mit anderen Regionen angewiesen;
 - Die Szenarien, die weniger von Importen abhängig sind (regional und national), haben ein geringeres durchschnittliches Ungleichgewicht pro Provinz;
 - Werden die Transitflüsse nach Deutschland und Belgien (nicht in der II3050-Studie enthalten) einbezogen, erhöht sich das Ungleichgewicht pro Region weiter.

Steigende Mengen an inländisch produziertem CO₂-freiem Wasserstoff führen auch zu einem Bedarf an Speicherkapazität

Die Speicherkapazität wird benötigt, um jahreszeitlich und witterungsbedingte Schwankungen zu bewältigen



- Mit der steigenden Menge an CO₂-freiem Wasserstoff, die in den Niederlanden produziert wird, steigt auch die Abhängigkeit vom Wetter und den Jahreszeiten. Um diese Produktionsschwankungen auszugleichen, werden umfangreiche Speicherkapazitäten benötigt.
- Die Abbildung oben links zeigt den Produktionsüberschuss und das Produktionsdefizit für das nationale Szenario aus II3050 für das durchschnittliche Wetterjahr (2015). Hier wird der Gesamtbedarf an Wasserstoff (380 PJ/Jahr) fast vollständig durch die grüne Wasserstoffproduktion (335 PJ/Jahr) mit erneuerbarem Strom gedeckt. Etwa die Hälfte dieses grünen Wasserstoffs wird zur Stromerzeugung während Momenten der Stromknappheit genutzt (154 PJ).
- Aufgrund der jahreszeitlich und witterungsbedingten Muster erfordert dieses Szenario eine Wasserstoffspeicherkapazität von über 60 PJ. (Zum Vergleich: Das kombinierte Arbeitsvolumen der drei größten niederländischen Erdgasspeicher beträgt derzeit 200 PJ (TNO, 2018)). Das liegt daran, dass Angebot und Nachfrage in einem geschlossenen System jederzeit im Gleichgewicht sein müssen, damit die Druckunterschiede nicht unzulässig groß werden. Überschüsse und Defizite müssen daher abgeleitet oder über Lagerorte bereitgestellt werden.
- Das Transportsystem ist in der Lage, kleine Druckunterschiede auszugleichen, was eine Flexibilität im Tagesverlauf ermöglicht. Das Wasserstoff-Ungleichgewicht pro Tag muss auf andere Weise ausgeglichen werden, zum Beispiel durch großflächige Wasserstoffspeicher.
- In anderen II3050-Szenarien, in denen die Gesamtproduktion von grünem Wasserstoff geringer ist als im nationalen Szenario, wird immer noch eine erhebliche Menge an jahreszeitlich und witterungsbedingter Wasserstoffspeicherung benötigt.
- Im extremen Wetterjahr 1987 mit einer Periode der „Dunkelflaute“ ist der Speicherbedarf in jedem der II3050-Szenarien etwa doppelt so groß wie im hier nebenstehend dargestellten durchschnittlichen Wetterjahr 2015.

Um mögliche natürliche Speicherstätten für Wasserstoff zu erschließen, werden auch Transportkapazitäten benötigt

Salzkavernen in den nördlichen Niederlanden scheinen sich als kostengünstige Lösung für die Wasserstoffspeicherung zu empfehlen



- Um jahreszeitliche und witterungsbedingte Abhängigkeiten auszugleichen, ist eine umfassende Wasserstoffspeicherung im System notwendig. Die umfassende (in der Größenordnung mehrerer PJ) und langfristige (Monate bis Jahre zur Überbrückung jahreszeitlich und witterungsbedingter Schwankungen) Speicherung von Wasserstoff, wie sie für die umfassende grüne Wasserstoffproduktion erforderlich ist, ist nur unterirdisch unter Verwendung geeigneter geologischer Strukturen wirtschaftlich interessant (IEA, 2019). Diese Salzkavernen befinden sich jedoch nur in den nördlichen Niederlanden und müssen mithilfe von Wasserstofftransport zugänglich gemacht werden.
- Unterirdische Salzkavernen sind aus mehreren Gründen das am besten geeignete Speichermedium für Wasserstoff: Es handelt sich um eine ausgereifte und bereits vorhandene Technologie, erfordert relativ geringe Investitionskosten, hat einen Wirkungsgrad von ca. 98 % und geringe Leckageverluste, bietet eine hohe Eingangs- und Ausgangsleistung, birgt minimale Kontaminationsrisiken und benötigt nur begrenzte Mengen an Kissengas (Andersson et al, 2019; IEA, 2019). Der größte Nachteil ist, dass Salzkavernen nur an Standorten mit geeigneten geologischen Strukturen zur Verfügung stehen, die sich in Europa hauptsächlich in den nördlichen Niederlanden und Norddeutschland befinden. Die Wasserstoffspeicherung in erschöpften Gasfeldern könnte in Zukunft noch größere Möglichkeiten bieten, wird aber aufgrund einer Reihe technischer Herausforderungen derzeit noch untersucht (TNO, 2020c).
- Wasserstoff in flüssiger Form kann zur umfassenden Speicherung beitragen, hohe Umwandlungskosten machen ihn jedoch für die stationäre Speicherung wirtschaftlich wenig reizvoll. Wenn Wasserstoff durch den Import per Schiff bereits in flüssiger Form (*flüssiger Wasserstoff, Ammoniak oder flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC)*) zur Verfügung steht, kann die Tanklagerung in Importterminals ebenfalls einen Beitrag zum Speicher- und Flexibilitätsbedarf des Wasserstoffsystems leisten, sofern es wirtschaftlich und technisch möglich ist, den Prozess, Wasserstoff „auszupacken“, die sogenannte *Dehydrierung*, flexibel zu regeln ist. Ein großer Öltank (114.000 m³) könnte theoretisch 0,8 PJ Wasserstoff in der Form von LOHC (50 kg H₂/ m³) oder 1,9 PJ Wasserstoff in der Form von Ammoniak (120 kg H₂/ m³) fassen (Andersson et al, 2019).

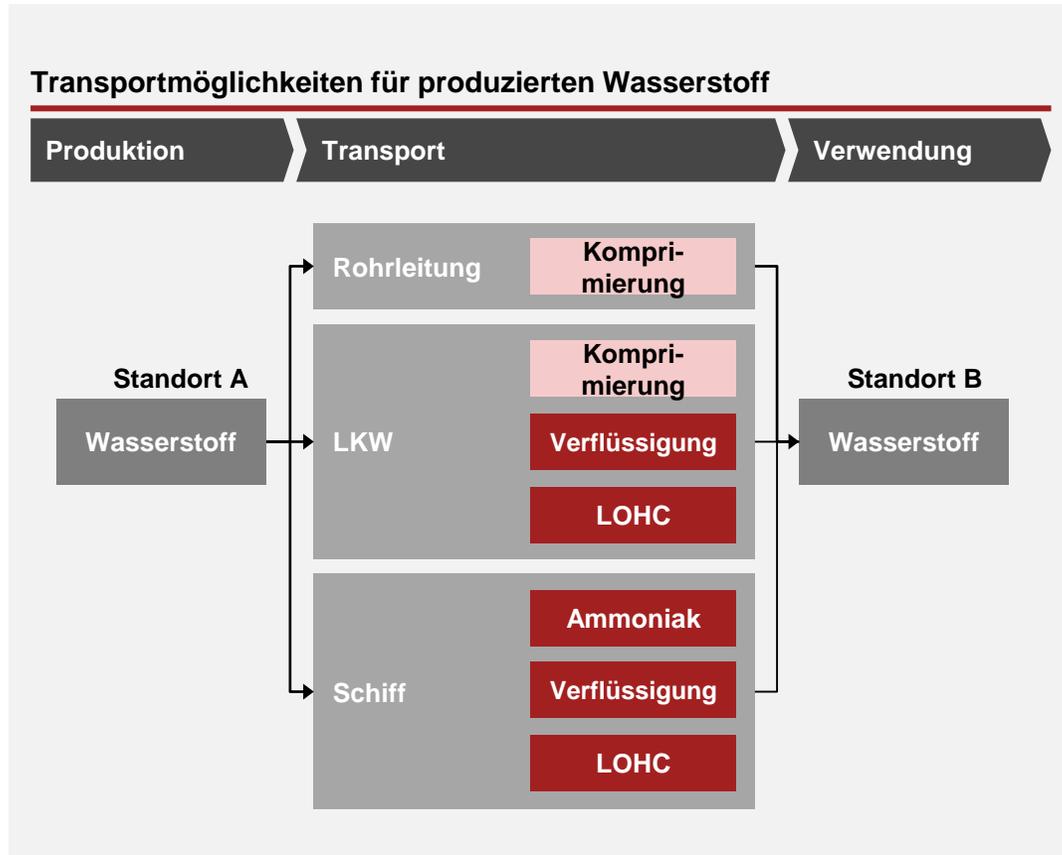
1) Einschließlich oberirdischer Anlage und Kissengas. Die Investition hängt stark von der Anzahl der Salzkavernen ab, die mit einer oberirdischen Anlage verbunden sind. 2) Auf der Grundlage einer Kapitalverzinsung von 5,5 %. 3) Ein Voll-Leer-Voll-Zyklus gibt das Verhältnis zwischen Durchsatz und der Kapazität eines Speichers an und liegt für II3050-Szenarien normalerweise zwischen 2 und 3.

3.2. Die Zweckmäßigkeit von Rohrleitungen als Transportmittel



Wasserstoff kann auf verschiedene Weise vom Produktionsstandort zum Endverbraucher transportiert werden

Die Kosteneffizienz der verschiedenen Verkehrsträger hängt vom Volumen und der Entfernung ab

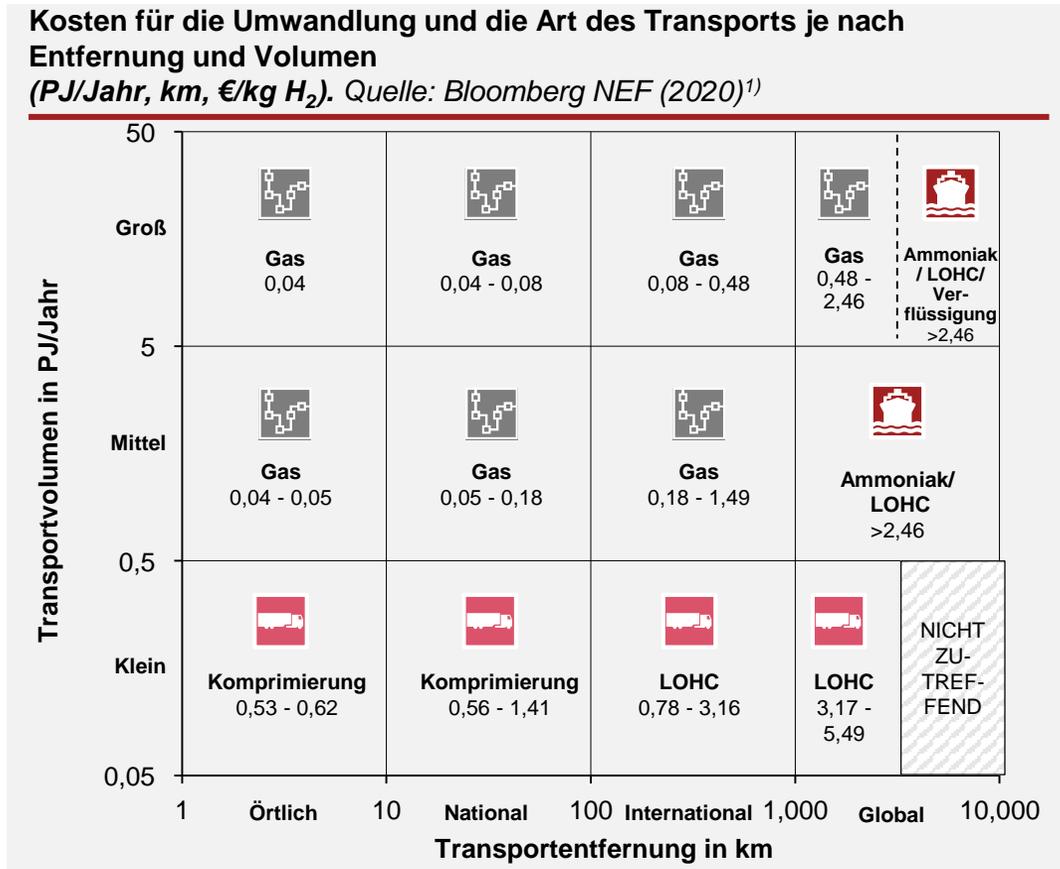


Legende ■ Mit Umwandlung ■ Ohne Umwandlung

- Die Transportkosten von Wasserstoff werden hauptsächlich durch das Volumen und die Entfernung bestimmt; dabei sind verschiedene Transportarten für unterschiedliche Kombinationen dieser Faktoren am kostengünstigsten:
 - Ein *Transport per Rohrleitung*, der besonders für den Transport großer Mengen Wasserstoff rentabel ist, eignet sich daher hervorragend für die Versorgung von Gebieten großer industrieller Nutzer mit Wasserstoff.
 - Ein *Transport per LKW* ist besonders für den Transport kleiner Mengen kostengünstig und wenn der Endverbraucher nicht in der Nähe von Rohrleitungen ist. Für kürzere Entfernungen ist eine hohe Verdichtung in kleinen Tanks am wirtschaftlichsten, für längere Strecken ist ein flüssiger organischer Wasserstoffträger (LOHC) aufgrund der Stabilität des Trägers günstiger (Andersson et al, 2019).
 - Ein *Transport per Schiff* ist die einzige Möglichkeit, Wasserstoff über Entfernungen zu transportieren, wenn Leitungen nicht mehr kosteneffizient sind. Derzeit wird parallel mit drei Techniken zur Speicherung und zum Transport von Wasserstoff in flüssiger Form experimentiert, nämlich Ammoniak, Verflüssigung und LOHC.
- Die Umwandlung zwischen gasförmigem und flüssigem Wasserstoff führt zu hohen Energieverlusten und hat damit einen geringen Wirkungsgrad (CE Delft, 2018a). Grundsätzlich sollte daher beim Transport von Wasserstoff zwischen zwei Standorten eine Umwandlung so weit wie möglich vermieden werden. Die nachstehenden Zahlen bieten einen Anhaltspunkt für die Umrüstungskosten, die jedoch immer im Zusammenhang mit der gesamten Kette bewertet werden müssen.
 - *Verflüssigung*: Wasserstoff wird auf ca. -253 °C abgekühlt. Sowohl das Kühlen selbst als auch die Beibehaltung dieser Temperatur während des Transports verbrauchen Energie. Die Umrüstungskosten betragen ca. 0,80 € pro kg Wasserstoff (IEA, 2019)
 - *LOHC*: das chemische Verbinden von Wasserstoff mit einem organischen Stoff (große Produktvielfalt möglich). Die Umrüstungskosten betragen 1,1 € - 2,1 € pro kg 2; außerdem müssen die Rückflüsse berücksichtigt werden (IEA, 2019).
 - *Ammoniak*: die chemische Umwandlung von gasförmigem Wasserstoff in flüssiges Ammoniak, indem Wasserstoff an Stickstoff gebunden wird (Haber-Bosch-Prozess). Die Umrüstungskosten betragen 1,50 € – 1,90 € pro kg Wasserstoff. Hinzu kommt, dass Ammoniak giftig ist, sodass zusätzliche Vorsorgemaßnahmen getroffen werden müssen (IEA, 2019).

Rohrleitungen sind die kostengünstigste Möglichkeit zum Transport großer Wasserstoffmengen in den Niederlanden und im nordwestlichen Europa

Rohrleitungen sind ab Transportvolumina von ca. 0,5 PJ/Jahr und einem Abstand bis ca. 1.000 km kosteneffektiv



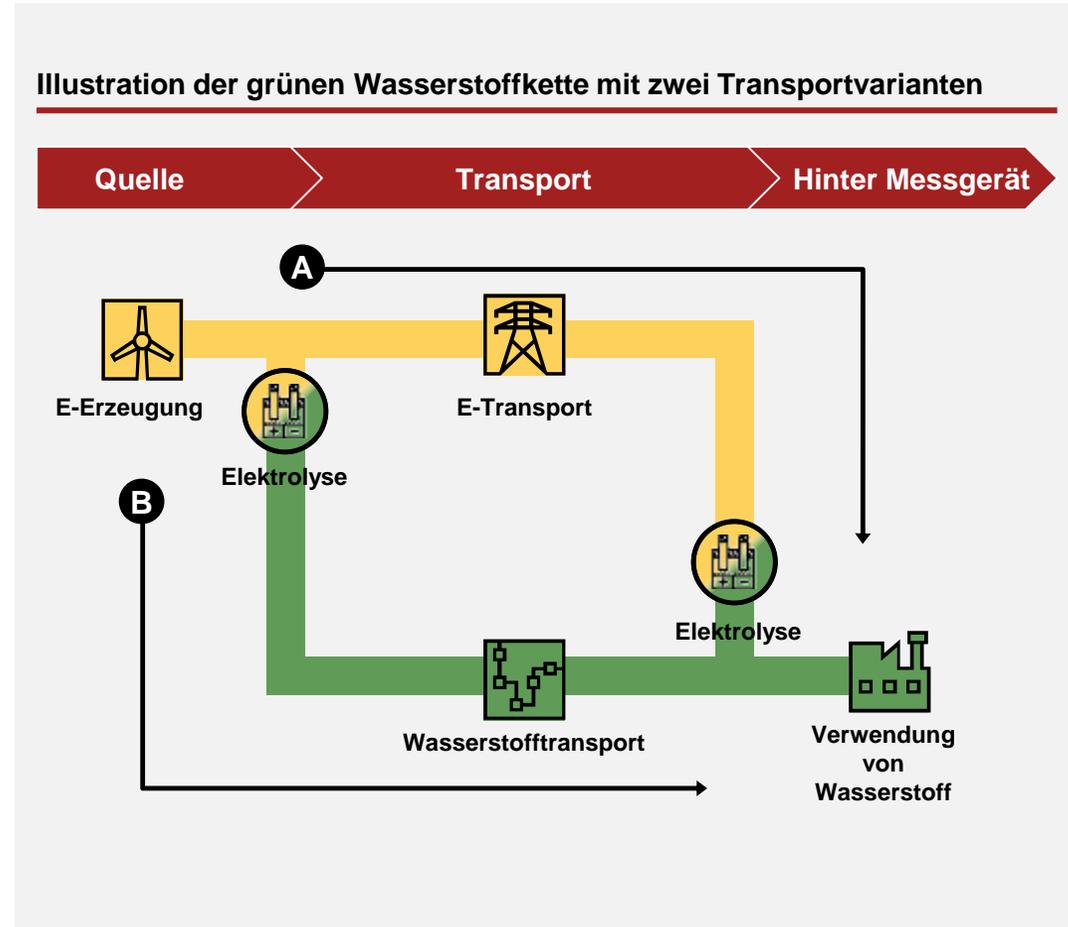
- Die Transportkosten von Wasserstoff werden hauptsächlich durch das Volumen und die Entfernung bestimmt; dabei sind verschiedene Transportarten für unterschiedliche Kombinationen dieser Faktoren am kostengünstigsten.
- Die nebenstehende Abbildung zeigt, dass der Wasserstoff ab mittleren Mengen (ca. 0,5 PJ/Jahr) am besten per Rohrleitung in Gasform transportiert werden kann. Bloomberg NEF (2020) hat errechnet, dass dies kostengünstiger ist als ein LKW-Transport, bei dem der Wasserstoff in Hochdrucktanks (ca. 500 bar) gespeichert wird. Für den Transport von 0,5 PJ Wasserstoff werden ca. 3.500 LKWs benötigt²⁾.
- Die Abbildung zeigt auch, dass bei Entfernungen über 1.000 km der Transport per Schiff günstiger werden kann. Für große Mengen (über ca. 5 PJ/Jahr) gilt dies insbesondere für interkontinentale Verbindungen durch tiefe Meere und Ozeane, in denen Rohrleitungen nicht mehr kosteneffizient sind (IEA, 2019).
- Zum Vergleich: Die II3050-Studie zeigt, dass die regionalen Wasserstoffdefizite und -überschüsse pro Provinz im Jahr 2050 zwischen 13 und 77 PJ/Jahr liegen. Das bedeutet, dass für die Beseitigung von Ungleichgewichten bei einem solchen Umfang die Rohrleitungen am kostengünstigsten sind.

1) Kosten für Gas inkl. 20 % Speicherkosten. Übersicht angereichert mit Daten der IEA (2019).

2) Ein LKW kann +/- 100 kg Wasserstoff transportieren; dafür wird der Wasserstoff unter hohen Druck gesetzt (ca. 500 bar).

Ein Übertragungsnetz mit Rohrleitungen kann dazu beitragen, die Gesamttransportkosten in der Kette zu senken

Wenn der Endverbraucher Wasserstoff benötigt, ist es günstiger, die Elektrolyse in der Nähe der Stromerzeugung durchzuführen



- Die nebenstehende Abbildung zeigt die grüne Wasserstoffkette. Im vorigen Abschnitt wurde beschrieben, dass die Quelle für erneuerbaren Strom meistens nicht in der Nähe des Endverbrauchers von Wasserstoff liegt. Der Wasserstoffproduzent muss also eine Entscheidung treffen, wo er den Wasserstoff produziert. Einfach ausgedrückt, gibt es zwei Möglichkeiten: A) Erzeugung grünen Wasserstoffs in der Nähe des Benutzers; dabei wird erneuerbarer Strom über das Stromnetz zum Benutzer transportiert; B) Grüner Wasserstoff wird in der Nähe der Stromquelle produziert und über ein Wasserstofftransportnetz zum Verbraucher transportiert.
- In vielen Fällen ist die Herstellung von Wasserstoff in der Nähe der Quelle des erneuerbaren Stroms (Option B) günstiger. DNV GL (2020a) schätzt, dass die Transportkosten von Molekülen bei gleicher Energiemenge etwa 8-15x günstiger sind als die von Elektronen. Das liegt an den großen Unterschieden bei der Kapazität und den Kosten. Außerdem muss die Umwandlungsenergie der Elektrolyseanlage (20-40 %) nicht transportiert werden (Hydrogen Coalition, 2018). Natürlich kann es Ausnahmen von dieser Regel geben; in bestimmten Situationen ist es sinnvoller, Wasserstoff in der Nähe eines Endverbrauchers zu produzieren.
- Die meisten (industriellen) Anwender von Wasserstoff verfügen über einen Stromanschluss. Darüber hinaus gilt für die niederländischen Netzbetreiber grundsätzlich eine Anschluss- und Transportpflicht: Wenn sich ein Nutzer entscheidet, Elektrolyse zu betreiben, müssen die Stromnetzbetreiber es anbieten, auch wenn es zu einer erhöhten Belastung des Netzes führt. Die Entwicklung eines Übertragungsnetzes für Wasserstoff ermöglicht es, den Wasserstoff auf einem alternativen Weg zum Nutzer zu bringen – einem Weg, der in vielen Fällen zu den niedrigsten Gesamttransportkosten in der Kette führt.

Ein Übertragungsnetz kann als *Backbone* dienen, an das sich neue Nutzer anschließen können, sodass ein liquider Markt entsteht

Ein zentrales Übertragungsnetz verbessert die Auswahl für Erzeuger und Nutzer



- Rohrleitungen für Wasserstoff verbinden verschiedene Verbraucher und Anbieter von Wasserstoff, z. B. Wasserstoffproduzenten, Nutzer und Speicherdienstleister. Immer mehr Nutzer können an Rohrleitungen mit zentralem Standort und großer Kapazität angeschlossen werden. Feinmaschigere (Verteil-)Netze können ebenfalls angeschlossen werden. Die Rohrleitung bekommt dann den Charakter eines zentralen Transportnetzes oder Backbones.
- Ein Übertragungsnetz kann zu positiven externen Effekten führen. Dadurch kann es zu einem Teufelskreis kommen. Die Dynamik funktioniert wie folgt:
 - Erzeuger und Nutzer des Übertragungsnetzes profitieren davon, dass weitere Erzeuger und Nutzer über das Wasserstoffnetz miteinander verbunden sind. Das wird als positiver Netzwerkeffekt bezeichnet, bei dem es zu Skaleneffekten kommt (Katz & Shapiro, 1985). Ein Übertragungsnetz bietet den Nutzern Zugriff auf ein umfassenderes Angebot aus verschiedenen Quellen an unterschiedlichen Orten und schafft so Wahlfreiheit. Darüber hinaus verbessert sich die Versorgungssicherheit mit einem Netzwerk und einem zentralen Speicher, und es sind weniger Investitionen in lokale Speicher erforderlich. Für die Produzenten ergeben sich mehr Absatzmöglichkeiten für Wasserstoff, weil (Gruppen von) Nutzern durch das Übertragungsnetz verbunden sind. Zudem entstehen Variationen in den Absatz- und Verbrauchsmustern, sodass die Handelsmöglichkeiten für Produzenten steigen (Van der Linde & Van Leeuwen, 2019). Diese Kombination wird der Nutzung von Wasserstoff einen positiven Impuls geben.
 - Eine verstärkte Nutzung von Wasserstoff wird die Handelbarkeit von Wasserstoff erhöhen (z. B. über einen Virtual Trading Point (VTP), einen virtuellen Handelspunkt). Dies fördert den Wettbewerb auf dem Markt. Außerdem trägt es zur Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit von Wasserstoff bei. Ein Übertragungsnetz leistet somit einen Beitrag zu sinkenden Transaktionskosten, mehr Preistransparenz und größeren Handelsmengen (Mulder, Perey & Moraga, 2019). Letztlich könnte diese Dynamik dazu führen, dass ein liquider Markt für Wasserstoff entsteht.
- Die Netzwerkeffekte können im Rahmen der Entwicklung des Wasserstofftransports zunehmen. In Stromnetzen zeigt sich dies in der Bereitstellung von Smart Services wie dem Peer-to-Peer-Handel von z. B. Solarenergie, Speicherkapazität oder dem intelligenten Laden von Elektroautos. Diese Dienste verstärken den Nutzen, den die bereits das Netz nutzenden Parteien durch die erhöhte Akzeptanz bei anderen Nutzern ziehen (Gillingham & Ovaere, 2020). Möglicherweise ist diese Art der Entwicklung auch für den Wasserstofftransport denkbar.

3.3. Der Transportbedarf bis 2030



Wann und wo bestimmte Transportkapazitäten vor dem Jahr 2030 benötigt werden, hängt von den Maßnahmen ab, welche die Regierung zur Förderung der Kette ergreift

Um 3-4 GW bis 2030 zu erreichen, ist es von ausschlaggebender Bedeutung, dass einige Wasserstoffprojekte kurzfristig die FID treffen

Möglicher Rollout-Plan von Wasserstoffprojekten

Quelle: Gasunie, Waterstofcoalitie (2018)

Jahr	Elektrolysekapazität kumulativ	Leistung pro Elektrolyseur	Wirkungsgrad der Elektrolyse	Jährliches Produktionsvolumen pro Einheit ¹	Anzahl LKW ²
	MW	MW	%	PJ	Anzahl im Jahr
2018	20	10	>70 %	0,1 - 0,1	ca. 700
2021	60	20	75 %	0,1 - 0,2	ca. 1.000
2023	160-200	100	75 %	0,5 - 1,2	ca. 6.000
2025	500-600	250	80 %	1,4 - 3,2	ca. 16.000
2027	1.300-1.500	500	80 %	2,9 - 6,5	ca. 33.000
2030	3.500 – 4.000	1.000	>80 %	5,8 - 13,0	ca. 66.000

- Wo und wann Transportkapazitäten für Wasserstoff in den nächsten Jahren benötigt werden, hängt vor allem von den staatlichen Ambitionen und Maßnahmen im Bereich Wasserstoff ab. Die Nachfrage nach und das Angebot von CO₂-freiem Wasserstoff werden in den nächsten Jahren vor allem durch staatliche Förderungen vorangebracht. Es wird davon ausgegangen, dass es ohne zusätzliche staatliche Maßnahmen (u. a. finanzielle Unterstützung der Kette) nur in geringem Umfang zu CO₂-freien Wasserstoffprojekten kommt (siehe Kapitel 5 für eine umfassendere Analyse).
- Das Ziel der Regierung lautet, bis 2030 eine Elektrolysekapazität von 3-4 GW zu erreichen. Um dieses Ziel zu erreichen, muss in den kommenden Jahren ein Rollout-Plan ausgeführt werden, bei dem immer leistungsstärkere Elektrolyseure geschaffen werden. Die nebenstehende Tabelle auf der Grundlage der Wasserstoffkoalition (2018) illustriert dies.
- Diese Staffelung bedeutet, dass bereits vor 2030 Transportkapazitäten zwischen Clustern und Speicherorten benötigt werden.
- Bereits in wenigen Jahren müssen Elektrolyseure mit Kapazitäten von 100-500 MW gebaut werden, die 1-6 PJ pro Jahr erzeugen. Diese Kapazitäten können möglicherweise durch die Nachrüstung bestehender SMR-Anlagen ausgeglichen werden, erfordern aber auch den Transport zu Speicherstätten an bestimmten Standorten.
- Bei Größen über 500 MW ist eine Rückregelung der SMR-Anlage fast unmöglich. In Zeeland besteht eine SMR-Gesamtkapazität von 1,5 GW, die um bis zu 60 % reduziert werden könnte, um 600 MW Flexibilität zu schaffen (Gasunie).

1) Bandbreite ermittelt auf der Grundlage von 2.000 - 4.500 Volllaststunden im Jahr.

2) Auf der Grundlage einer durchschnittlichen Produktion von 2.000 und 4.500 Volllaststunden pro Jahr und einer LKW-Kapazität von 1.000 kg pro LKW (ca. 500 bar).

Die ersten Wasserstoffprojekte benötigen Transportkapazitäten, um die potenzielle Nachfrage in der Umgebung zu erreichen

Im Moment ist noch nicht deutlich, wo die ersten großtechnischen Elektrolyseanlagen entstehen werden

Laufende Wasserstoffprojekte in den Niederlanden
 Quelle: IEA (2019), Top-Sektor Energie (2020), Pressemeldungen

Industriecluster	Projekte und Kapazität (GW)	Beispiele
Rotterdam/ Moerdijk	16 Projekte 4,2 (insgesamt) 2,7 (grün) 1,5 (blau)	<ul style="list-style-type: none"> H-vision Porthos Uni500
Nördliche Niederlande	11 Projekte 7,3 (insgesamt) 6,5 (grün) 0,8 (blau)	<ul style="list-style-type: none"> Djewels NortH2 HyNetherlands
Noordzeekanaal- gebied	4 Projekte 0,2 (insgesamt) 0,2 (grün) 0,0 (blau)	<ul style="list-style-type: none"> H2ermes P2F Hemweg Hy4Am
Zeeland	6 Projekte 2,6 (insgesamt) 2,6 (grün) 0,0 (blau)	<ul style="list-style-type: none"> Deltaurus 1-4 Import Rehycle
Chemelot	2 Projekte 0,5 (insgesamt) 0,0 (grün) 0,5 (blau)	<ul style="list-style-type: none"> FUREC BrigH2
Sonstige Projekte	3 Projekte 0,9 (insgesamt) 0,0 (grün) 0,9 (blau)	<ul style="list-style-type: none"> H2Gateway H2 Hub SCW

Legende GW insgesamt GW grün GW blau

- Derzeit befinden sich etwa 12 GW an grünen Wasserstoffprojekten in der Entwicklungsphase – siehe nebenstehende Abbildung. Um das 3-4-GW-Ziel zu erreichen, muss eine Reihe von Projekten entwickelt werden, und zwar in einem ähnlichen Rollout-Plan wie auf der vorherigen Seite beschrieben. Außerdem befinden sich 3,7 GW an blauen Wasserstoffprojekten in der Entwicklung, von denen einige ebenfalls vorangetrieben werden müssen, um die Reduktionsziele für 2030 in der Industrie zu erreichen.
- Viele dieser Projekte werden grünen oder blauen Wasserstoff in großem Maßstab produzieren, der dann zu den Nutzern transportiert werden muss. Selbst wenn sich diese Nutzer in der Nähe des Produktionsstandortes befinden, zum Beispiel in einem Küstencluster, gibt es oft keine Transportinfrastruktur, um die Verbraucher mit den Produzenten zu verbinden.
- Es ist deutlich, dass es den Initiatoren von Wasserstoffprojekten wichtig ist, sicher zu sein, dass die Transportinfrastruktur vorhanden ist. Ohne eine solche Zusicherung wird wahrscheinlich keine FID getroffen werden. Angesichts des Wunsches, die verschiedenen Wasserstoffziele bis 2030 zu erreichen, scheint es naheliegend, vielversprechende Projekte möglichst weitgehend mit Transportkapazitäten zu fördern.
- Im Voraus ist nicht bekannt, welche dieser Projekte in den kommenden Jahren tatsächlich verwirklicht werden. Außerdem ist diese Liste natürlich nur eine Momentaufnahme, die sich in den kommenden Jahren ändern kann. Das macht es schwierig, jetzt schon vorherzusagen, wo im Zeitraum bis 2030 Transportkapazitäten benötigt werden.

Bestimmte Verbindungen zwischen Clustern werden wahrscheinlich auch zur Verknüpfung der Nachfrage sowie aufgrund des Speicherbedarfs wünschenswert

Einige Cluster sind für die Versorgung und den Ausgleich von CO₂-freiem und kohlenstoffarmem Wasserstoff von anderen Clustern abhängig

Merkmale von Industrieclustern in den Niederlanden

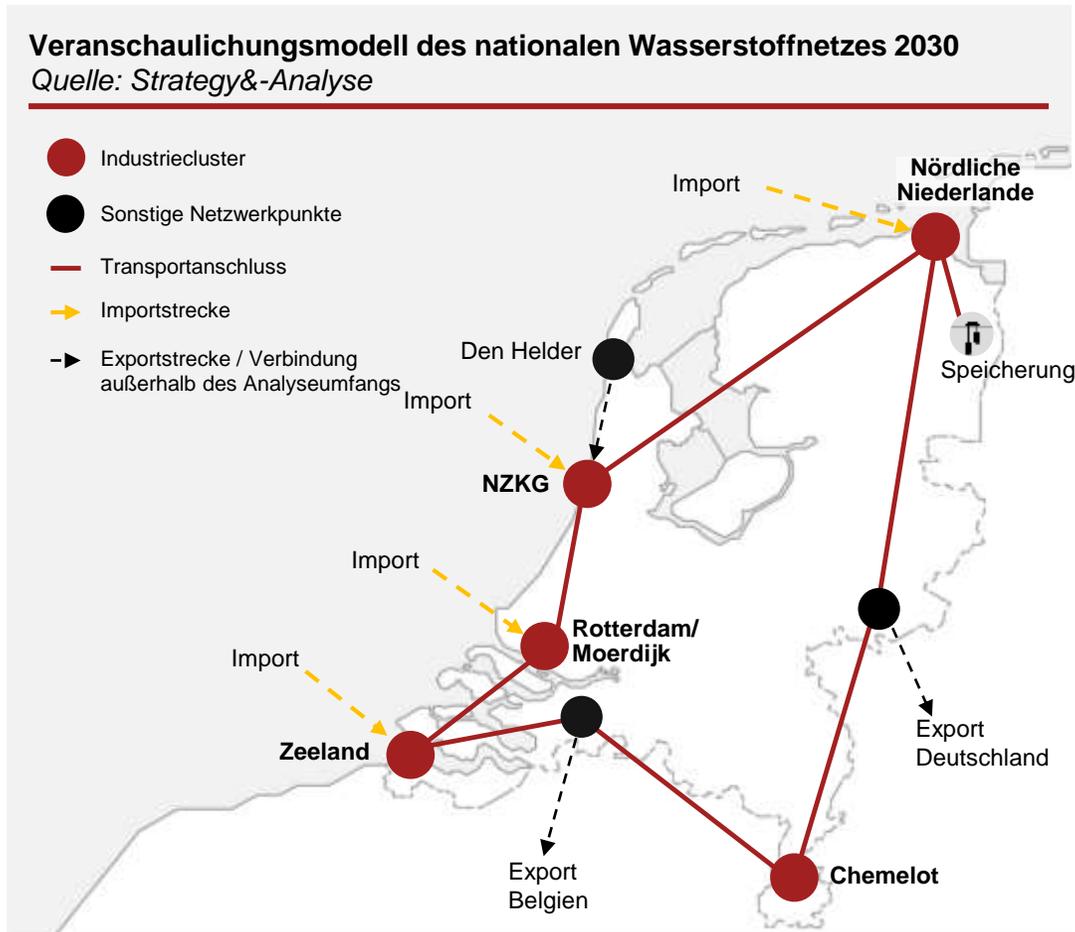
Quelle: DNV GL (2020a), TNO (2020c), RVO (2020), ETM (2020)

Industrie-cluster	Be-darf (PJ)	Nähe von ...			
		Großflächige nachhaltige Energie (Offshore-Wind)	Anlandungs-orte für Importe	Speicher- oder Transport-möglichkeiten CO ₂	Speicher-möglichkeiten für Wasserstoff
Rotterdam/ Moerdijk	77	●	◐	●	◐
Nördliche Niederlande	13	◐	◐	◐	●
Noordzee-kanaal-gebiet	5	◐	◐	●	◐
Zeeland	60	◐	◐	◐	◐
Chemelot	25	○	○	○	○

- Der Bedarf an CO₂-freiem und CO₂-armem Wasserstoff wird sich, so wird erwartet, zuerst in den industriellen Clustern entwickeln, in denen z. B. CO₂-freier Wasserstoff den derzeitigen grauen Wasserstoff als Rohstoff ersetzen soll, um die Klimaziele zu erreichen. Innerhalb dieser Cluster werden Transportkapazitäten benötigt, um Angebot und Nachfrage zu verbinden.
- Im Anschluss entsteht auch ein Bedarf an Transportverbindungen *zwischen den Clustern*. Hierfür gibt es zwei Hauptgründe. Erstens sind in einigen Clustern die Verbraucher auf ein Transportnetz angewiesen, um CO₂-freien Wasserstoff zu liefern. Zweitens wird bei zunehmender Produktion von grünem Wasserstoff Speicherkapazität benötigt. Diese Speicherkapazität muss zugänglich gemacht werden, z. B. durch die Anbindung der Salzkavernen in den nördlichen Niederlanden an Orte, an denen viel Elektrolyse stattfindet.
- Die nebenstehende Abbildung bietet einen Eindruck über die Ausgangsposition einer Reihe von Clustern, wenn es um Folgendes geht:
 - **Der Zugang zu nachhaltiger Energie im großen Maßstab** liegt vor allem in Küstengebieten vor. Das betrifft den Zugang zu Offshore-Windkraftanlagen in der Nordsee. Chemelot hat z. B. nur sehr begrenzte Möglichkeiten, grünen Wasserstoff zu produzieren und profitiert daher von einer Verbindung zu einem Standort, der diese Möglichkeit hat;
 - **Anlandungsstellen für Importe** sind voraussichtlich vor allem die niederländischen Häfen, in denen günstiger grüner Wasserstoff von außerhalb Europas importiert werden kann. Ein Import über Deutschland und Belgien ist technisch zwar möglich, aber es wird erwartet, dass vor allem Deutschland ein Netto-Importeur von CO₂-freiem Wasserstoff wird;
 - **Großflächige Speichermöglichkeiten für Wasserstoff** bestehen kurzfristig nur in Salzkavernen in den nördlichen Niederlanden und mittelfristig – in Kombination mit Importen – in Tanklagern in Hafengebieten;
 - **Speicher- oder Transportmöglichkeiten für CO₂** sind vor allem in Küstengebieten mit Zugang zu alten Gasfeldern in der Nordsee vorhanden (der einzige Ort, an dem CO₂ derzeit dauerhaft gespeichert werden darf).
- Die Industrie hat den ausdrücklichen Wunsch formuliert, Cluster miteinander zu verbinden, um die Wasserstoffproduktion skalieren zu können (DNV GL, 2020a). Durch ein zentrales Transportnetz ist die Ausgangsposition einer Region auch für die anderen Regionen verfügbar.

Ein Veranschaulichungsmodell des nationalen Wasserstoffnetzes bietet einen Einblick in die möglichen gewünschten Transportvolumina im Jahr 2030

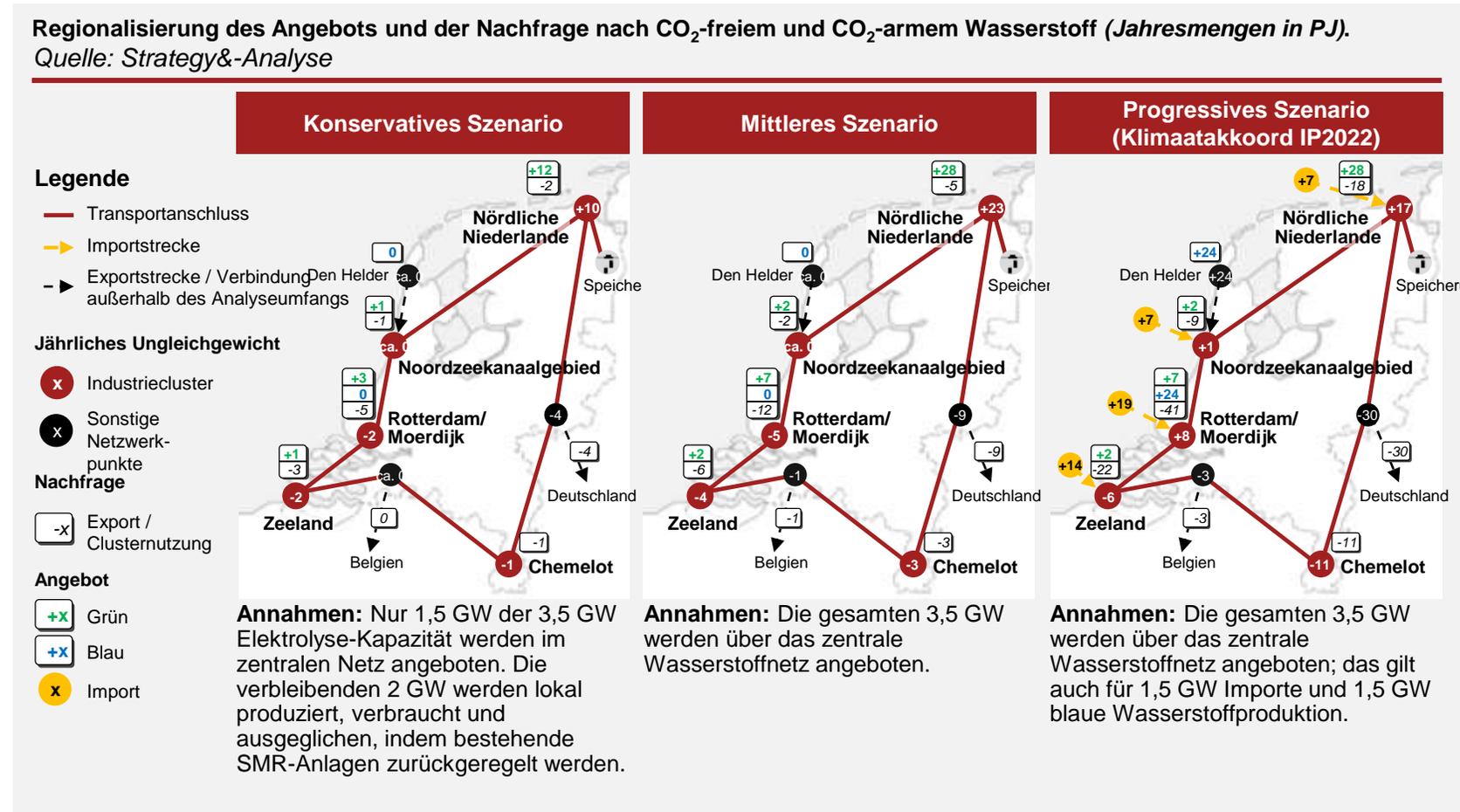
Wir analysieren den Transportbedarf anhand von drei Szenarien für das Ziel von 3-4 GW im Jahr 2030



- Ein Veranschaulichungsmodell wurde mit dem Ziel erstellt, ein Gefühl für die Transportvolumina zu bekommen, die zur Erreichung der von der Regierung angestrebten operativen Elektrolysekapazität von 3-4 GW bis 2030 erforderlich sind (Kabinettsvisie Waterstof (Dokument zur Position der niederländischen Regierung zum Thema Wasserstoff), 2020).
- Das Modell besteht aus mehreren Knotenpunkten mit Wasserstoffangebot und -nachfrage und Verbindungen dazwischen (Trassen). Die Knoten repräsentieren die 5 Industriekuster, zwei Exportstandorte (Deutschland und Belgien) und einen Speicherstandort. Den Helder wurde als Produktionsstandort für blauen Wasserstoff hinzugefügt. Das Modell berechnet die Transportkapazitäten und -mengen für die Verbindungen zwischen den Knotenpunkten.
- Die Gesamtmenge an Wasserstoff im Modell ist angebotsgesteuert. Für jedes Szenario passen wir die Gesamtproduktion an und verteilen das Angebot auf die Cluster im In- und Ausland; dies beruht auf der erwarteten Nachfrage im Jahr 2030.
- Das Modell beruht auf einer stündlichen Basis. Die Produktion von grünem Wasserstoff beruht auf einem Windprofil (Wetterjahr 2015). Die anderen Angebots- und Nachfrageströme werden als beständig angenommen (Baseload). Der Ausgleich von grünem Wasserstoff erfolgt über Salzkavernen in den nördlichen Niederlanden.
- Die Darstellung zeigt, dass die Umsetzung der 2030-Ziele zu einer Nachfrage nach dem Transport von Wasserstoff zwischen den Clustern führen wird. Das bedeutet noch nicht, dass alle Verbindungen in den nächsten Jahren notwendig oder gesellschaftlich erwünscht sind. Um die Ziele zu verwirklichen, müssen in den kommenden Jahren vor allem große Wasserstoffprojekte, deren genaue Details noch nicht bekannt sind, durch die Verbindung von Abnehmern und Anbietern von Wasserstoff untereinander sowie Speicherkapazitäten ermöglicht werden.

Das Modell geht jeweils von 3,5 GW Elektrolysekapazität aus, die gesamte zentrale Versorgung mit Wasserstoff wird jedoch in drei Szenarien unterteilt

Die Nachfrage verteilt sich jeweils gleichmäßig auf die verschiedenen Cluster im In- und Ausland

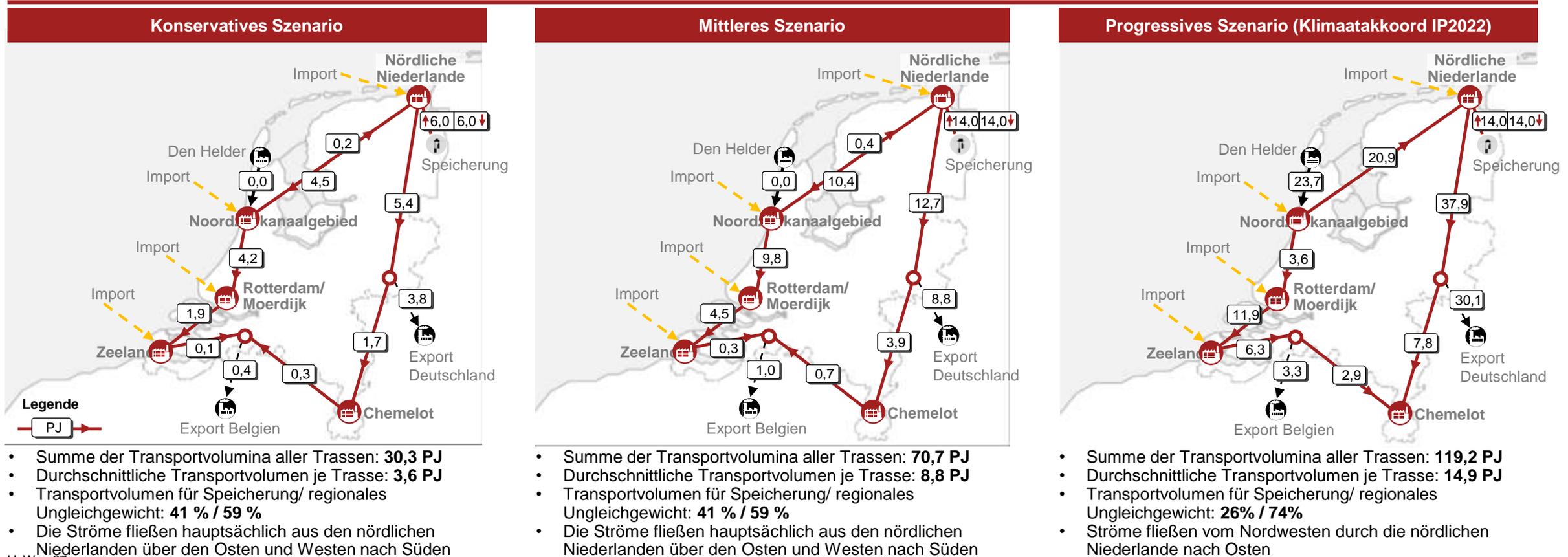


- In der Analyse werden die drei Szenarien verglichen (links dargestellt). In jedem der drei Szenarien wurde die Elektrolysekapazität von 3,5 GW, das Ziel der Regierung, als Ausgangspunkt verwendet. Das Modell berücksichtigt nur die Ströme von CO₂-freiem und -armem Wasserstoff, nicht jedoch den aktuellen Markt für grauen Wasserstoff von ca. 180 PJ, der hauptsächlich lokal produziert und verbraucht wird. Diese Mengen werden in den Jahren bis 2030 allmählich abnehmen, weil grauer durch nachhaltigeren Wasserstoff ersetzt wird, aber der Zeitpunkt dafür ist noch ungewiss.
- Das progressive Szenario ist aus dem Szenario des Klimaabkommens abgeleitet, wie es für den Investitionsplan 2022 von der Gasunie und TenneT (IP2022, 2020) erstellt wurde. Dieses Szenario bildet auch die Grundlage für die 2030-Modellierung der Studie I13050. Der Hauptunterschied ist, dass IP2022 den grauen Wasserstoffmarkt einschließt.
- Im mittleren und konservativen Szenario wird nur die Produktion von grünem Wasserstoff (d. h. nicht die von blauem Wasserstoff oder Import-Wasserstoff) berücksichtigt, weil nur dafür ein konkretes Regierungsziel für 2030 formuliert wurde.
- Das konservative Szenario zeigt die konservativste Nutzung eines nationalen Wasserstoffnetzes, bei dem das Ziel von 3-4 GW Elektrolysekapazität noch ausgebaut wird.
- Anhang A-2 enthält weitere Angaben zu den Modellparametern

Auf der Grundlage des Ziels von 3-4 GW gibt es im Jahr 2030 eine Nachfrage für den Transport zwischen den Clustern aufgrund lokaler Ungleichgewichte und Speicherbedarf

Das Modell veranschaulicht für 2030 die Transportvolumina je Trasse von 0 bis 38 PJ, je nach Szenario

Quelle: Strategy&-Analyse



HyWay 27

Strategy&

Juni 2021

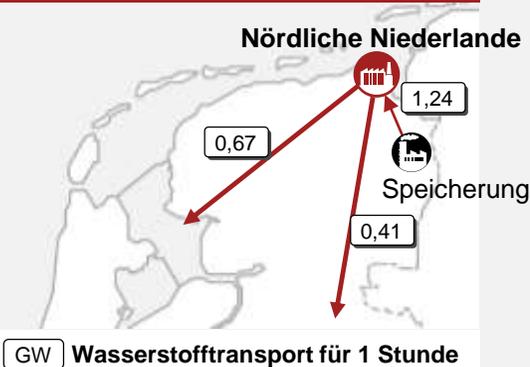
53

Der Transport von und zu den Speicherorten in den nördlichen Niederlanden ist eine wichtige Triebfeder für die Transportnachfrage

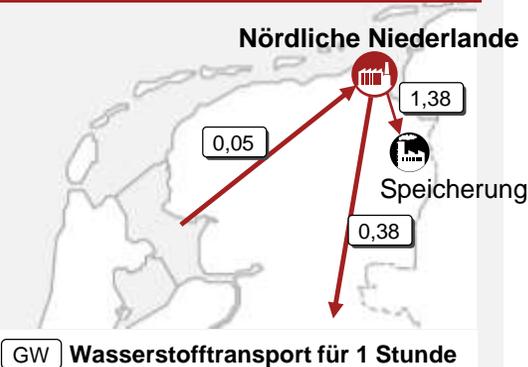
Die Produktion grünen Wasserstoffs ist wetterabhängig und daher volatil

Transportströme zu zwei Zeitpunkten (Stunden) im Ausgangsszenario (GW, 2030). Quelle: Strategy&-Analyse

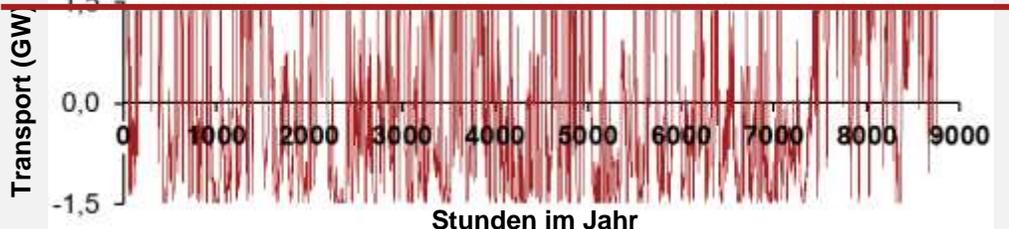
0% Wind - 0 GW Produktion



100 % Wind - 3,5 GW Produktion



Transport zum/vom Speicher als Ergebnis der Produktion grünes Wasserstoffs (GW)



- Wir sehen in den drei Szenarien, dass die Speicherung aufgrund der Wetter- und Saisonabhängigkeit der grünen Wasserstoffproduktion eine wichtige Rolle spielt. Die wichtige Rolle der Speicherung wird auch in der Literatur bestätigt (DNV, GL, 2020a). Bei der Produktion von grünem Wasserstoff erfolgt während einer Stunde, in der die maximale Elektrolysekapazität genutzt wird, der Transport von 1,38 GW zu einem Zentralspeicher in den nördlichen Niederlanden.
 - Bei starkem Wind können die 3,5 GW (Durchschnitt des Kabinettsziels von 3-4 GW) Elektrolysekapazität dank Offshore-Wind in der Nordsee voll genutzt werden. Infolgedessen übersteigt die Gesamtproduktion die Nachfrage zu diesem Zeitpunkt, sodass ein vorübergehendes Überangebot im System entsteht
 - Das Überangebot, das im Westen und Norden der Niederlande produziert wird, wird zum zentralen Speicherort in den nördlichen Niederlanden transportiert, um das System wieder ins Gleichgewicht zu bringen
- Wenn der Wind nachlässt, ändert sich die Richtung dieser Dynamik. Dann fließen 1,24 GW vom Speicher zum zentralen Übertragungsnetz, um den entstandenen Mangel im System auszugleichen.
- Diese Dynamik wiederholt sich ständig. Da die Produktion von grünem Wasserstoff in direktem Zusammenhang mit der Stromproduktion eines Offshore-Windparks steht, ist die Produktion von grünem Wasserstoff von der Volatilität her vergleichbar. Je nach den jeweiligen Wetterbedingungen wird der Speicher im Laufe des Jahres ständig gefüllt und geleert
- Sowohl in einer Situation mit als auch ohne Wind findet ein Transport von den nördlichen Niederlanden nach Süden (Export nach Nordrhein-Westfalen und zu Chemelot) statt. Das liegt daran, dass diese Industriecluster nur über sehr begrenzte Produktionsmöglichkeiten für grünen Wasserstoff verfügen und daher weiterhin auf Importe angewiesen sind
- Im lokalen Szenario und im Ausgangsszenario werden ca. 40 % des Transportbedarfs durch die Lagerung und ca. 60 % durch die unterschiedliche geografische Lage von Erzeugern und Verbrauchern bewirkt. Im Szenario des Klimaabkommens ist das zu ca. 20 % speichergetrieben, weil das angenommene ständige Angebot von Importen und blauem Wasserstoff keine Speicherung erfordert.

4

Umrüstung bestehender Erdgasnetze

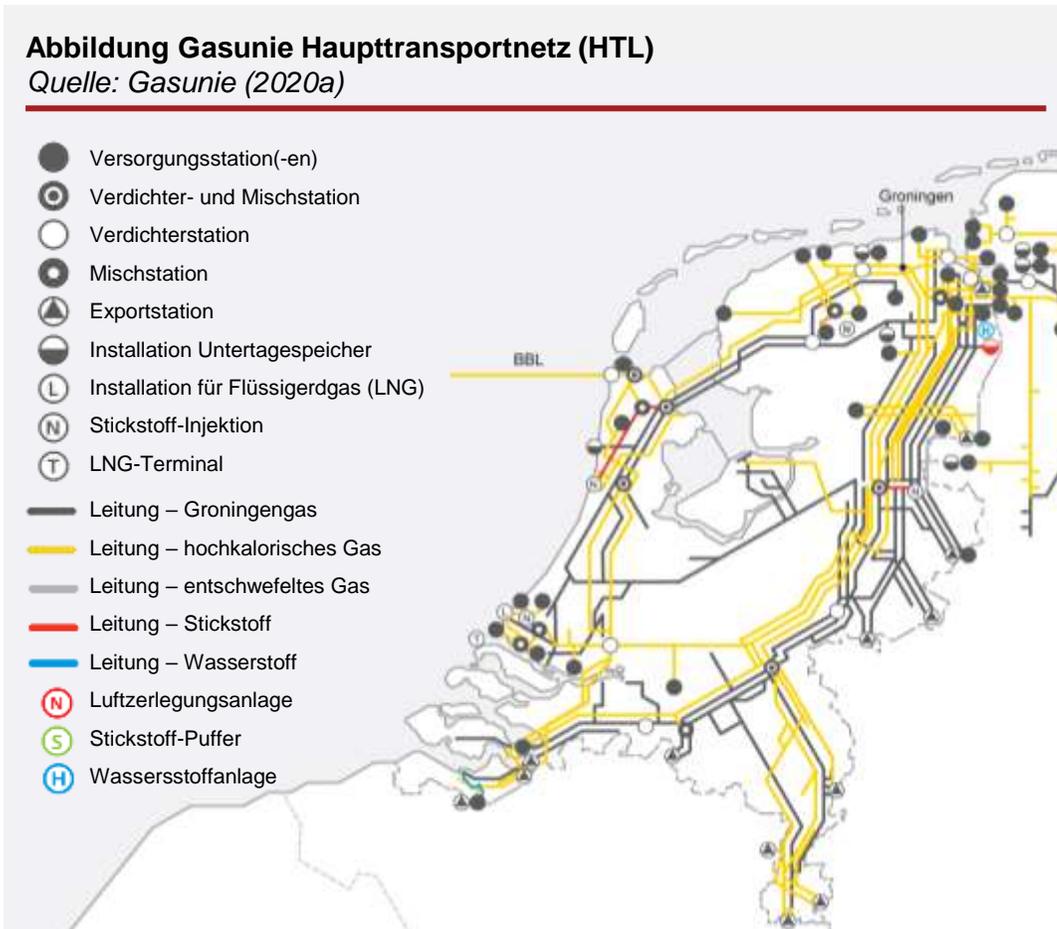
HyWay 27

4.1. Verfügbarkeit des bestehenden Erdgastransport- netzes



Die Niederlande verfügen über ein umfangreiches Erdgastransportnetz, das ca. 12.000 km meist parallel verlaufender Leitungen umfasst

Davon ist das Haupttransportnetz (HTL) ca. 6.000 km lang (für den Transport von L-Gas und H-Gas)

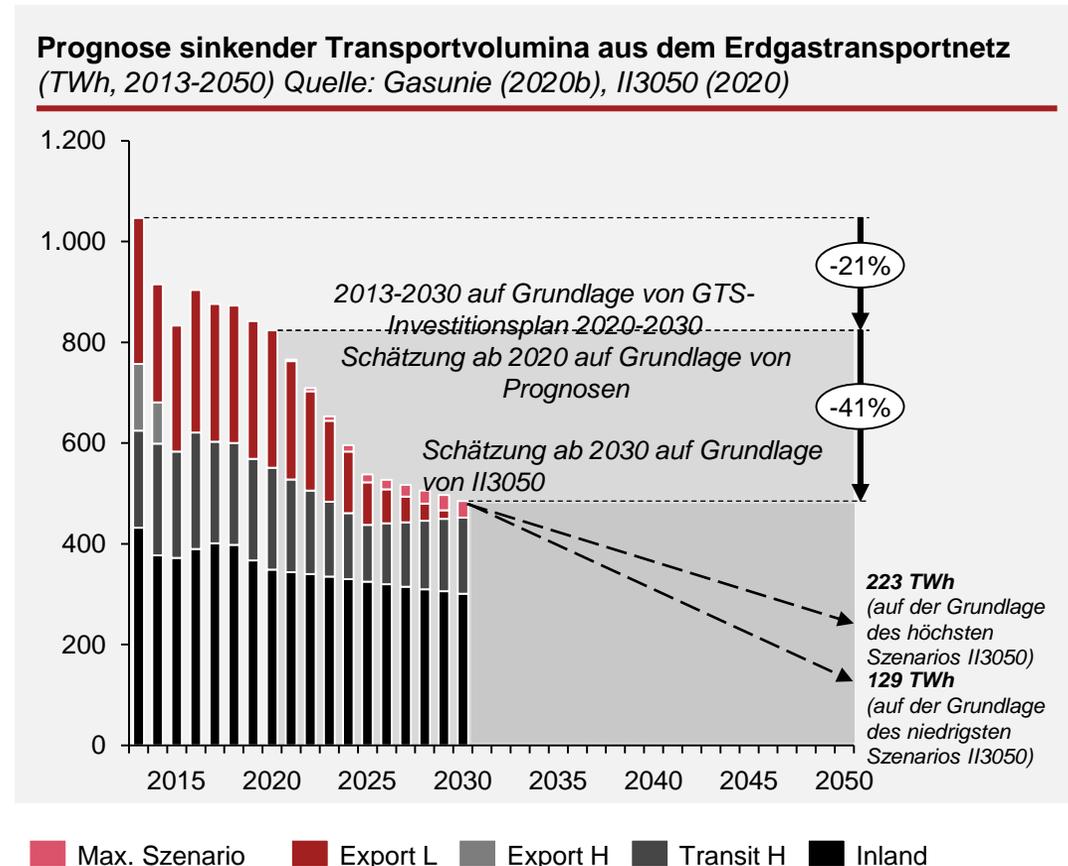


- Gasunie verwaltet das Hochdruck-Erdgastransportnetz in den Niederlanden. Dieses Transportnetz besteht aus ca. 12.000 km Erdgasleitungen und ist nach Druckklassen in ein Haupttransportnetz (HTL) und ein regionales Transportnetz (RTL) unterteilt. Etwa die Hälfte der Transportleitungen ist Teil des HTL (mit einem Auslegungsdruck von 66,2 und 79,9 bar), die andere Hälfte ist Teil des RTL (Auslegungsdruck von 40 bar).
- Das HTL von Gasunie transportiert importiertes Gas und Gas aus niederländischen Gasfeldern über (internationale) Verbindungen durch die Niederlande und Norddeutschland.¹⁾ Dieses nationale Transportnetz verzweigt sich dann in das RTL und die regionalen Verteilernetze. Die Verteilernetze bestehen aus ca. 130.000 km Niederdruckleitungen (im Allgemeinen 0,03–8 bar) und werden von den regionalen Netzbetreibern verwaltet (Netbeheer Nederland, 2019).
- Eine Besonderheit des niederländischen HTL ist, dass es aus zwei parallelen Netzen besteht: Ein Netz transportiert niederkalorisches Gas (L-Gas oder G-Gas), das andere hochkalorisches Gas (H-Gas). Diese Situation ist entstanden, weil das Erdgasfeld unter Groningen niedrigkalorisches Gas enthält, während Gas aus der Nordsee und importiertes Gas einen höheren Brennwert hat.²⁾ Beide Gasarten werden derzeit auch in die Nachbarländer exportiert (DNV GL, 2017). Die H-Gas- und G-Gas-Netze sind über Mischstationen miteinander verbunden, in denen (durch Zugabe von Stickstoff) H-Gas in L-Gas umgewandelt werden kann. Eine Reihe von Rohrleitungen kann sowohl für H-Gas als auch G-Gas verwendet werden.
- Ein zusätzliches Merkmal der niederländischen HTL ist, dass sie viele parallele Leitungen hat (siehe nebenstehende Abbildung), während RTL und die regionalen Verteilernetze feinmaschiger sind und oft nicht parallel verlaufen. Dadurch ist es möglich, die Erdgastransportströme im HTL über verschiedene Wege zu führen.

1) Die nationalen Transportnetze der Gasunie sind Teil der kritischen Infrastruktur der Niederlande, Kategorie A. 2) Der Brennwert ist ein Maß für den Energiegehalt von Gas: je höher der Wert, desto mehr Energie enthält 1 m³ Gas. G-Gas wird in den Niederlanden hauptsächlich im häuslichen und gewerblichen Bereich verwendet; H-Gas wird hauptsächlich in der Industrie und in Kraftwerken eingesetzt.

Der Bedarf an Erdgastransporten wird aufgrund der sinkenden Exporte durch die Verringerung der Gasproduktion in Groningen und die Energiewende zurückgehen

Gasunie kann freiwerdende Transportkapazitäten für andere Zwecke nutzen



- Die Erdgastransportvolumina sind aufgrund von zwei Entwicklungen rückläufig: erstens (kurzfristig) rückläufige Exporte aufgrund der abnehmenden Gasproduktion in Groningen und zweitens (langfristig) der Rückgang des Erdgasverbrauchs als Folge der Energiewende.
- In den Jahren 2013-2020 wird das Gastransportvolumen in den Niederlanden um ca. 21 % zurückgehen; das ist vor allem auf den Rückgang der Gasproduktion in Groningen zurückzuführen. Um die Gasproduktion in Groningen vollständig einstellen zu können, haben die Niederlande ihre Nachbarn aufgefordert, ihre Importe von L-Gas bis 2030 um 10 % pro Jahr zu senken. Das führt zu einem weiteren Rückgang der Transportvolumina um 41 % im Zeitraum 2020-2030, insbesondere auf den Trassen nach Deutschland und Belgien, trotz des kurzfristigen Anstiegs der niederländischen Importnachfrage (Teil von „Inland“ in der Grafik).²⁾
- Um den Ausstieg aus dem L-Gas umsetzen zu können, müssen die Nachbarländer rechtzeitig von L-Gas auf H-Gas (oder andere Alternativen) umsteigen. Der Ausstieg verläuft derzeit fahrplanmäßig (Zweite Kammer des niederländischen Parlaments, 2020; Taskforce Monitoring L-gas Market conversion (Arbeitsgruppe zur Überwachung der L-Gas-Marktumstellung), 2020).³⁾
- Zwischen 2030 und 2050 werden die benötigten Transportvolumina an (fossilem) Erdgas durch den Übergang zu einem klimaneutralen Energiesystem voraussichtlich weiter sinken. Auf der Grundlage der II3050-Szenarien sinkt die Nachfrage nach Erdgas im Jahr 2050 auf etwa 129-223 TWh im Jahr
- Ein Rückgang der benötigten Transportvolumina bedeutet auch einen Rückgang der benötigten Transportkapazitäten. Gasunie kann ungenutzte Transportkapazitäten für alternative Zwecke nutzen, indem das Unternehmen Leitungen freigibt, zum Beispiel für die Entwicklung eines Wasserstoffnetzes, wenn dies den Bedürfnissen des Marktes und/oder der Regierung entspricht.

1) Die Prognose für „Inland“ und „Transit H“ enthält noch Unsicherheiten über die Zukunft; diese Verteilung ist separat unter „Max. Szenario“ enthalten. 2) Ein Teil des Exports, der bei L-Gas fehlt, schlägt sich ab 2025 in einem zusätzlichen Transiffluss von H-Gas nieder. 3) Die Taskforce Monitoring Ombouw Buitenland (Arbeitsgruppe zur Überwachung der Umrüstung im Ausland) erstattet dem niederländischen Parlament regelmäßig über die Fortschritte Bericht. Die Arbeitsgruppe besteht aus Vertretern von Behörden, Netzbetreibern und Regulierungsbehörden aus den vier Ländern sowie der Internationalen Energieagentur und ENTSOG, dem europäischen Netzwerk der Netzbetreiber für Gas.

Gasunie kann bestehende Erdgastransportleitungen auf Trassen zwischen den fünf Clustern und in andere Länder freigeben

Auf der Grundlage dieser Leitungen können verschiedene Anbieter und Nutzer von Wasserstoff miteinander verbunden werden



- Gasunie erwartet, bestehende Erdgastransportleitungen auf Trassen zwischen den fünf großen Industrieclustern und bei mehreren Verbindungen zu den Nachbarländern zur Verfügung stellen zu können. Im Lauf der Zeit können die Bestandsleitungen als Grundlage für einen Transportring dienen, der es den Anbietern ermöglicht, Wasserstoff einzuspeisen, den Großverbraucher abnehmen können. An bestimmten Stellen ist die Verlegung neuer Leitungen (schwarz in der nebenstehenden Abbildung) notwendig, um Trassen zu vervollständigen oder Verbindungen zu Clustern zu schaffen.
- Ein Großteil der Leitungen kann auf Wunsch bereits vor 2030 freigegeben werden. Im Prinzip ist es daher möglich, bis 2030 einen landesweiten Wasserstofftransportring auf der Grundlage freier Leitungen zu gestalten. Das erfordert die begrenzte Verlegung neuer Leitungen – etwa 17 % der gesamten Leitungskilometer. Nach 2030 ist es möglich, weitere bestehende Erdgasleitungen freizugeben.
- Die gezeigte Abbildung ist eine Darstellung möglicher Trassen, die vor 2030 bereitgestellt und wiederverwendet werden können. Ob Leitungen freigegeben werden, ist keine exogene Variable, sondern ein Ergebnis von Entscheidungen über die Trassenführung von Erdgasströmen. Die nebenstehende Abbildung enthält ungefähre Angaben und somit keine endgültige Entscheidungen. Alternative Möglichkeiten bestehen, auch innerhalb des bereits in der Strukturvisie Buisleidingen (Strukturplan für Rohrleitungen) reservierten Raums.¹⁾

¹⁾ Mögliche Exportwege sind in der Abbildung grafisch dargestellt. Die aktuellen Pläne der Gasunie sehen zunächst auf den beiden Strecken Tjuchem-Oude Statenzijl und Ommen-Winterswijk/Zevenaar Exportverbindungen nach Deutschland vor. Der erste Plan der Gasunie sieht vor, dass die Exportverbindung Beekse Bergen - Hilvarenbeek nach Belgien führt. Auf der Abbildung werden zwei südliche Ost-West-Verbindungen dargestellt. Ursprünglich plante Gasunie eine südliche Verbindung, eine nördlichere Verbindung von Rotterdam nach Osten wäre eine Alternative für sie.

Es wird erwartet, dass die Kapazität der bestehenden Erdgasleitungen ausreicht, um den Wasserstofftransportbedarf vor 2030 zu decken

Nach 2030 können zudem weitere bestehende Erdgasleitungen freigegeben werden

Wichtigste Merkmale möglicher Transportverbindungen auf den Trassen zwischen den fünf großen Industrieclustern *Quelle: Gasunie (2020c)*

— Möglicher Wasserstofftransportring
🏭 Industriecluster

Verbindung nördliche Niederlande – NZKG
Länge der Strecke: 206 km (davon 15 % neu)
Maximale Kapazität: 4,5 GW
Maximales Transportvolumen: 142 PJ
Jahr zur Umrüstung verfügbar: 2025

Verbindung Noordzeekanaalgebied – Rotterdam/Moerdijk
Länge der Strecke: 79 km
Maximale Kapazität: 4,7 GW
Maximales Transportvolumen: 148 PJ
Jahr zur Umrüstung verfügbar: 2025

Verbindung Rotterdam/Moerdijk - Zeeland
Länge der Strecke: 83 km
Maximale Kapazität: 3,2 GW
Maximales Transportvolumen: 101 PJ
Jahr zur Umrüstung verfügbar: 2026

Verbindung Zeeland – Chemelot
Länge der Strecke: 122 km (Ravenstein – Ossendrecht)
Maximale Kapazität: 2,4 GW
Maximales Transportvolumen: 76 PJ
Jahr zur Umrüstung verfügbar: 2029

Verbindung nördliche Niederlande – Chemelot
Länge der Strecke: 216 km (7 % neu)
Maximale Kapazität: 7,6 GW
Maximales Transportvolumen: 240 PJ
Jahr zur Umrüstung verfügbar: 2026

- Die nebenstehende Abbildung enthält eine Übersicht über die wichtigsten Merkmale der vorgesehenen Leitungen auf den Trassen zwischen den fünf Industrieclustern.
- Die meisten Leitungen, die freigegeben werden können, haben einen Durchmesser von mindestens 36 Zoll. Diese Leitungen bieten eine theoretische Kapazität von etwa 10-15 GW. In einem Gastransportnetz besteht jedoch ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage. Dieses Gleichgewicht bestimmt den Druck an jedem beliebigen Punkt in diesem Netz. Der größtmögliche Transport zwischen Netzpunkten wird daher durch die Druckdifferenz zwischen diesen Punkten bestimmt. Diese Druckdifferenz wird für die meisten Transportabschnitte in einem Netz (weit) unter dem Systemdruckbereich liegen. Das bedeutet, dass die maximale Kapazität einer Leitung in einem Netzwerk geringer ist als die maximale Kapazität derselben Leitung, wenn sie den vollen Systemdruckbereich als Differenzdruck zur Verfügung hätte (siehe Anhang A-4 für eine nähere Erklärung).
- Die prognostizierte Kapazität, die in diesen Verbindungen laut der nebenstehenden Abbildung freigesetzt werden soll, ist eine vorläufige Schätzung der Gasunie, die auf dem Wasserstofftransport bei einem maximalen betrieblichen Leitungsdruck von 50 bar ohne Verwendung von Verdichtung beruht. Auf Wunsch kann die Kapazität an diesen Verbindungen nachträglich durch Verwendung eines höheren Betriebsdrucks (der maximale Betriebsdruck beträgt 66 bar) und/oder durch Verwendung einer Transportverdichtung erhöht werden.
- Die dargestellten maximalen Kapazitäten für bereitgestellte Leitungen sind mehr als ausreichend, um die in Kapitel 3 dargestellten Transportszenarien (örtliches, Ausgangs- und Klimaabkommen-Szenario) vor 2030 zu erfüllen. Nach 2030 können bei zusätzlichem Transportbedarf auch andere bestehende Erdgasleitungen bereitgestellt werden.
- Um Leitungen bereitzustellen, leitet Gasunie bestehende Erdgasströme über parallele Leitungen (oder möglicherweise über eine andere Strecke) zu Ausspeisepunkten am Haupttransportnetz (HTL). Die angegebenen Jahre beziehen sich auf die frühesten Zeitpunkte, an denen Gasunie erwartet, die betreffenden Leitungen für die Umstellung freigegeben zu können (GTS, 2020c).¹⁾

1) In den Jahren 2017-2018 hat die Gasunie eine umfangreiche Netzanalyse auf der Grundlage der aktuellsten Erkenntnisse, der Kapazitätsverpflichtungen für Erdgas und der aktuellen Leitungskonfiguration durchgeführt. Eine tatsächliche Kapazitätsanalyse für Erdgas ist für die tatsächliche Belegung einer Leitung immer ausschlaggebend, aber laut der Gasunie sind die gezeigten Merkmale für die tatsächliche Situation repräsentativ

Insbesondere innerhalb der Industriecluster müssen teilweise neue Leitungen verlegt werden, um Verbindungen zu schaffen

Voraussichtlich wird zunächst in diesen Clustern ein Transportbedarf entstehen

Überblick über die wichtigsten Merkmale der vorgesehenen Leitungen innerhalb der fünf Industriecluster

Quelle: Gasunie (2020c)

— Möglicher Wasserstofftransportring



Industriecluster

Cluster nördliche Niederlande

Länge der Strecke: 171 km (davon 18 % neu)
Maximale Kapazität: 7,6 GW
Maximales Transportvolumen: 240 PJ
Jahr zur Umrüstung verfügbar: 2023-2024

Cluster Noordzeekanaalgebied (NZKG)

Länge der Strecke: 30 km (davon 50 % neu)
Maximale Kapazität: 1,6 GW
Maximales Transportvolumen: 50 PJ
Jahr zur Umrüstung verfügbar: 2025

Cluster Rotterdam/Moerdijk

Länge der Strecke: 75 km (davon 100 % neu)
Maximale Kapazität: 5,3 GW
Maximales Transportvolumen: 167 PJ
Jahr zur Umrüstung verfügbar: nicht zutreffend

Cluster Zeeland

Länge der Strecke: 34 km (davon 100 % neu)
Maximale Kapazität: 3,2 GW
Maximales Transportvolumen: 101 PJ
Jahr zur Umrüstung verfügbar: nicht zutreffend

Cluster Chemelot

Länge der Strecke: 25 km
Maximale Kapazität: 7,6 GW
Maximales Transportvolumen: 240 PJ
Jahr zur Umrüstung verfügbar: 2026

- Voraussichtlich wird zunächst zwischen Anbietern und Nutzern innerhalb der fünf großen Industriecluster ein Bedarf an Wasserstofftransporten entstehen. Diese Anbieter und Nutzer befinden sich nicht alle am gleichen Ort. Laut Gasunie sind innerhalb der Cluster die Möglichkeiten, bestehende Leitungen bereits vor 2030 verfügbar zu machen, begrenzt, weil dann nicht genügend Kapazität für Erdgas verbleibt. Um die Anbieter und Verbraucher innerhalb der Cluster zu verbinden, müssen einige neue Leitungen verlegt werden.¹⁾
- Die nebenstehende Abbildung zeigt die wichtigsten Merkmale der vorgesehenen Leitungen innerhalb der fünf Industriecluster. Die neu zu bauenden Rohrleitungen fallen in den bereits im Strukturplan für Rohrleitungen reservierten Bereich.²⁾
- Sobald die regionalen Cluster geschaffen sind, können sie untereinander, mit den Speichervorrichtungen (in den nördlichen Niederlanden) und mit den beiden Nachbarländern verbunden werden.

1) Mit Ausnahme des Clusters Nördliche Niederlande Innerhalb dieses Clusters können voraussichtlich bereits in den Jahren 2023-2024 ca. 140 km der Bestandsleitungen zur Verfügung gestellt werden. Es wird erwartet, dass diese Leitungen >80 % der (bis 2030) in den nördlichen Niederlanden vorgesehenen Infrastruktur ausmachen werden. Bei den übrigen Clustern ist dieser Anteil deutlich geringer.

2) Die maximalen Kapazitäten sind Schätzungen der Gasunie für den Wasserstofftransport bei einem maximalen Betriebsrohrdruck von 50 bar ohne Verwendung von Verdichtung. Auf Wunsch kann die Kapazität dieser Strecken zu einem späteren Zeitpunkt durch Verwendung eines höheren Betriebsdrucks (der maximale Betriebsdruck beträgt 66 bar) und/oder durch Verwendung einer Transportverdichtung erhöht werden. Siehe Anhang A-4 für eine nähere Erläuterung.

4.2. Erforderliche technische Anpassungen für den Transport durch Bestandsleitungen



Wasserstoff unterscheidet sich zwar physikalisch von Erdgas, bestehende Erdgasleitungen sind jedoch prinzipiell für Wasserstoff geeignet

Mehrere frühere Studien kommen zu dem Schluss, dass der Transport von Wasserstoff durch Erdgasleitungen möglich ist

Wichtigste physikalische Eigenschaften von Erdgas und Wasserstoff Quelle: Bilfinger Tebodin (2019), IFV (2020), Gasunie (2019), NEN (2015)

Merkmal	Methan (Erdgas)	Wasserstoff
Farblos	Ja	Ja
Geruchlos	Ja	Ja
Entzündlich	Ja	Ja
Explosiv	Ja	Ja
Ätzend	Nein	Nein
Molekulare Größe [pm]	200	75
Relative Dichte (Luft = 1)	0,55	0,07
Verbrennungsgrenzen (Unter- und Obergrenze [%])	4,4 - 17	4,0 - 77
Mindestzündenergie [mJ] ¹⁾	0,26	0,02
Verbrennungsenergie [MJ/m ³]	32	11
Flammenfarbe	Blau	Farblos
Treibhausgas (Infrarotabsorption)	Ja	Nein
Wasserstoffversprödung	Nein	Evtl.
Benötigte Reinheit	n. z.	Noch näher zu bestimmen (≥ 98 %) ²⁾

- Vor einer Änderung der Funktion einer Rohrleitung, z. B. einer Änderung des zu transportierenden Stoffes und/oder einer Änderung der Prozessbedingungen, z. B. Druck und Temperatur, muss eine umfassende Untersuchung durchgeführt werden, um nachzuweisen, dass Auslegung und Beständigkeit des Rohrleitungssystems für die beabsichtigte neue Verwendung geeignet sind, dies auf der Grundlage des niederländischen Erlasses über die externe Sicherheit von Rohrleitungen (Besluit Externe Veiligheid Buisleidingen, Bevb). Bei der Wiederverwendung einer bestehenden Erdgasleitung für Wasserstoff müssen die physikalischen Unterschiede zwischen Erdgas und Wasserstoff berücksichtigt werden.
- In den letzten Jahren wurden mehrere internationale Studien und Feldversuche zur Wiederverwendung bestehender Erdgasleitungen für den Transport von Wasserstoff erstellt bzw. durchgeführt (DNV GL, 2017; Gasunie, 2019; Bilfinger Tebodin, 2019; AVIV, 2019). Diese Studien belegen, dass die Auslegungsfaktoren, die im Laufe der Jahre für Hochdruck-Erdgasleitungen verwendet wurden, mit den Auslegungsfaktoren für neu zu bauende Wasserstoffleitungen übereinstimmen. Daher sind die verwendeten Wandstärken der Bestandsleitungen, die zu den jeweiligen Leitungsdurchmessern, Auslegungsdrücken und Stahlqualitäten gehören, für den Einsatz von Wasserstoff bei einem ähnlichen Auslegungsdruck geeignet (Bilfinger Tebodin, 2019). In Zeeland ist seit Oktober 2018 eine umgebaute Erdgastransportleitung für den Transport von Wasserstoff zwischen Dow Chemical in Terneuzen und Yara in Sluiskil in Betrieb (Gasunie, 2019).
- Für die regionalen Netzbetreiber wurde 2018 von KIWA eine umfassende (internationale) Übersichtsstudie über die in den bestehenden Gasverteilernetzen verwendeten Materialien und die Auswirkungen auf diese Materialien bei Verwendung von Wasserstoff durchgeführt (KIWA, 2018). Das Gesamtergebnis dieser Studie lautet, dass die derzeitigen Verteilernetze durch Wasserstoff nicht wesentlich beeinträchtigt werden. Für alle bekannten Leitungsmaterialien ist aufgrund der hinzugezogenen Literatur sowie durchgeführter Labor- und Praxistests kein nennenswerter Verschleiß zu erwarten (KIWA, 2018). Wie bei der Wiederverwendung des Transportnetzes müssen jedoch Maßnahmen ergriffen werden, um sicherzustellen, dass die bestehenden Verteilerleitungen sicher für Wasserstoff verwendet werden können.

1) In der Praxis hängt die Zündenergie eines Gemisches aus Luft und Wasserstoff von der Wasserstoffkonzentration ab. Gemische aus Luft und Wasserstoff mit geringen Wasserstoffkonzentrationen, bis zu 8-10 %, haben sogar ein geringeres Zündrisiko als Erdgas (DNV GL, 2020b). 2) Die Qualität des Wasserstoffs wurde von der öffentlichen Hand noch nicht festgelegt, wie es derzeit für Erdgas in der Ministerialverordnung „Ministerielle Regelung Gaskwaliteit (MR-Gasqualität)“ der Fall ist. Siehe Anhang A-5 für eine nähere Erläuterung.

Um den Wasserstofftransport sicher zu machen, sind noch Anpassungen am bestehenden Netz und an den Arbeitsmethoden notwendig

Fünf zu beachtende Aspekte, die zu Maßnahmen führen, die einen sicheren Wasserstofftransport ermöglichen

Übersicht der für sicheren Wasserstofftransport notwendigen Maßnahmen *Quelle: Gasunie, Bilfinger Tebodin, AVIV, DNV GL¹⁾*

Zu beachtender Aspekt	Maßnahme	Typ
1. Leckageanfälligkeit	1A Austausch und/oder Überholung von Absperrrichtungen wegen möglicher Leckage	
	1B Austausch übriger leckageanfälliger Teile (außer Absperrrichtungen)	
2. Verunreinigungen	2A Reinigung von Bestandsleitungen aufgrund von Verunreinigungen	
	3A Justierung oder Austausch von Messvorrichtungen aufgrund anderer Strömungsgeschwindigkeit und Gaszusammensetzung	
3. Geringere (Energie-)Dichte	3B (Rechtzeitiges) Hinzufügen von Verdichtern aufgrund der Untauglichkeit vorhandener Modelle	
	4. Defektwachstum	4A Erfassung der maximalen Betriebsdrücke, Anpassung der Betriebsverfahren und Erstellung von Leitungsdokumentation
4B Entwicklung und Anpassung von Arbeitsverfahren für die Ausführung von Inline-Prüfungen		
5. Zündgefahr	5A Schulung von Technikern im Umgang mit Wasserstoff	
	5B Anpassung der Arbeitsverfahren bei Modifikationen an Leitungen	
	5C Anschaffung sicherer elektronischer Messvorrichtungen für Betrieb und Instandhaltung	

= Änderungen am bestehenden Netz = Änderungen an Arbeitsverfahren

1) Diese Tabelle kam auf Grundlage einer Bestandsaufnahme der an HyWay 27 beteiligten Parteien und Sekundärforschung bezüglich zuvor durchgeführter Studien (u. a. DNV GL, 2017; DNV GL, 2020b; Gasunie, 2019; Bilfinger Tebodin, 2019; AVIV, 2019) zustande. PwC Strategy& hat keine eigene technische Analyse durchgeführt.

- Wasserstoff kann aufgrund seiner kleineren Molekülgröße anfälliger für Leckagen sein** - Aufgrund der kleineren Molekülgröße kann Wasserstoff anfälliger als Erdgas für Leckagen an Komponenten wie O-Ringen, Dichtungen, Membranen, Flanschen und Absperrrichtungen (intern und extern) sein. Das bedeutet, dass z. B. eine Flanschverbindung, die bei Erdgas dicht ist, nicht unbedingt auch bei Wasserstoff leckdicht ist.
- Einige Wasserstoffanwendungen sind empfindlicher gegenüber Verunreinigungen** – Erdgas enthält neben Methan und Stickstoff weitere Stoffe in (sehr) geringen Konzentrationen, wie z. B. Erdgaskondensat. Bei einem langen Transport von Erdgas durch Stahlrohre können sich diese Stoffe an der Innenoberfläche ablagern oder in tiefergelegenen Teilen des Netzes (z. B. Senkgruben) und in Absperrrichtungen ansammeln. Bei Erdgas ist die Reinheit nicht so wichtig, die Verbrennungsenergie ist jedoch in Gesetzen und Vorschriften für die verschiedenen Gasqualitäten festgelegt (MR-Gasqualität). Für einige Wasserstoffanwendungen bei Nutzern (z. B. Brennstoffzellen) sind diese Verunreinigungen möglicherweise nicht akzeptabel. Bei der Wiederverwendung einer Erdgasleitung müssen daher diese Verunreinigungen und die Reinigung der Leitung berücksichtigt werden.
- Wasserstoff hat eine geringere Dichte und eine dreimal geringere Verbrennungsenergie** – Das bedeutet, dass die Strömungsgeschwindigkeit für den Wasserstofftransport dreimal höher als für Erdgas sein muss, um eine ähnliche Energiemenge zu transportieren. Dies wirkt sich auf die derzeitigen Messgeräte und die Verwendung der vorhandenen Erdgas-(Zentrifugal-)Verdichtung aus, auch weil Wasserstoff eine geringere Dichte als Erdgas hat.
- Große und häufige Druckschwankungen können zu einem schnellen Defektwachstum beim Wasserstofftransport führen** – Die Innenseite von Rohren und Absperrrichtungen ist normalerweise mit einer Oxidschicht ausgeführt, aber unter bestimmten Bedingungen, wie bei Schweißfehlern, ist es möglich, dass eine reine Stahloberfläche entsteht. Auf dieser sauberen Oberfläche können die Wasserstoffmoleküle in Wasserstoffatome zerlegt und in den Stahl aufgenommen werden. Sobald sie einmal im Stahl sind, können bei großen, häufigen Druckänderungen vorhandene Defekte im Wasserstoff schneller als bei Erdgas zunehmen. Langfristig (erwartet wird 20-25 Jahre) kann dies zum Auftreten von kleinen Leckstellen führen.
- Wasserstoff ist leichter entzündlich und brennt in Luft mit einer fast unsichtbaren Flamme** – Wasserstoff hat eine geringere Zündenergie und eine größere Bandbreite zwischen den Verbrennungsgrenzen. Die geringere Zündenergie von Wasserstoff und somit hohe Zündwahrscheinlichkeit können (je nach Wasserstoffanteil in der Luft) andere Folgen haben, wenn sie z. B. bei Wartungsarbeiten freigesetzt werden. Außerdem muss berücksichtigt werden, dass reiner Wasserstoff (100 %) beim Entzünden farblos verbrennt, bei einem unterirdischen Rohrleitungsbruch aber deutlich sichtbare Flammen entstehen, weil auch Staub und andere Partikel verbrannt werden.

Erdgasleitungen sind für Wasserstoff geeignet, leckageanfällige Komponenten müssen jedoch eventuell ausgetauscht werden

Maßnahmen zur Leckageanfälligkeit 1

Übersicht der für sicheren Wasserstofftransport notwendigen Maßnahmen *Quelle: Gasunie, Bilfinger Tebodin, AVIV, DNV GL¹⁾*

Zu beachtender Aspekt	Maßnahme	Typ
1. Leckageanfälligkeit	1A Austausch und/oder Überholung von Absperreinrichtungen wegen möglicher Leckage	
	1B Austausch übriger leckageanfälliger Teile (außer Absperreinrichtungen)	
2. Verunreinigungen	2A Reinigung von Bestandsleitungen aufgrund von Verunreinigungen	
3. Geringere (Energie-)Dichte	3A Justierung oder Austausch von Messvorrichtungen aufgrund anderer Strömungsgeschwindigkeit und Gaszusammensetzung	
	3B (Rechtzeitiges) Hinzufügen von Verdichtern aufgrund der Untauglichkeit vorhandener Modelle	
4. Defektwachstum	4A Erfassung der maximalen Betriebsdrücke, Anpassung der Betriebsverfahren und Erstellung von Leitungsdokumentation	
	4B Entwicklung und Anpassung von Arbeitsverfahren für die Ausführung von Inline-Prüfungen	
5. Zündgefahr	5A Schulung von Technikern im Umgang mit Wasserstoff	
	5B Anpassung der Arbeitsverfahren bei Modifikationen an Leitungen	
	5C Anschaffung sicherer elektronischer Messvorrichtungen für Betrieb und Instandhaltung	

 = Änderungen am bestehenden Netz

 = Änderungen an Arbeitsverfahren

- Bei leckageempfindlichen Komponenten muss geprüft werden, ob sie für Wasserstoffanwendungen ausreichend dicht sind. Sollte dies nicht nachgewiesen werden können, sollten sie überholt oder präventiv durch für Wasserstoff geeignete Komponenten ausgetauscht werden (Bilfinger Tebodin, 2019).
- Obwohl dies für alle Komponenten geprüft werden muss, ist dieser Aspekt für Absperreinrichtungen besonders wichtig:

1A Austausch von Absperreinrichtungen

Im Transportnetz befindet sich derzeit ungefähr alle 7-10 km eine Absperreinrichtung. Die meisten Absperreinrichtungen sind mindestens 25 Jahre alt und daher aus technischer Perspektive abgeschrieben. Sie beinhalten ein hohes Risiko der Inoperabilität und der internen/externen Leckage, sind oft verunreinigt, sind nicht speziell für Wasserstoff ausgelegt und die Reparatur ist im Allgemeinen ziemlich teuer. Obwohl neuere (noch unveröffentlichte) Experimente mit demontierten Absperreinrichtungen durch die Forschungsagentur KIWA (im Auftrag der Gasunie) zu zeigen scheinen, dass es keinen erheblichen Unterschied beim Umfang der Leckage bei Erdgas im Vergleich zu Wasserstoff gibt, sind die Auswirkungen der Wiederverwendung bestehender Absperreinrichtungen im Wasserstofftransport derzeit nur unzureichend bekannt. Der vorläufige Ansatz der Gasunie ist der präventive Austausch von Absperreinrichtungen bei der Wiederverwendung von Leitungen. Das ist technisch machbar, aber der präventive Austausch aller Absperreinrichtungen hat einen hohen Einfluss auf die erforderlichen Investitionen (ca. 1,5 Millionen € pro Absperreinrichtung) und die Durchlaufzeit. Weitere Untersuchungen müssen belegen, ob ein vorbeugender Austausch wirklich notwendig ist oder ob eine Überholung (oder überhaupt keine Maßnahmen) ausreicht, ohne die Sicherheit zu beeinträchtigen.

1B Austausch übriger leckageanfälliger Teile

- Außer den Absperreinrichtungen gibt es auch andere (nicht geschweißte) Verbindungen, die anfällig für Leckagen sein können, z. B. Flansche und Nippel. Gasunie untersucht die Leckageanfälligkeit dieser Verbindungen beim Transport von Wasserstoff. Dieser Austausch hat im Vergleich zum Austausch der Absperreinrichtungen einen relativ begrenzten Umfang (auch in Bezug auf die Investition), weil alle unterirdischen Leitungen standardmäßig geschweißt sind. Die (oberirdischen) Komponenten müssen möglicherweise präventiv ausgetauscht werden, sie können aber auch bei regelmäßigen Inspektionen überprüft werden.

1) Diese Tabelle kam auf Grundlage einer Bestandsaufnahme der an HyWay 27 beteiligten Parteien und Sekundärforschung bezüglich zuvor durchgeführter Studien (u. a. DNV GL, 2017; DNV GL, 2020b; Gasunie, 2019; Bilfinger Tebodin, 2019; AVIV, 2019) zustande. PwC Strategy& hat keine eigene technische Analyse durchgeführt.

Bestandsleitungen enthalten Verunreinigungen; der Umfang der erforderlichen Reinigung hängt von der gewünschten Reinheit ab

Maßnahmen bei Verunreinigungen 2

Übersicht der für sicheren Wasserstofftransport notwendigen Maßnahmen *Quelle: Gasunie, Bilfinger Tebodin, AVIV, DNV GL¹⁾*

Zu beachtender Aspekt	Maßnahme	Typ
1. Leckageanfälligkeit	1A Austausch und/oder Überholung von Absperreinrichtungen wegen möglicher Leckage	
	1B Austausch übriger leckageanfälliger Teile (außer Absperreinrichtungen)	
2. Verunreinigungen	2A Reinigung von Bestandsleitungen aufgrund von Verunreinigungen	
3. Geringere (Energie-)Dichte	3A Justierung oder Austausch von Messvorrichtungen aufgrund anderer Strömungsgeschwindigkeit und Gaszusammensetzung	
	3B (Rechtzeitiges) Hinzufügen von Verdichtern aufgrund der Untauglichkeit vorhandener Modelle	
4. Defektwachstum	4A Erfassung der maximalen Betriebsdrücke, Anpassung der Betriebsverfahren und Erstellung von Leitungsdokumentation	
	4B Entwicklung und Anpassung von Arbeitsverfahren für die Ausführung von Inline-Prüfungen	
5. Zündgefahr	5A Schulung von Technikern im Umgang mit Wasserstoff	
	5B Anpassung der Arbeitsverfahren bei Modifikationen an Leitungen	
	5C Anschaffung sicherer elektronischer Messvorrichtungen für Betrieb und Instandhaltung	

 = Änderungen am bestehenden Netz

 = Änderungen an Arbeitsverfahren

- Zurzeit gibt es keine Vereinbarungen und/oder Vorschriften über die erforderliche Reinheit von Wasserstoff. Um festzustellen, ob Sie Wasserstoff sicher transportieren können, ist die Reinheit nebensächlich. Auf der Grundlage einer (internationalen) Marktconsultation und mehrerer Standards für Benutzergeräte erwartet Gasunie eine notwendige Reinheit von $\geq 98\%$ im Haupttransportnetz.²⁾ Diesbezüglich wurde noch keine Entscheidung getroffen. Es ist dem (internationalen) Markt und den Gesetzen und Vorschriften überlassen, welche Reinheit verlangt wird.
- Durch die Odorierung fügt Gasunie dem geruchlosen Erdgas an Mess- und Regelstationen sowie an mehreren eichpflichtigen Übergabestationen einen charakteristischen Schwefelgeruch (Tetrahydrothiophen, THT) hinzu, bevor es an regionale Netzbetreiber oder Abnehmer weitergeleitet wird. In einigen industriellen Prozessen (insbesondere bei Brennstoffzellen und Katalysatoren) können Geruchsstoffe Probleme verursachen. Gasunie sieht daher (in Übereinstimmung mit dem aktuellen HTL) vor, dass im nationalen Wasserstofftransportnetz keine Odorierung vorgenommen wird. Auch Industriekunden, die an die HTL angeschlossen sind, wissen, wie gefährlich das Gas ist, und ergreifen selbst vorbeugende Maßnahmen.
- Die Leitungen, die für den Wasserstofftransport verwendet werden, müssen sauberes und trockenes Wasserstoffgas bereitstellen können. Die endgültige Anwendung des Wasserstoffgases (Verbrennung, Brennstoffzelle, Rohstoff) entscheidet über den notwendigen Reinigungsgrad. Auch um interne Korrosion zu verhindern und Erosion so weit wie möglich auszuschließen, ist es wichtig, sauberes und trockenes Gas zu transportieren (Bilfinger Tebodin, 2019).
- Das führt zu der folgenden Maßnahme:

2A Reinigung von Bestandsleitungen aufgrund von Verunreinigungen

Bestehende Leitungen enthalten oft Verunreinigungen. Um die gewünschte Reinheit von Wasserstoff zu erreichen, müssen Bestandsleitungen vor der Inbetriebnahme gereinigt werden.²⁾ Die bestehenden großen Leitungen haben oft Vorkehrungen zur Inspektion und Reinigung (unter Druck). Zusätzlich können die Leitungen vor der Inbetriebnahme mit Stickstoff gespült werden.

- Die Reinigungskosten steigen, wenn eine höhere Reinheit erforderlich ist. Wenn ein bestimmter Kunde eine höhere Reinheit benötigt, ist es ebenfalls möglich, den Wasserstoff beim Kunden (nachträglich) zu reinigen, zum Beispiel durch die Installation eines Safe-Guard-Filterystems.

1) Diese Tabelle kam auf Grundlage einer Bestandsaufnahme der an HyWay 27 beteiligten Parteien und Sekundärforschung bezüglich zuvor durchgeführter Studien (u. a. DNV GL, 2017; DNV GL, 2020b; Gasunie, 2019; Bilfinger Tebodin, 2019; AVIV, 2019) zustande. PwC Strategy& hat keine eigene technische Analyse durchgeführt.

2) Die Qualität muss letztlich in Absprache mit dem (internationalen) Markt festgelegt und in einer Spezifikation mit Anforderungen an die Wasserstoffreinheit (z. B. $\geq 98\%$) und zulässige Verunreinigungen (z. B. Sauerstoff, Wasser, Schwefel) festgehalten werden. Siehe Anhang A-5 für nähere Erläuterungen zur Reinheit.

Die geringere (Energie-)Dichte von Wasserstoff erfordert auch eine Reihe von Maßnahmen im bestehenden Verkehrsnetz

Maßnahmen für geringere (Energie-)Dichte 3

Übersicht der für sicheren Wasserstofftransport notwendigen Maßnahmen *Quelle: Gasunie, Bilfinger Tebodin, AVIV, DNV GL¹⁾*

Zu beachtender Aspekt	Maßnahme	Typ
1. Leckageanfälligkeit	1A Austausch und/oder Überholung von Absperreinrichtungen wegen möglicher Leckage	
	1B Austausch übriger leckageanfälliger Teile (außer Absperreinrichtungen)	
2. Verunreinigungen	2A Reinigung von Bestandsleitungen aufgrund von Verunreinigungen	
3. Geringere (Energie-)Dichte	3A Justierung oder Austausch von Messvorrichtungen aufgrund anderer Strömungsgeschwindigkeit und Gaszusammensetzung	
	3B (Rechtzeitiges) Hinzufügen von Verdichtern aufgrund der Untauglichkeit vorhandener Modelle	
4. Defektwachstum	4A Erfassung der maximalen Betriebsdrücke, Anpassung der Betriebsverfahren und Erstellung von Leitungsdokumentation	
	4B Entwicklung und Anpassung von Arbeitsverfahren für die Ausführung von Inline-Prüfungen	
5. Zündgefahr	5A Schulung von Technikern im Umgang mit Wasserstoff	
	5B Anpassung der Arbeitsverfahren bei Modifikationen an Leitungen	
	5C Anschaffung sicherer elektronischer Messvorrichtungen für Betrieb und Instandhaltung	

 = Änderungen am bestehenden Netz

 = Änderungen an Arbeitsverfahren

- Die Energiedichte von Wasserstoff ist um den Faktor drei niedriger als die von Erdgas. Um den gleichen Energiebedarf wie bei Erdgas zu decken, muss die Wasserstoffmenge, die transportiert werden soll, also dreimal so groß sein wie bei Erdgas. Wenn die Kapazität einer Leitung maximal genutzt wird, heißt das, dass auch die Transportgeschwindigkeit um den Faktor drei steigt.
- Die maximale Gasgeschwindigkeit in einer Erdgasleitung ist auf 20 m/s begrenzt und muss für Wasserstoff auf 60 m/s erhöht werden, um die gleiche Energietransportkapazität zu erreichen. Aus sicherheitstechnischen Gründen ist das kein Problem: Bisherige Studien belegen, dass es im Vergleich zu Erdgas weniger strömungsinduzierte Pulsationen, Turbulenzen und akustisch induzierte Schwingungen gibt, selbst bei einer dreimal höheren Strömungsgeschwindigkeit (Bilfinger Tebodin, 2019; DNV GL, 2018b).
- Die geringere (Energie-)Dichte führt also (in einiger Zeit) zu zwei Maßnahmen:

3A Justierung/Austausch von Messvorrichtungen aufgrund anderer Strömungsgeschwindigkeit und Gaszusammensetzung

- Da kleine Fehler bei Abrechnungsmessungen große finanzielle Folgen haben können, muss sichergestellt werden, dass die Gaszähler nach der aktuellen Norm genau messen.
- Aufgrund der Zusammensetzung von Wasserstoff und der höheren Strömungsgeschwindigkeit im Vergleich zu Methan muss die Messausrüstung angepasst werden. Gasunie führt diesbezüglich Untersuchungen mit anderen Gastransportunternehmen durch. Es wird davon ausgegangen, dass Gaszähler nur eingestellt und nicht ausgetauscht werden müssen.

3B Rechtzeitiges Hinzufügen von Verdichtern aufgrund der Untauglichkeit vorhandener Modelle

- Gasunie sieht für den Zeitraum bis 2035 keinen Bedarf an Verdichtung durch die Entwicklung eines nationalen Wasserstofftransportnetzes mit einem vorgesehenen Druckbereich von 30-50 bar. Daher ist die Ergänzung der Transportverdichtung derzeit nicht Teil der Investitionsschätzung. Auf Wunsch kann die Kapazität auf einer Trasse später durch die Ergänzung von Transportverdichtung weiter erhöht werden. Dies erfordert die Anschaffung neuer (andersartiger) Verdichter, da die vorhandenen Modelle für Wasserstoff nicht geeignet sind. In der Zukunft (nach 2035) kann das zu erheblichen zusätzlichen Investitionen führen.

1) Diese Tabelle kam auf Grundlage einer Bestandsaufnahme der an HyWay 27 beteiligten Parteien und Sekundärforschung bezüglich zuvor durchgeführter Studien (u. a. DNV GL, 2017; DNV GL, 2020b; Gasunie, 2019; Bilfinger Tebodin, 2019; AVIV, 2019) zustande. PwC Strategy& hat keine eigene technische Analyse durchgeführt.

Defektwachstum kann durch die Kontrolle von Druckschwankungen entgegengewirkt werden; Inline-Prüfung bedarf noch näherer Untersuchung

Maßnahmen gegen Defektwachstum 4

Übersicht der für sicheren Wasserstofftransport notwendigen Maßnahmen *Quelle: Gasunie, Bilfinger Tebodin, AVIV, DNV GL¹⁾*

Zu beachtender Aspekt	Maßnahme	Typ
1. Leckageanfälligkeit	1A Austausch und/oder Überholung von Absperreinrichtungen wegen möglicher Leckage	
	1B Austausch übriger leckageanfälliger Teile (außer Absperreinrichtungen)	
2. Verunreinigungen	2A Reinigung von Bestandsleitungen aufgrund von Verunreinigungen	
	3. Geringere (Energie-)Dichte	
3. Geringere (Energie-)Dichte	3A Justierung oder Austausch von Messvorrichtungen aufgrund anderer Strömungsgeschwindigkeit und Gaszusammensetzung	
	3B (Rechtzeitiges) Hinzufügen von Verdichtern aufgrund der Untauglichkeit vorhandener Modelle	
4. Defektwachstum	4A Erfassung der maximalen Betriebsdrücke, Anpassung der Betriebsverfahren und Erstellung von Leitungsdokumentation	
	4B Entwicklung und Anpassung von Arbeitsverfahren für die Ausführung von Inline-Prüfungen	
5. Zündgefahr	5A Schulung von Technikern im Umgang mit Wasserstoff	
	5B Anpassung der Arbeitsverfahren bei Modifikationen an Leitungen	
	5C Anschaffung sicherer elektronischer Messvorrichtungen für Betrieb und Instandhaltung	

 = Änderungen am bestehenden Netz

 = Änderungen an Arbeitsverfahren

- Einer der Schwerpunkte für die Ermöglichung eines Wasserstofftransports in Bestandsleitungen ist die Überprüfung auf Hinweise für das Vorhandensein eventueller (Ermüdungs-)Risse in der Leitung. Anhand von Berechnungen zum Risswachstum und/oder Kontrollen kann eine Einschätzung vorgenommen werden, ob Ermüdungsrissswachstum ein Problem darstellen kann. Hierfür ist es wichtig, dass sich der Betrieb (Druckschwankungen) möglichst gut einschätzen lässt und sichere Schwellenwerte für Ermüdungsrissswachstum bekannt sind.

4A Erfassung der maximalen Betriebsdrücke, Anpassung der Betriebsverfahren und Erstellung von Leitungsdokumentation

- Gasunie hat mit der Erstellung der benötigten Leitungsdokumentation nach der niederländischen Norm NEN 3650 begonnen. Die Gasunie muss für jede Leitung nachweisen, dass diese hinsichtlich ihrer Auslegung und Beständigkeit für Wasserstoff geeignet ist. Diese Dokumentationserstellung wird voraussichtlich 2021/2022 abgeschlossen sein. Aus der Untersuchung der Gasunie kann hervorgehen, dass die Druckschwankungen in einer bestimmten Leitung reguliert werden müssen. Die Untersuchungsergebnisse berücksichtigt die Gasunie anschließend in der entsprechenden Dokumentation zur Leitung und in Betriebsverfahren, zum Beispiel durch die Beaufschlagung mit niedrigeren Drücken und eine jährliche Prüfung auf Druckschwankungen (Größe und Anzahl).

4B Entwicklung und Anpassung von Arbeitsverfahren für die Ausführung von Inline-Prüfungen

- Derzeit ist die Erkennung von Defektwachstum durch Inline-Prüfung eine Maßnahme zur Erfüllung der Anforderungen des niederländischen Erlasses über die externe Sicherheit von Rohrleitungen (Besluit Externe Veiligheid Buisleidingen (Bevb)) für Transportleitungen. Zwischen dem Ministerium für Infrastruktur und Umwelt der Niederlande und der Gasunie finden Gespräche über eine angemessene Berücksichtigung der externen Sicherheit für den Wasserstofftransport in den Rechtsvorschriften statt.
- Die innere Prüfung von druckbeaufschlagten, Wasserstoff enthaltenden Leitungen bringt einige Sicherheitsrisiken mit sich, die sich von den mit der Prüfung von Erdgasleitungen verbundenen Sicherheitsrisiken unterscheiden. Wasserstoff hat einen größeren Explosionsbereich, und die Zündenergie von Wasserstoff ist geringer. Dies hat (abhängig vom Wasserstoffgehalt der Luft) eventuell Konsequenzen für die Ausführung von Prüfungen. Die Methode für die sichere Ausführung der inneren Prüfungen muss darauf abgestimmt werden. Der Markt der Hersteller von Inline-Prüftechnik hat die Entwicklungsarbeit für die Ermöglichung der Prüfung von druckbeaufschlagten Wasserstoffleitungen aufgenommen. Die Technik wird voraussichtlich frühestens 2023 bis 2024 verfügbar sein.

Eine erhöhte Zündgefahr macht zusätzliche Maßnahmen für den Betrieb und die Instandhaltung von Wasserstoffleitungen erforderlich

Maßnahmen bezüglich Zündgefahr 5

Übersicht der für sicheren Wasserstofftransport notwendigen Maßnahmen *Quelle: Gasunie, Bilfinger Tebodin, AVIV, DNV GL¹⁾*

Zu beachtender Aspekt	Maßnahme	Typ
1. Leckageanfälligkeit	1A Austausch und/oder Überholung von Absperrinrichtungen wegen möglicher Leckage	
	1B Austausch übriger leckageanfälliger Teile (außer Absperrinrichtungen)	
2. Verunreinigungen	2A Reinigung von Bestandsleitungen aufgrund von Verunreinigungen	
	3. Geringere (Energie-)Dichte	3A Justierung oder Austausch von Messvorrichtungen aufgrund anderer Strömungsgeschwindigkeit und Gaszusammensetzung
4. Defektwachstum	3B (Rechtzeitiges) Hinzufügen von Verdichtern aufgrund der Untauglichkeit vorhandener Modelle	
	4A Erfassung der maximalen Betriebsdrücke, Anpassung der Betriebsverfahren und Erstellung von Leitungsdokumentation	
5. Zündgefahr	4B Entwicklung und Anpassung von Arbeitsverfahren für die Ausführung von Inline-Prüfungen	
	5A Schulung von Technikern im Umgang mit Wasserstoff	
	5B Anpassung der Arbeitsverfahren bei Modifikationen an Leitungen	
	5C Anschaffung sicherer elektronischer Messvorrichtungen für Betrieb und Instandhaltung	

= Änderungen am bestehenden Netz

= Änderungen an Arbeitsverfahren

- Der Großteil der Arbeiten am Wasserstoffnetz wird im Vergleich zur heutigen Situation mit Erdgas gleich bleiben. Allerdings werden für den sicheren Betrieb und die Instandhaltung einige Maßnahmen erforderlich sein:

5A Schulung von Technikern im Umgang mit Wasserstoff

Wartungstechniker müssen die Unterschiede zwischen Erdgas und Wasserstoff kennen und wahrnehmen, bevor es ihnen gestattet wird, Wartungsarbeiten an Wasserstoffleitungen auszuführen. Zur Schulung von Technikern im Umgang mit Wasserstoff hat Gasunie eine Schulung entwickelt.

5B Anpassung der Arbeitsverfahren bei Modifikationen an Leitungen

Externe Leckagen müssen von Monteuren sicher behoben werden können. Dazu muss der Monteur hinter einer (nahezu) leckdichten Absperrinrichtung arbeiten können. Für Erdgas stehen zu diesem Zweck verschiedene Verfahren zur Verfügung. Gasunie untersucht derzeit die Wirkung dieser Verfahren in Kombination mit Wasserstoffanwendungen. Für Erdgasleitungen bestehen auch Verfahren (zum Beispiel gasführend Schweißen) für die Ausführung von Arbeiten unter Druckbedingungen. Derzeit werden ähnliche Verfahren für den Wasserstofftransport noch untersucht.²⁾

- Die Gasunie schlägt vor, bis mehr Klarheit über die Anwendung von Alternativverfahren besteht, standardmäßig (kontrolliertes) Abfackeln mit mobilen Fackelanlagen anzuwenden. Dies hat den Nachteil, dass das Abfackeln im Vergleich zu anderen Verfahren länger dauert und damit bei Modifikationen an Leitungen die entsprechende Leitung (oder ein Teil davon) länger nicht zur Verfügung steht. Dies wirkt sich auf die Liefer- und Transportsicherheit aus.

5C Anschaffung sicherer elektronischer Messvorrichtungen für Betrieb und Instandhaltung

Die geringere Zündenergie führt dazu, dass elektronische Ausrüstung zur (weiteren) Verringerung der Zündgefahr andere Anforderungen erfüllen muss. Hierfür muss untersucht werden, ob die vorhandene Ausrüstung für Betrieb und Instandhaltung den Anforderungen entspricht und welche anderen oder zusätzlichen Mittel angeschafft werden müssen. So kann bei Wasserstoff beispielsweise Infraroterkenner zum Einsatz kommen, da eine reine Wasserstoffflamme kaum zu sehen ist.

1) Diese Tabelle kam auf Grundlage einer Bestandsaufnahme der an HyWay 27 beteiligten Parteien und Sekundärforschung bezüglich zuvor durchgeführter Studien (u. a. DNV GL, 2017; DNV GL, 2020b; Gasunie, 2019; Bilfinger Tebodin, 2019; AVIV, 2019) zustande. PwC Strategy& hat keine eigene technische Analyse durchgeführt.

2) Innerhalb des Pipeline Research Council International, dem die Gasunie angehört, wird derzeit eine Studie zu diesen Verfahren durchgeführt.

Bei den zuvor beschriebenen Maßnahmen wird von einer Änderung der Rechenmethodik im Erlass zur externen Sicherheit von Rohrleitungen ausgegangen

Die aktuelle Rechenmethodik ist für den Transport von Wasserstoff konservativer als für Erdgas

- Der Erlass über die externe Sicherheit von Rohrleitungen (Besluit Externe Veiligheid Buisleidingen (Bevb)) beinhaltet Risikostandards in Bezug auf die externe Sicherheit, die Betreiber von Rohrleitungen mit gefährlichen Stoffen zu erfüllen haben. Es gibt im Bevb nun drei Kategorien von Rohrleitungen: Erdgas, Erdölzeugnisse (k1/k2/k3) und chemische Stoffe. Folglich fällt Wasserstoff im Hinblick auf die externe Sicherheit im Bevb derzeit nicht in dieselbe Kategorie wie Erdgas.
- Dies hat zur Folge, dass bei der Bewertung der externen Sicherheit mit einem Festwert für die Fehlerhäufigkeit gerechnet werden muss, der konservativer ist als für Erdgastransport. Aufgrund dessen ist es auf Basis der gegenwärtigen Rechenmethodik sehr wahrscheinlich, dass zusätzliche Risikominderungsmaßnahmen ausgearbeitet werden müssen, die den Einsatz eines Wasserstofftransportnetzes einschränken, obwohl Untersuchungen ergaben, dass mit dem Wasserstofftransport ein ähnliches Risiko verbunden ist wie mit dem Erdgastransport. Denn bei Rohrleitungen mit einem großen Durchmesser, wie sie auch für den landesweiten Wasserstofftransportring in den Niederlanden eingesetzt werden, sinkt die Fehlerhäufigkeit, da diese Rohrleitungen eine größere Wanddicke haben und tiefer liegen, wodurch sich die Gefahr einer Beschädigung bei Grabungen signifikant verringert (AVIV, 2019).
- Derzeit wird im Auftrag des Ministeriums für Infrastruktur und Wasserwirtschaft der Niederlande eine neue Rechenmethodik für die externe Sicherheit von Rohrleitungen mit großen Durchmessern in Bezug auf den Wasserstofftransport ausgearbeitet. Diese Rechenmethodik wird voraussichtlich Mitte 2021 fertiggestellt sein.
- Bei der technischen Ausarbeitung durch das niederländische staatliche Institut für Gesundheit und Umwelt RIVM (Beratungsorgan des Ministeriums für Infrastruktur und Wasserwirtschaft der Niederlande) wurde vorgeschlagen, unter bestimmten Bedingungen auf Wasserstoffleitungen die Fehlerhäufigkeiten von Erdgasleitungen mit großem Durchmesser (größer oder gleich 18 Zoll) anzuwenden.
- Wenn das Ministerium die Empfehlung des RIVM übernimmt und in die neue Rechenmethodik bezüglich der externen Sicherheit für Wasserstoff aufnimmt, reichen nach Einschätzung der Gasunie die zuvor beschriebenen Maßnahmen für einen sicheren und zuverlässigen Transport von Wasserstoff ohne weitere Betriebseinschränkungen aus.

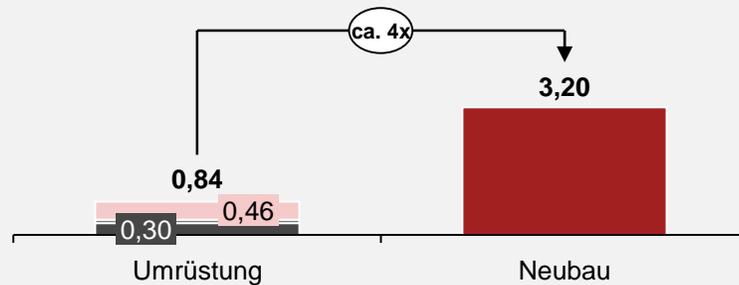
4.3. Erforderliche Investitionen für die Umrüstung des bestehenden Erdgastransportnetzes



Die Umrüstung von Bestandsleitungen ist voraussichtlich wesentlich günstiger als der Bau einer neuen Leitung

Kostenschätzungen der Gasunie zeigen, dass die Umrüstung um den Faktor vier günstiger ist als Neubau

Notwendige Investitionen pro km bei Umrüstung und Neubau im Vergleich (in Mio. € pro km, auf Grundlage einer 36-Zoll-Leitung und einer 1.183 km langen Trasse). Quelle: Gasunie ¹⁾



Annahmen 36-Zoll-Leitung	Umrüstung	Neubau
Entschädigung für bestehende Vermögenswerte	Durchschnittliche regulatorische Kapitalbasis (RAB) pro km ²⁾	n. z.
Reinigung und Vorbereitung der Leitung	10 % der Investitionsausgaben (CAPEX) für den Neubau einer vergleichbaren Leitung	n. z.
Einbau Absperreinrichtungen (alle 32 km)	1,5 Mio. € pro St. (einschl. Ausbau bestehender Absperreinrichtungen)	n. z. (bereits in Baukosten enthalten)
Bau	n. z.	2,8 Mio. € pro km, worauf ein Korrekturfaktor von 1 bis 1,75 für den Untergrundtyp der (Teil-)Trassen zur Anwendung kommt. Daraus ergibt sich ein Betrag von circa 3,2 Mio. € pro km.

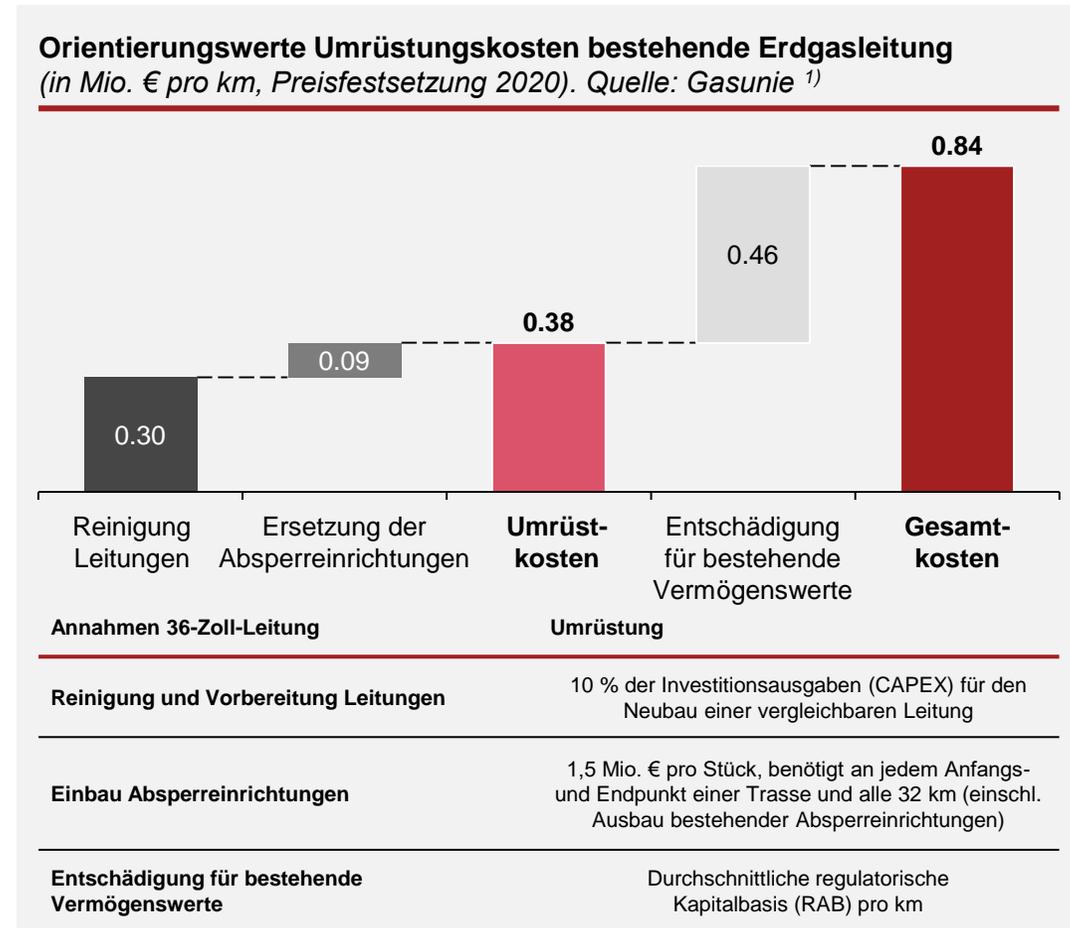
- Entschädigung für bestehende Vermögenswerte
- Austausch Absperreinrichtungen
- Reinigung und Vorbereitung der Leitung
- Baukosten neue Leitung

- Die Umrüstung einer Bestandsleitung ist voraussichtlich wesentlich günstiger als die Realisierung der gleichen Kapazität über eine neue Leitung. Dies geht aus vorläufigen Kostenschätzungen der Gasunie und einer Analyse öffentlich verfügbarer Kennzahlen für den Neubau hervor.
- Die Neubauinvestitionen betragen, ausgehend von einer 36-Zoll-Leitung und einer vergleichbaren Trassenlänge von 1.183 km, circa 3,2 Mio. € pro Kilometer, während die Umrüstungsinvestitionen der Gasunie zufolge im Schnitt circa 0,84 Mio. € pro km betragen.³⁾ Daraus ergibt sich ein Faktor vier zwischen Umrüstung und Neubau. Dieser Faktor steht im Einklang mit verschiedenen aktuellen externen (internationalen) Studien, aus denen auch hervorgeht, dass sich eine Wiederverwendung auf circa 10 bis 35 % des Neuwerts einer Leitung beläuft (Guidehouse & Tractebel Impact, 2020; Guidehouse, 2020; Carniauskas et al., 2020).
- Die Gasunie geht davon aus, dass die Betriebskosten einer für das Wasserstofftransportnetz umgebauten Erdgasleitung circa 1 % des Investitionswerts betragen. 1 % entspricht den von der niederländischen Behörde für Verbraucher- und Marktangelegenheiten ACM geschätzten Betriebskosten von GTS für das Erdgastransportnetz. Daher wird angenommen, dass die Betriebskosten einer umgebauten Leitung mit den Betriebskosten einer Erdgasleitung vergleichbar sind.
- Ferner sieht die Gasunie im Hinblick auf die Betriebskosten keinen Unterschied zwischen einer umgebauten Erdgasleitung und einer völlig neuen Leitung für den Wasserstofftransport. Nach der Umrüstung sind die Rohrleitungen gereinigt und auf ihre Wanddicke geprüft und damit mindestens für den Einsatz während der vorgesehenen Lebensdauer geeignet. Bewegliche Teile, zum Beispiel Absperreinrichtungen, werden vor der Inbetriebnahme der Leitung für den Wasserstofftransport ausgetauscht, und somit beginnt dann ihre technische Lebensdauer.

1) Quelle: Abgeleitet aus der Investitionskostenschätzung „Investeringsraming HyWay 27“, erhalten von Gasunie. 2) Die 981 Kilometer an für eine Umrüstung vorgesehenen Leitungen entsprechen circa 9,1 % der Gesamtlänge der bestehenden Transportleitung von GTS. 9,1 % der regulatorischen Kapitalbasis (RAB) belaufen sich auf circa 446 Mio. €, was eine durchschnittliche Entschädigung für Vermögenswerte in Höhe von ca. 0,46 Mio. € pro km ergibt. 3) Neben der Realisierung der Leitung erfordern auch die einmalige Befüllung der Leitungen und die Durchführung von Qualitätsmessungen weitere Investitionen. Diese Investitionen (ca. 0,06 Mio. € pro km) sind für Umrüstung und Neubau ähnlich und daher nicht Gegenstand dieses Vergleichs.

Der Großteil der Umrüstungsinvestitionen entfällt auf Reinigung und Vorbereitung von Leitungen und Austausch von Absperreinrichtungen

Ferner ist voraussichtlich die Entschädigung für bestehende Vermögenswerte ein wichtiger Kostenfaktor



- Nach Einschätzung der Gasunie betragen die gesamten notwendigen Investitionen für die Umrüstung circa 0,84 Mio. € pro Kilometer. Dieser Betrag setzt sich aus den Umrüstungskosten (circa 0,38 Mio. € pro Kilometer oder ca. 45 % der Gesamtsumme) und einer Übernahmeentschädigung für Bestandsleitungen (circa 0,46 Mio. € pro Kilometer oder ca. 55 % der Gesamtsumme) zusammen.
- Der Großteil (ca. 77 %) der Umrüstungskosten entfällt auf die Reinigung und Vorbereitung der Leitungen. Die Gasunie geht derzeit von der Annahme aus, dass sich die Kosten für die Reinigung und Vorbereitung einer bestehenden Leitung auf circa 10 % der (neuen) Investitionsausgaben (CAPEX) einer solchen Leitung belaufen. Bei dieser Annahme sind die notwendigen Sicherheitsanalysen, die im rechtlichen Rahmen erforderlichen Anpassungen (Raumordnung, dingliche Einigung (ZRO), Genehmigungen), Änderungen im IT-Bereich und in der Dokumentation (Roadmaps, SAP, Datenverwaltung etc.) inbegriffen.
- Die übrigen Umrüstungskosten (ca. 23 %) entfallen auf den Austausch von Absperreinrichtungen. Die Gasunie geht derzeit von der Annahme aus, dass an jedem Anfangs- und Endpunkt einer Trasse und alle 32 Kilometer eine Absperreinrichtung benötigt wird. Ferner geht die Gasunie von der Annahme aus, dass alle bestehenden Absperreinrichtungen ausgetauscht oder beseitigt werden müssen. Für den Austausch einer Absperreinrichtung rechnet die Gasunie derzeit mit einem Betrag von ca. 1,5 Mio. € pro Absperreinrichtung (einschl. Ausbau der bestehenden Absperreinrichtungen).
- Zum Schluss müssen Bestandsleitungen übernommen werden, der Großteil von Gasunie Transport Services (GTS).²⁾ Für diese Übernahme muss voraussichtlich eine Entschädigung für bestehende Vermögenswerte vereinbart werden. Derzeit geht die Gasunie von der vorläufigen Annahme aus, dass diese Entschädigung pro Kilometer der von ACM ermittelten durchschnittlichen regulatorischen Kapitalbasis (RAB) pro Kilometer des bestehenden Erdgastransportnetzes entspricht.³⁾

1) Quelle: Abgeleitet aus der Investitionskostenschätzung „Investeringsraming HyWay 27“, erhalten von Gasunie. 2) Möglicherweise muss auch eine geringe Anzahl von Leitungen (circa 30 km) von externen Parteien übernommen werden. 3) Die tatsächliche Höhe einer eventuellen Entschädigung für bestehende Vermögenswerte hängt vom Status der Einrichtung ab, die das Wasserstofftransportnetz betreiben wird. Die endgültige Entschädigung muss in Absprache mit dem Finanzministerium der Niederlande festgelegt werden. Siehe Erläuterung auf der nächsten Seite.

Einsatz bestehender Erdgasleitungen, die Eigentum von GTS sind, für Wasserstofftransport erfordert Entflechtung oder sogar Übertragung

Zu entrichtende Entschädigung für bestehende Vermögenswerte hängt vom Status der Einrichtung ab, die den Transport übernehmen wird

Zu entrichtende Entschädigung bei Entflechtung und eventueller Übertragung bestehender Leitungen aus der Kapitalbasis von GTS
Quelle: Gasunie, ACM, Ministerium für Wirtschaft und Klima der Niederlande

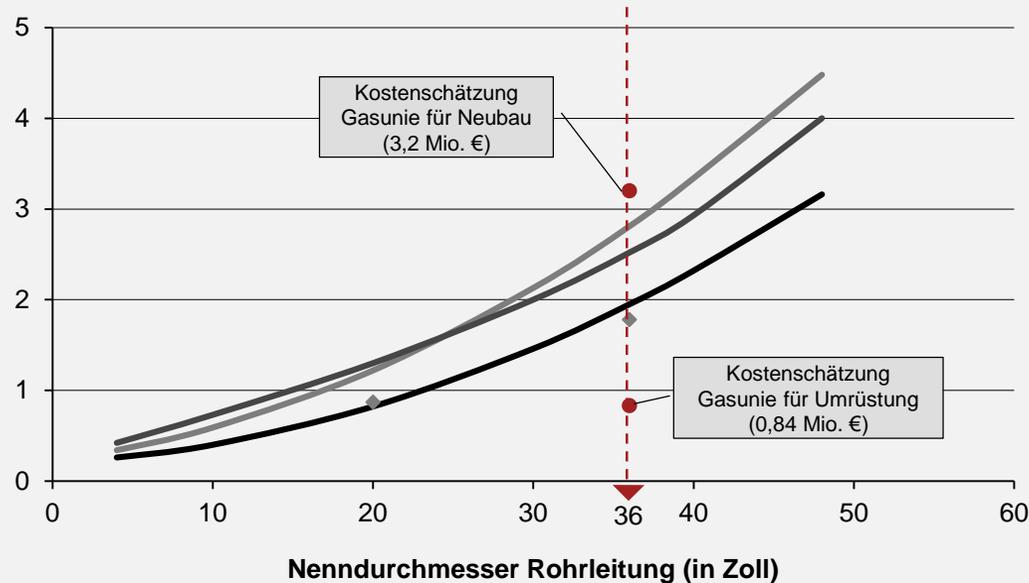
	Mögliche Einrichtung, die das Wasserstofftransportnetz verwalten wird	Erforderliche Übertragung und/oder Entflechtung bestehender Vermögenswerte	Wert, nach dem sich die Entschädigung für bestehende Vermögenswerte bemisst
Gasunie	GTS (nach Erhalt eines zusätzlichen gesetzlichen Auftrags)	Entflechtung zu separater Kapitalbasis innerhalb GTS	Entschädigung auf Grundlage des RAB-Werts
	Andere regulierte Gasunie-Einheit		
	Andere nicht regulierte Gasunie-Einheit	Entflechtung und Übertragung an eine andere Einrichtung	Entschädigung nach Marktwert
Andere Marktteilnehmer			

- Der Einsatz von Erdgasleitungen, die Teil des bestehenden regulierten Gastransportnetzes sind, ist unter den geltenden Rechtsvorschriften nur möglich, wenn diese Leitungen aus der regulatorischen „Kapitalbasis“ des Gastransportnetzbetreibers Gasunie Transport Services (GTS) „herausgelöst“ werden. Denn GTS sind nach dem niederländischen Gasgesetz „Gaswet“ keine Aktivitäten außerhalb des Rahmens ihres gesetzlichen Auftrags gestattet. Der gesetzliche Auftrag schließt gegenwärtig das Betreiben eines Wasserstoffnetzes nicht ein. Abhängig vom Status der Einrichtung, welcher der Betrieb dieser Leitungen übertragen wird, ist mindestens eine „Entflechtung“ und möglicherweise sogar eine Übertragung dieser Vermögenswerte notwendig, um Erdgasleitungen für den Wasserstofftransport einsetzen zu können.
- In beiden Fällen (Entflechtung und Übertragung) wird diese Übertragung in der Regulierung von GTS als sogenannte „Deinvestition“ behandelt. Die verkauften Vermögenswerte werden aus der Kapitalbasis von GTS herausgelöst und amortisieren sich – nach Verrechnung des Verkaufserlöses – über die regulierten Preise. Die Nutzer des Erdgasnetzes zahlen dann nicht mehr für die deinvestierte Leitung.
- In der aktuellen Kostenschätzung geht die Gasunie gegenwärtig davon aus, dass die Entschädigung pro Kilometer der von der ACM ermittelten durchschnittlichen regulatorischen Kapitalbasis (RAB) pro Kilometer des bestehenden Erdgastransportnetzes entspricht. Die für eine Umrüstung vorgesehenen 981 km an Leitungen entsprechen circa 9,1 % der Gesamtlänge der bestehenden Transportleitung von GTS. 9,1 % der RAB belaufen sich auf circa 446 Mio. Euro. Daraus ergibt im Schnitt eine Übernahme summe von ca. 0,46 Mio. € pro Kilometer.
- Wenn GTS keinen neuen gesetzlichen Auftrag erhält, kann Gasunie den Verkauf (die Übertragung) der GTS-Vermögenswerte an eine andere Gasunie-Einheit oder eine andere (nicht zu Gasunie gehörende) Partei beschließen. Wenn es sich dabei um einen regulierten Netzbetreiber handelt, erfolgt die Übertragung zum RAB-Wert. Falls es zukünftig keinen regulierten Wasserstofftransportnetzbetreiber gibt, hat die Übertragung zum Marktwert zu erfolgen. In diesem Fall müsste der Wert von einer unabhängigen Stelle ermittelt werden.

Auch im Vergleich mit konservativeren Schätzungen für Neubau ist die Umrüstung von Leitungen kostengünstiger

Ein Vergleich ist zwar kompliziert, andere Studien geben jedoch niedrigere Kennzahlen für Neubau an als die Schätzung durch Gasunie

Vergleich verschiedener Kennzahlen für den Neubau einer Wasserstoffleitung (in Mio. € pro km, 100 km Trasse, Preisniveau 2019).
Quelle: H-vision¹⁾



◆ Saadi et al. (2017)²⁾ — Parker (2004)
— Robinius et al. (2018) — Reddi et al. (2016)

- Ein eindeutiger Vergleich der Kostenkennzahlen für Neubau ist schwierig, da diese Kosten von mehreren Faktoren abhängen, unter anderem dem Durchmesser, der Umgebung, dem Untergrund und der Verlegelänge. Darüber hinaus ist Neubau sehr kapitalintensiv, das heißt, veraltete Quellen verzerren wegen der Inflation häufig das Bild. Dadurch ist es auch schwierig eine gute Kennzahl für Neubau zu erhalten.
- Für Neubau sehen wir in (internationalen) externen Quellen ganz unterschiedliche Kennzahlen. Im Allgemeinen beobachten wir, dass in Quellen niedrigere Kennzahlen für Neubau herangezogen werden als in der Kostenschätzung der Gasunie:
 - H-vision stellte in verschiedenen früheren Studien einen Vergleich zwischen Kennzahlen an (siehe nebenstehende Abbildung). Diese Kennzahlen wurden von H-vision auf das gleiche Preisniveau (2019) übertragen. In diesem Vergleich liegen die Kosten für eine neue 36-Zoll-Leitung zwischen ca. 1,8 und 2,8 Mio. € pro Kilometer (H-vision, 2019).
 - FNB Gas in Deutschland zieht einen Betrag von ca. 2,1 Mio. € pro Kilometer für eine 36-Zoll-Standard-Erdgastransportleitung heran (FNB Gas, 2020a).
 - ACER zieht einen Betrag in Höhe von ca. 1,5 Mio. € pro Kilometer für den Bau einer 36-Zoll-Erdgastransportleitung über lange Distanzen heran (ACER, 2015), wobei sich Angaben von ECN aus dem Jahr 2017 zufolge die Ergebnisse von ACER für Offshore-Kosten als repräsentativ erwiesen haben (ECN, 2017). Hierzu muss angemerkt werden, dass diese Kennzahl auf dem Preisniveau von 2015 basiert. Inflationsbereinigt ergibt sich daraus ein Betrag von ca. 2,3 Mio. € pro Kilometer.
- Das Ergebnis der aktuellen Schätzung der Gasunie für Umrüstung (0,84 Mio. € pro Kilometer) auf Grundlage einer 36-Zoll-Rohrleitung (ca. 9,1 GW Kapazität) ist günstiger als das externer Schätzungen für den Neubau von Leitungen ab einem Durchmesser von circa 10 bis 20 Zoll (mit einer signifikant niedrigeren Kapazität).

1) Abbildung, abgeleitet aus H-vision (2019), ergänzt um Angaben von Gasunie und aus Strategy&-Analyse. H-vision übertrug hierbei frühere (in der Legende aufgeführte) Studien auf das Preisniveau von 2019. 2) Repräsentiert zwei Datenpunkte neuer Wasserstofftransportleitungen.

Nach Einschätzung der Gasunie lässt sich ab heute bis 2030 ein landesweiter Wasserstofftransportring für ca. 1,5 Mrd. € realisieren

Orientierungswert für Investitionskosten zur Realisierung eines landesweiten Wasserstofftransportrings in den Niederlanden

Übersicht der für die Realisierung eines landesweiten Transportrings notwendigen Investitionen (einschl. eventueller Übernahmekosten für bestehende Leitungen). Quelle: Gasunie

Vorgesehene Haupttrassen Wasserstofftransportring	Länge Gesamttrasse (km)	Trassenlänge Um-rüstung (km)	Trassenlänge Neubau (km)	Notwendige Investition Umrüstung (in Mio. €)	Notwendige Investition Neubau (in Mio. €)	Mögliche Bereitstellung für Wasserstoff
Cluster nördliche Niederlande	171	140	31	89 Mio. €	79 Mio. €	2024–2025
Cluster Rotterdam/Moerdijk	75	n. z.	75	n. z.	270 Mio. €	2024–2025
Cluster Noordzeekanaalgebied (NZKG)	30	15	15	16 Mio. €	53 Mio. €	2026
Cluster Zeeland	34	n. z.	34	n. z.	100 Mio. €	2027
Cluster Chemelot	25	25	n. z.	19 Mio. €	n. z.	2027
Verbindung nördliche Niederlande – NZKG	206	175	31	161 Mio. €	115 Mio. €	2026
Verbindung NZKG – Rotterdam/Moerdijk	79	79	n. z.	99 Mio. €	n. z.	2026
Verbindung Rotterdam/Moerdijk – Zeeland	83	83	n. z.	71 Mio. €	n. z.	2027
Verbindung nördliche Niederlande – Chemelot	216	200	16	156 Mio. €	50 Mio. €	2027
Verbindung Zeeland – Chemelot ¹⁾ (Ravenstein – Ossendrecht)	122	122	n. z.	112 Mio. €	n. z.	2030
Exportverbindungen Deutschland ²⁾	134	134	n. z.	138 Mio. €	n. z.	2027–2030
Exportverbindung Belgien ³⁾	8	8	n. z.	12 Mio. €	n. z.	2030
Insgesamt (km)	1183	981	202	873 Mio. €	667 Mio. €	
				Gesamtinvestition ca. 1,5 Mrd. €		

- Die Tabelle zeigt die Investitionskostenschätzung der Gasunie für die einzelnen Trassen. Die Gasunie erwartet auf Grundlage der gegenwärtigen Erkenntnisse, dass diese Trassen ab heute bis 2030 für einen Gesamtinvestitionsbetrag von ca. 1,5 Mrd. € geschaffen werden können. Diese Investition in Höhe von ca. 1,5 Mrd. € setzt sich wie folgt zusammen:
 - 873 Mio. € für die Umrüstung von 981 km Bestandsleitungen
 - 667 Mio. € für den Bau von 202 km neue Rohrleitungen
- Beim Investitionsbetrag für die Umrüstung wurde, wo dies relevant ist, eine eventuelle Entschädigung für den Vermögenswert von Bestandsleitungen berücksichtigt. Bei dieser Entschädigung handelt es sich um eine vorläufige Schätzung (anhand einer von der ACM ermittelten durchschnittlichen regulatorischen Kapitalbasis (RAB)). Eine konkrete Leitungsauswahl und die Festsetzung einer entsprechenden eventuellen Entschädigung für Vermögenswerte für die einzelnen Leitungen hat noch nicht stattgefunden. Dies muss in Absprache mit dem Finanzministerium und dem Ministerium für Wirtschaft und Klima der Niederlande erfolgen.

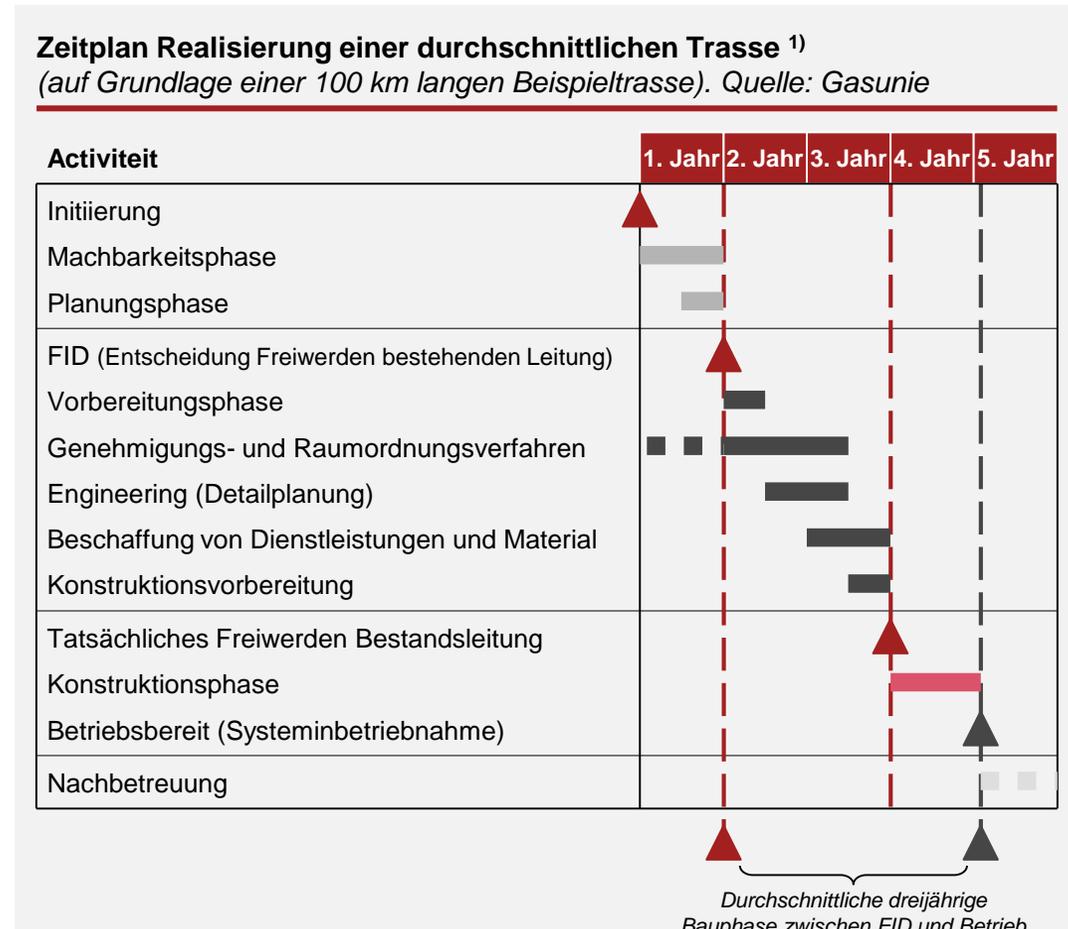
1) In der Abbildung auf Seite 59 ist auch eine (weiter nördlich verlaufende) Ost-West-Alternativverbindung dargestellt. Die Alternativverbindung wurde in dieser Investitionskostenschätzung nicht berücksichtigt. 2) Für Exportverbindungen nach Deutschland wurden die Trassen Tjuchem – Oude Statenzijl und Ommen – Winterswijk/Zevenaar in diese Kostenschätzung aufgenommen. 3) Für Exportverbindungen nach Belgien wurde die Trasse Beekse Bergen – Hilvarenbeek in diese Kostenschätzung aufgenommen.

4.4. Möglicher Zeitplan für den Aufbau eines nationalen Wasserstofftransport- netzes



Nach Einschätzung der Gasunie dauern die Umrüstung und das Betriebsbereitmachen einer Trasse ab FID noch circa drei Jahre

Die Planung beeinflussende Faktoren sind die Genehmigungsverfahren, die Lieferzeiten für Material und die Konstruktion



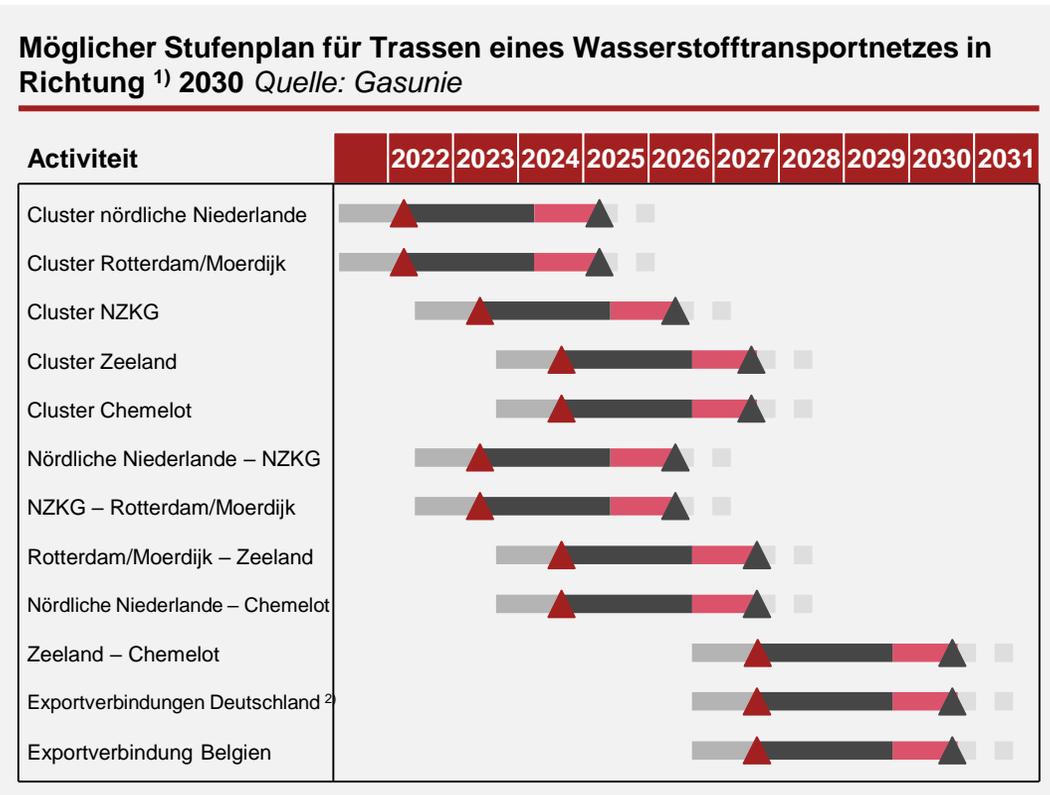
- Für die Realisierung einer Trasse ist im Hinblick auf den Zeitplan vor allem der Zeitpunkt der Entscheidungsfindung (Final Investment Decision (FID)) von Bedeutung. Dies ist der Zeitpunkt, an dem die endgültige Entscheidung über die Zurverfügungstellung einer bestehenden Erdgasleitung und/oder die Realisierung einer neuen Leitung für den Transport von Wasserstoff getroffen werden muss. Diese Entscheidung sollte mindestens circa zwei Jahre vor der tatsächlichen Konstruktionsphase (und dem Freiwerden der Bestandsleitung) getroffen werden.
- Vor der Entscheidungsfindung muss zunächst eine Entwicklungsphase durchlaufen werden, um zu untersuchen, welche Leitungen in einer Trasse tatsächlich für den Wasserstofftransport freigegeben werden können und/oder wo neue Leitungen verlegt werden müssen. Diese Entwicklungsphase umfasst eine Machbarkeits- und eine Planungsphase. Nach Einschätzung der Gasunie dauert eine Entwicklungsphase dieser Art im Vorfeld der endgültigen Investitionsentscheidung (FID) circa ein Jahr. Vor der FID muss auch eine eventuelle rechtliche Übertragung der Leitungen geregelt sein.¹⁾
- Nach der Entscheidungsfindung beginnen die Projektschritte zur Vorbereitung einer Trasse für Wasserstoff. Diese Bauphase umfasst alle Schritte, die notwendig sind, um eine Trasse für den Einsatz zum Wasserstofftransport betriebsbereit zu machen. Darunter fallen u. a. Vorbereitung, Engineering, Beschaffung und Konstruktion. Nach Einschätzung der Gasunie dauert eine Phase dieser Art sowohl bei Umrüstung als auch bei Neubau ab FID bis zu einer vollständig betriebsbereiten Trasse im Schnitt drei Jahre.²⁾
- Die wichtigsten Einflussfaktoren für den Zeitplan in der Bauphase sind die Genehmigungen, die Lieferzeiten für Material und die Konstruktion. Wichtige Problembereiche in diesem Zusammenhang sind Rechtsvorschriften bezüglich Stickstoff und die Verfügbarkeit von ausreichend qualifiziertem Personal.
- Die Konstruktionsphase dauert ab dem Zeitpunkt, an dem die Leitung verfügbar ist, circa ein Jahr. Der größte Einflussfaktor in dieser Phase ist der Einbau von Absperrvorrichtungen.
- In dem Jahr nach der Inbetriebnahme der Trasse findet noch eine Nachbetreuung statt, bei der analysiert werden muss, ob der Systembetrieb den Erwartungen entspricht.

1) Beim dargestellten Zeitplan wurde davon ausgegangen, dass die Leitungen im Eigentum der Gasunie verbleiben (eventuell in einer anderen Einheit). Es gelten möglicherweise längere Durchlaufzeiten, falls Bestandsleitungen entflochten und an eine andere (Markt-)Partei übertragen werden müssen.

2) Hierbei gilt der Grundsatz, dass neu zu realisierende Trassen in dem bereits im Strukturplan „Rijksstructuurvisie“ reservierten Bereich liegen. Für neu zu realisierende Trassen außerhalb dieses reservierten Bereichs gilt ein erheblich längerer Zeitplan.

Auf Grundlage dieses Stufenplans für die einzelnen Trassen kann Gasunie zufolge 2030 ein landesweiter Wasserstofftransportring realisiert sein

An diesen Transportring können dann Anbieter und Großverbraucher angeschlossen werden



- Nach Einschätzung der Gasunie ist es bei rechtzeitiger Entscheidungsfindung möglich in Richtung 2030 ein landesweites Wasserstofftransportnetz in den Niederlanden zu entwickeln, das Anbietern eine Einspeisung und Großverbrauchern (voraussichtlich zuerst inländischen und ausländischen Clustern) eine Abnahme ermöglicht.
- In der nebenstehenden Abbildung dient die Angabe des Jahres, in dem die Bestandsleitungen in einer Trasse zur Verfügung gestellt werden können, als Ausgangsbasis für den Stufenplan (wie bereits auf den Seiten 60 bis 61 dargestellt). Dann wurde für jede Trasse eine einjährige Konstruktionsphase und eine zweijährige Vorbereitungsphase aufgenommen.
- Die Abbildung zeigt, wie ein möglicher Stufenplan für Trassen auf Grundlage der frühestmöglichen Verfügbarkeit von Bestandsleitungen aussehen könnte. Gegenwärtig ist noch keine endgültige Trassenauswahl und/oder Entscheidung über einen Stufenplan getroffen worden.
- Wichtig ist für die Möglichkeit der Realisierung eines landesweiten Wasserstofftransportrings bis 2030, dass die heutige Planung nicht weiter unter Druck gerät. Für die Ermöglichung der Einhaltung des dargestellten Zeitplans ist es wichtig, dass die endgültige Entscheidungsfindung (FID) rechtzeitig erfolgt.
- Voraussichtlich wird es nicht möglich sein, alle Trassen gleichzeitig zu realisieren, vor allem infolge der begrenzten Konstruktionskapazität auf dem Markt. Mit dem Näherrücken des Jahres 2030 wird voraussichtlich auch die Nachfrage nach Konstruktionskapazität in unseren Nachbarländern (insbesondere in Deutschland) steigen. Dies führt möglicherweise zu einer weiteren Begrenzung der verfügbaren Konstruktionskapazität auf dem Markt. Wenn die Planung weiter unter Druck gerät, zum Beispiel durch das Ausbleiben der notwendigen Investitionsentscheidungen, kann dies Konsequenzen für die Kosten und/oder die Durchlaufzeit haben.

1) Beim dargestellten Zeitplan wurde davon ausgegangen, dass die Leitungen im Eigentum der Gasunie verbleiben (eventuell in einer anderen Einheit). Es gelten möglicherweise längere Durchlaufzeiten, falls Bestandsleitungen entflochten und an eine andere (Markt-)Partei übertragen werden müssen.

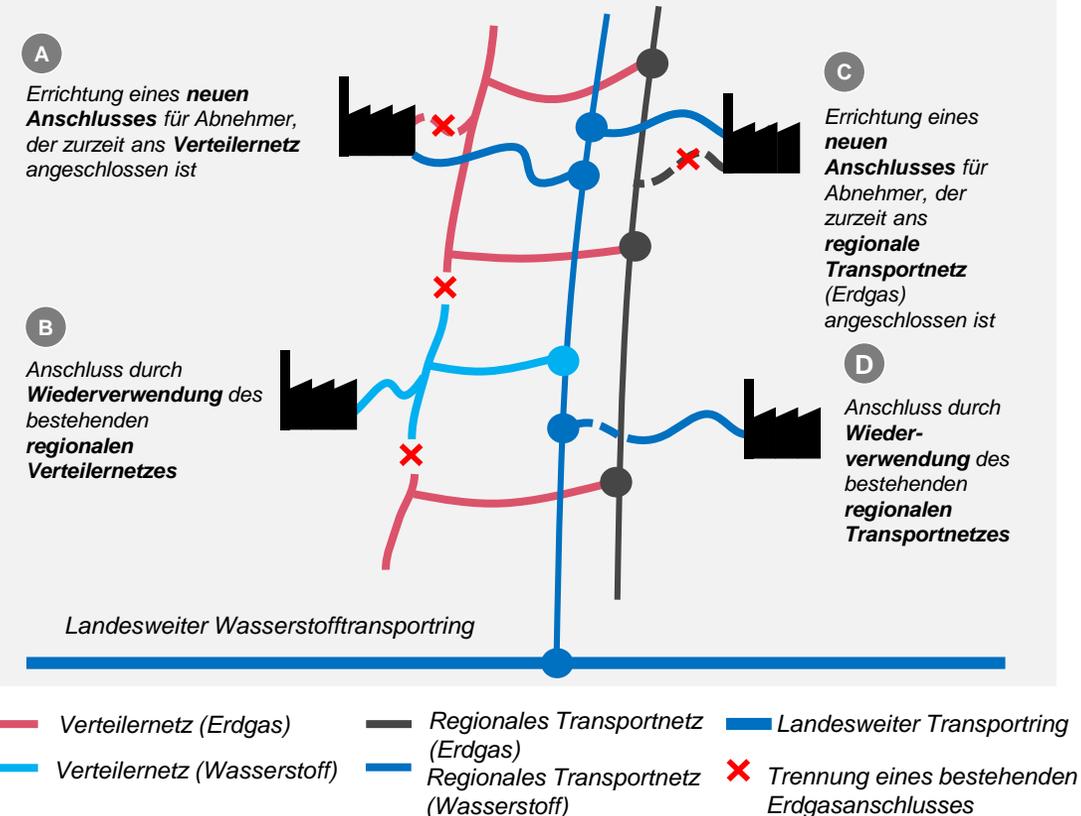
2) Eine erste Exportverbindung aus dem Cluster in den nördlichen Niederlanden nach Deutschland ist eventuell bereits ab 2025 möglich. Die Trasse nördliche Niederlande – Chemelot bietet verschiedene Möglichkeiten, um je nach Bedarf zwischen 2027 und 2030 Exportverbindungen nach Deutschland zu realisieren. Transport über die südliche Route (über Ravenstein – Ossendrecht) ist Gasunie zufolge ab 2030 möglich.

Ein weiterer Rollout der Infrastruktur ist auch über das regionale Transportnetz und die regionalen Verteilernetze möglich

Hierfür sind am landesweiten Wasserstofftransportring verschiedene Anschlusskonfigurationen möglich

Mögliche Konfigurationen für den Anschluss an den landesweiten Transportring über das regionale Transportnetz oder das regionale Verteilernetz

Quelle: Gasunie, Liander, Netbeheer Nederland



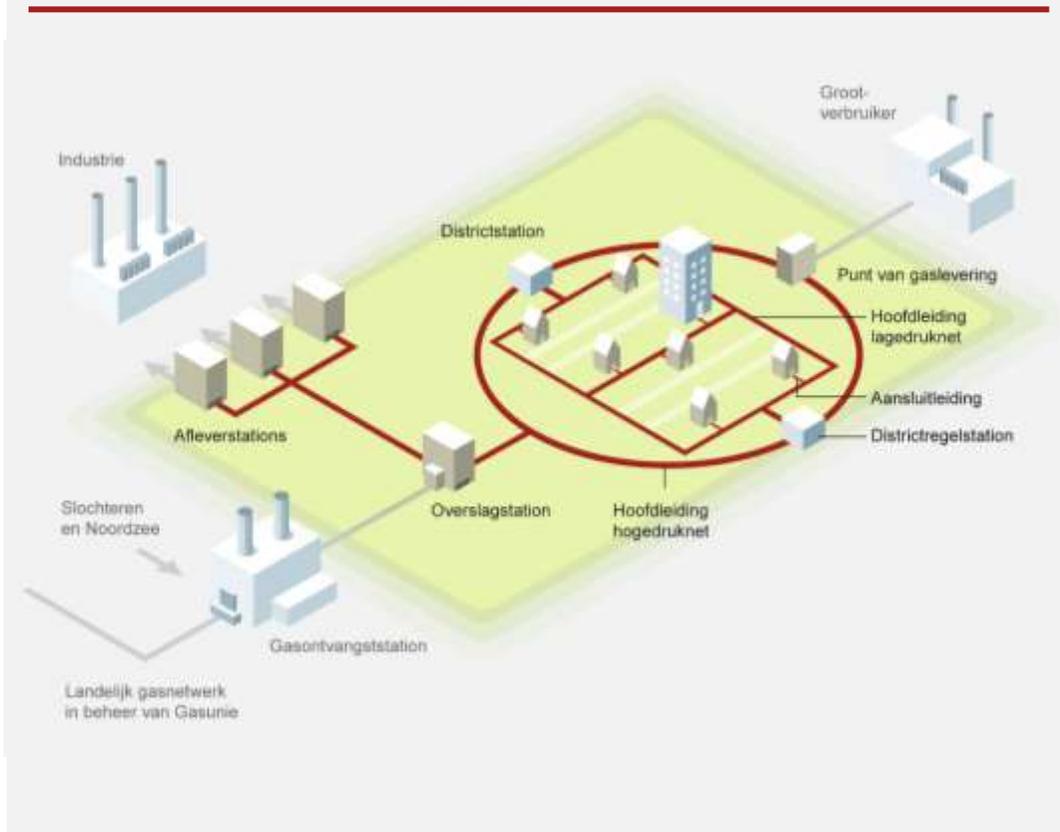
- Langfristig können neue Anschlüsse an den landesweiten Wasserstofftransportring geschaffen werden. Damit lassen sich schrittweise andere Unternehmen, zum Beispiel in Cluster 6, und Sektoren wie beispielsweise Mobilität und der Baubestand erreichen.
- Es ist möglich, neue Großverbraucher direkt an den landesweiten Wasserstofftransportring anzuschließen. Es besteht auch die Möglichkeit, neue Abnehmer über (bestehende oder neu zu errichtende) Verteilernetze und/oder regionale Transportleitungen anzuschließen (siehe nebenstehende Abbildung). Diese Konfigurationen sind mit der heutigen Situation für Erdgas vergleichbar, in der Großverbraucher direkt an das Haupttransportnetz (Hoofdtransportleidingennet (HTL)) und kleinere Abnehmer an das regionale Transportnetz (RTL) oder ein regionales Verteilernetz angeschlossen sind.
- Die Entscheidung für eine Konfiguration hängt ab vom benötigten Druck und von der benötigten Kapazität, von der Frage, ob und wann ein Teil des Verteilernetzes und/oder regionalen Transportnetzes abgekoppelt werden kann (und den Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit bei verbleibenden Erdgasleitungen), der benötigten Anschlusslänge etc.
- Ein dabei zu beachtender Aspekt ist jedoch, dass das regionale Transportnetz und regionale Verteilernetze engmaschiger und häufig nicht parallel ausgeführt sind. Dies macht dort die Abkopplung von Bestandsleitungen schwieriger als beim Haupt-Transportnetz (HTL). Bestehende Fern- und Verteilleitungen können nur für Wasserstoff eingesetzt werden, wenn sie vom übrigen Erdgasnetz getrennt werden können (siehe Konfiguration „B“ in der Abbildung). Dies führt zu einer starken Abhängigkeit, aber kann auch Anschlussmöglichkeiten für nahegelegene Unternehmen und Gebäude bieten.
- Welche Abnehmer und Konfigurationen in Betracht kommen (und wann), muss noch weiter untersucht werden.

1) Neben dem Transportnetz der Gasunie und den Verteilernetzen regionaler Netzbetreiber gibt es auch bestehende Gasleitungen anderer Unternehmen, die sich möglicherweise für den Wasserstofftransport einsetzen lassen. Diese Leitungen entsprechen nicht automatisch der für Wasserstoff notwendigen Qualität und Transportkapazität. Daher müssen die einzelnen Leitungen auf ihre Eignung für den Wasserstofftransport näher untersucht werden.

Für den weiteren Rollout über das regionale Transportnetz und Verteilernetze müssen noch Entscheidungen über die weitere Kette getroffen werden

Kettenpartner müssen untereinander in einer Reihe von alle Parteien betreffenden Fragen eine Einigung erzielen

Heutiger Anschluss von Unternehmen und Baubestand über Verteilernetze *Quelle: Alliander (2011)*



Die wichtigsten Fragen, über die noch Übereinstimmung erreicht werden muss:

- *Anwendung oder Nichtanwendung von Odorierung in regionalen Transport- und/oder Verteilernetzen:* Gasunie versetzt das geruchlose Erdgas an Gas-Druckregel- und Messanlagen und diversen Gasübergabestationen vor der Verteilung an regionale Netzbetreiber oder Abnehmer mit dem typischen Schwefelgeruch (Odorierung mit Tetrahydrothiophen, THT). Dank dieses Geruchsstoffs wird eine Vielzahl von Störungen in einem frühen Stadium gefunden und erhöht sich die Sicherheit. Aufgrund möglicher Probleme bei industriellen Abnehmern erwartet die Gasunie, dass (wie im derzeitigen Haupttransportnetz) im landesweiten Wasserstoffnetz keine Odorierung zur Anwendung kommen wird. Beim weiteren Rollout von Wasserstoff über regionale Fern- und/oder Verteilernetze wird entschieden werden müssen, ob Wasserstoff odoriert werden soll oder andere Sicherheitsmaßnahmen geeigneter sind. Für Zentralheizungskessel beispielsweise ist Odorierung kein Problem.
- *Vereinbarungen und/oder Vorschriften bezüglich der erforderlichen Gasqualität:* Derzeit fehlen noch Vereinbarungen und/oder Vorschriften zur erforderlichen Reinheit in den Fern- und Verteilernetzen. Die diesbezüglichen Vereinbarungen sollten gemeinschaftlich und rechtzeitig getroffen werden.
- *Harmonisierung von Genehmigungsbedingungen:* Die Genehmigungsbedingungen sind heute bei den einzelnen Genehmigungsbehörden/Kommunen noch unterschiedlich. Die Harmonisierung von Bedingungen ist für einen effizienten Ablauf und die Sicherheit von Bedeutung.
- *Normierung von Netzen und Verbrauchsgeräten:* Für den Anschluss von Netzen und Verbrauchsgeräten sind Normen (ISO, NEN) notwendig, damit Klarheit und damit Sicherheit und Investitionssicherheit geschaffen werden. Diese Normen müssen noch über die weitere Kette hinweg erstellt werden.
- *Auswirkungen auf die Liefersicherheit infolge der Umwandlung von Leitungen:* Die Auswirkungen auf die Liefersicherheit (sowohl für Wasserstoffleitungen als auch verbleibende Erdgasleitungen) infolge der Umwandlung von Bestandsleitungen in Wasserstoffleitungen müssen erfasst werden. Diesbezüglich sollten Vereinbarungen mit den beteiligten Parteien getroffen werden.
- *Möglichkeiten zur Rücklieferung von Wasserstoff über Verteilernetze:* Künftig könnte auch lokal produzierter Wasserstoff ans landesweite Wasserstoffnetz angeschlossen werden. Dafür müssen die Verteilernetze jedoch noch an den Zweirichtungsbetrieb angepasst werden (u. a. Druckbeaufschlagung).

Quellen: Liander und Netbeheer Nederland.

4.5. Technische Möglichkeiten der Untergrundspeicherung von Wasserstoff

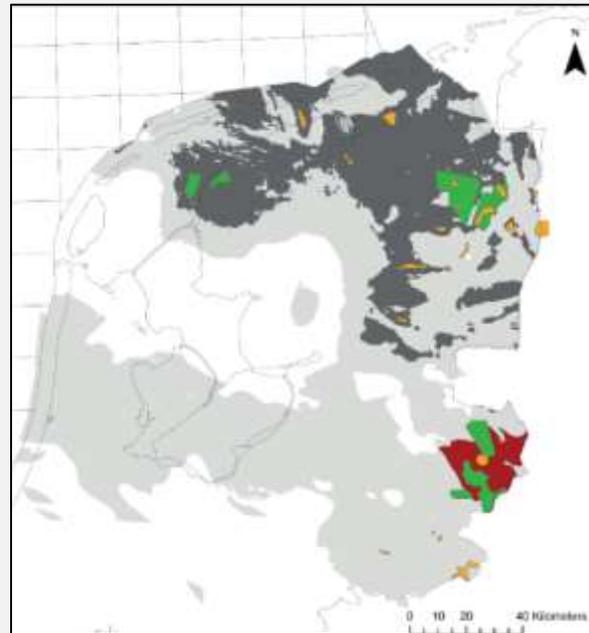


In den Niederlanden bietet der Untergrund theoretisch Möglichkeiten für die Entwicklung von circa 320 Onshore-Kavernen für die Wasserstoffspeicherung

Es sind circa 3 bis 12 Kavernen nötig, um die 2030 benötigte Speicherkapazität von 3 bis 6 PJ bereitstellen zu können

Übersicht zur Eignung von Salzkavernen für die Speicherung

Quelle: Gasunie



- | | |
|--|---|
|  Salzabbaugenehmigung |  Geeignet für Abbau in geringer Tiefe, nicht für Speicherung |
|  Geeignet für Abbau und Speicherung (tech. Potenzial) |  Für Abbau ungünstige Dicke |
|  Geeignet für Abbau in großer Tiefe, nicht für Speicherung |  Dicke vernachlässigbar/nicht vorhanden |

- In den Niederlanden bietet der Untergrund theoretisch genügend Raum für die Errichtung von circa 320 Onshore-Salzkavernen für die Wasserstoffspeicherung. Diese 320 Kavernen könnten eine effektive Wasserstoffspeicherkapazität von 14,5 Milliarden Kubikmeter (43,3 TWh, 156 PJ) bieten (Juez-Larré et al., 2019; TNO, 2020c).¹⁾
- Die Gesamtmenge (das Volumen) wird von der Anzahl an Kavernen bestimmt, die Kapazität vom Konzept für die oberirdische Anlage (Kompression bei der Einspeicherung und Gasbehandlung). Es kann eine Reihe von Kavernen in mehreren Phasen an eine oberirdische Anlage angeschlossen werden. Dies bietet Kostenvorteile durch Skaleneffekte.
- In den Szenarien des niederländischen Klimaabkommens (Klimaatakkoord) im Investitionsplan IP2022 ist für 2030 eine Speicherkapazität von circa 3 bis 6 PJ (wie zuvor in Kapitel 3 genannt) vorgesehen. Ausgehend von einer durchschnittlichen Speicherkapazität von 0,5 bis 1 PJ pro Kaverne, könnte diese Anforderung mit circa 3 bis 12 Kavernen erfüllt werden.
- Wichtig für die Entwicklung von Salzkavernen ist die Berücksichtigung der (kurzfristig) verfügbaren Konstruktionskapazität und der benötigten Entwicklungszeit. Die benötigte Entwicklungszeit für eine durchschnittliche Salzkaverne beträgt circa drei bis vier Jahre. In früheren Studien wird davon ausgegangen, dass mit der gegenwärtigen Konstruktionskapazität nur zwei bis drei Salzkavernen pro Jahr in den Niederlanden errichtet werden können (Juez-Larré et al., 2019). Dieses Tempo beim Bau neuer Kavernen hängt derzeit von einem zweckmäßigen Einsatz des gewonnenen Salzes zusammen. Eine Marktnachfrage, die den Bau einer neuen Fabrik zur Salzverarbeitung rechtfertigen würde, besteht derzeit nicht (TNO, 2018).
- Nach 2030 können stufenweise weitere Onshore-Kavernen entwickelt werden. Die Schätzungen zur benötigten Speicherkapazität in Richtung 2050 gehen weit auseinander. Im Sondierungsbericht zum Thema Infrastruktur II3050 wird für die saisonale und wetterabhängige Speicherung ohne eventuelle zusätzliche strategische Speicherung von 20–169 PJ ausgegangen. Abhängig von der tatsächlich benötigten Speicherkapazität können die circa 320 möglichen Onshore-Kavernen diesen Bedarf vollständig decken oder werden (nach weiterer Untersuchung) auch Offshore-Kavernen und/oder erschöpfte Erdgasfelder genutzt werden müssen.

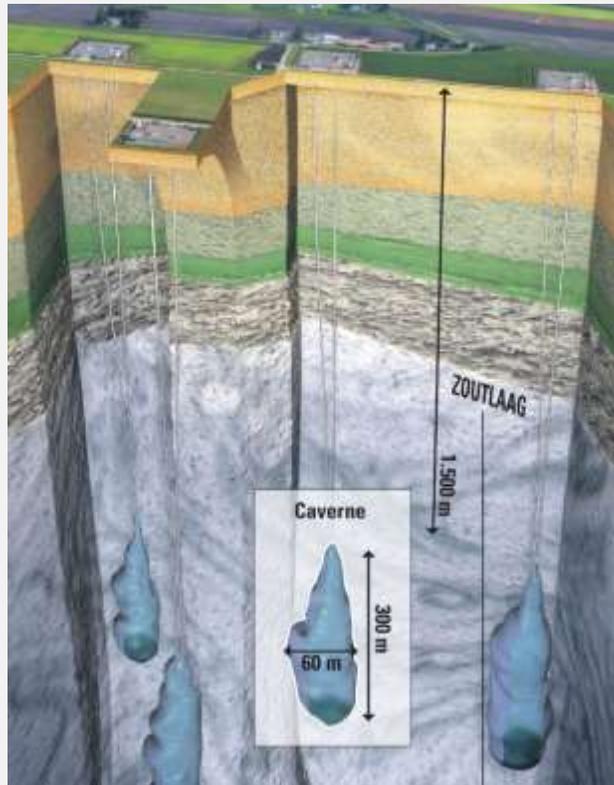
¹⁾ Für die neuesten Erkenntnisse zur Wasserstoffspeicherung verweisen wir auf TNO (2020c). Dieser Bericht behandelt ausführlich, was bei den verschiedenen Verfahren möglich ist und was nicht. Der Bericht ist eine Zusammenfassung von vier tiefgehenden Untersuchungen, unter anderem zur Rolle einer Energiespeicherung in großem Maßstab im niederländischen Energiesystem und den mit der unterirdischen Energiespeicherung verbundenen Risiken.

Frühere Untersuchungen zeigen, dass die Wasserstoffspeicherung in unterirdischen Onshore-Kavernen technisch möglich und sicher ist

Die Speicherung von Wasserstoff in großem Maßstab in Onshore-Salzkavernen erfolgt bereits im Ausland

Schematische Darstellung einer unterirdischen Salzkaverne in der Nähe von Epe

Quelle: Gasunie



- Die Wasserstoffspeicherung in Onshore-Salzkavernen ist technisch möglich und sicher. Diese Form der Speicherung erfolgt schon in großem Maßstab an einigen Standorten im Ausland, zum Beispiel in England (Teesside) und den USA (Texas) (TNO, 2018). Die Niederlande haben langjährige Erfahrung in der Erdgasspeicherung in Salzkavernen. Kenntnisse über die Gasspeicherung in Kavernen sind auch bereits bei der niederländischen Aufsichtsbehörde für Bergwerke SodM vorhanden, was wichtig ist, da die Wasserstoffspeicherung auch unter das Bergrecht fallen wird (nach dem die SodM die Sicherheit prüft).
- Im Nordosten der Niederlande, vorwiegend bei Zuidwending, liegt ein Salzstock mit Kavernen für die Erdgas- und Stickstoffspeicherung. Diese Kavernen befinden sich in einer Tiefe von ca. 1000 bis 1500 Metern, sind Hunderte von Metern hoch und haben einen Durchmesser von circa 60–80 Meter (siehe Abbildung links).
- Steinsalz verfügt nachweislich über sehr gute Dichteigenschaften. Bei der Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen ist es nahezu sicher, dass die Abdichtung tauglich ist und keine Vermischung auftreten wird (Reinheit des Wasserstoffs). Salzkavernen müssen jedoch zuerst angelegt werden. In diesem Zusammenhang besteht die Möglichkeit, eine Salzkaverne hochskalierbar in Betrieb zu nehmen, damit die Kapazität der Kaverne auf die Marktnachfrage abgestimmt ist und nicht unnötig „Kissengas“ gespeichert werden muss. Bei der vorläufig geringen Nachfrage nach Wasserstoffspeicherung werden die bessere Produktivität und das günstigere Arbeitsgas-Kissengas-Verhältnis von Salzkavernen wichtige Argumente dafür liefern, Wasserstoff zunächst in Onshore-Salzkavernen zu speichern (TNO, 2018; TNO, 2020c).¹⁾
- Damit diese dem Salzdruck standhalten können muss darin zuerst mit Wasserstoff Druck (80 bar) aufgebaut werden, dieser wird als Kissengas bezeichnet. Das übrige Gas, das sich durch eine Erhöhung des Drucks (bis maximal ca. 180 bar) in der Kaverne speichern lässt, wird als Arbeitsgas bezeichnet. Das Verhältnis zwischen Kissengas und Arbeitsgas liegt in der Regel bei 40 % zu 60 %.
- Im Schnitt können je vollständig entwickelter Kaverne (mit einem Rauminhalt von ca. 0,5–1 Mio. m³) ca. 3.500–7.000 Tonnen Wasserstoff gespeichert werden (Arbeitsgasvolumen), was einem Energiegehalt von circa 140–280 GWh (ca. 0,5–1 PJ) entspricht.²⁾

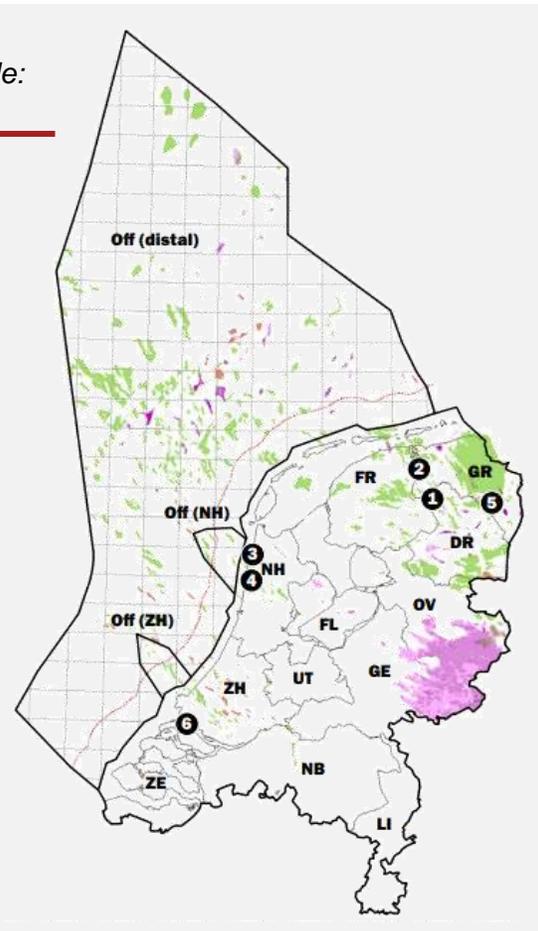
1) Für die neuesten Erkenntnisse zur Wasserstoffspeicherung verweisen wir auf TNO (2020c). Dieser Bericht behandelt ausführlich, was bei den verschiedenen Verfahren möglich ist und was nicht. Der Bericht ist eine Zusammenfassung von vier tiefgehenden Untersuchungen, unter anderem zur Rolle einer Energiespeicherung in großem Maßstab im niederländischen Energiesystem und den mit der unterirdischen Energiespeicherung verbundenen Risiken. 2) Quelle: Gasunie.

Offenbar wird es in fernerer Zukunft auch Speichermöglichkeiten für Wasserstoff in Offshore-Salzkavernen, erschöpften Erdgasfeldern und Aquiferen geben

Für diese Speicherformen wurden jedoch noch keine ausreichenden Nachweise erbracht und besteht noch weiterer Forschungsbedarf

Umriss von Salzkavernen, Erdöl- und Erdgasfeldern in den Niederlanden *Quelle: TNO (2020)*

-  Salzkavernen
-  Erdgasfeld
-  Erdölfeld
-  1 Norg
-  2 Grijpskerk
-  3 Bergermeer
-  4 Alkmaar
-  5 Zuidwending
-  6 Gate-Terminal



- Der Untergrund in den Niederlanden birgt neben Onshore-Speichern in Salzkavernen noch ein großes theoretisches Potenzial für die Onshore- und Offshore-Speicherung in (erschöpften) Erdgasfeldern, wasserführenden Schichten (Aquiferen) und Offshore-Kavernen.
- Wegen der Kosten und einer Reihe von technischen Aspekten ist die Errichtung von Offshore-Salzkavernen auf kurze Sicht nicht naheliegend. Für die Speicherung in (erschöpften) Erdgasfeldern und Aquiferen gilt, dass Eignung und Effizienz dieser Speicherorte noch nicht erwiesen sind. Diese Speicherformen werden aber möglicherweise in fernerer Zukunft interessant werden, wenn Nachfrage nach größerer (saisonaler und/oder strategischer) Pufferkapazität (mit geringeren Reinheitsanforderungen) besteht und/oder wenn in der Nähe eines gewünschten Speicherstandorts keine geeigneten Salzstrukturen liegen (TNO, 2018; TNO, 2020c).
- Die nebenstehende Abbildung zeigt eine Übersicht der Onshore- und Offshore-Salzkavernen und Erdöl- und Erdgasfelder im Untergrund in den Niederlanden. Gegenwärtig findet in großem Maßstab Erdgasspeicherung in Erdgasfeldern (Nr. 1 bis 4 in der Abbildung) und Salzkavernen in Zoutwending (Nr. 5 in der Abbildung) statt. Erdölfelder eignen sich voraussichtlich nicht für die Wasserstoffspeicherung (TNO, 2018; TNO, 2020c).

1) Für die neuesten Erkenntnisse zur Wasserstoffspeicherung verweisen wir auf TNO (2020c). Dieser Bericht behandelt ausführlich, was bei den verschiedenen Verfahren möglich ist und was nicht. Der Bericht ist eine Zusammenfassung von vier tiefgehenden Untersuchungen, unter anderem zur Rolle einer Energiespeicherung in großem Maßstab im niederländischen Energiesystem und den mit der unterirdischen Energiespeicherung verbundenen Risiken.

5

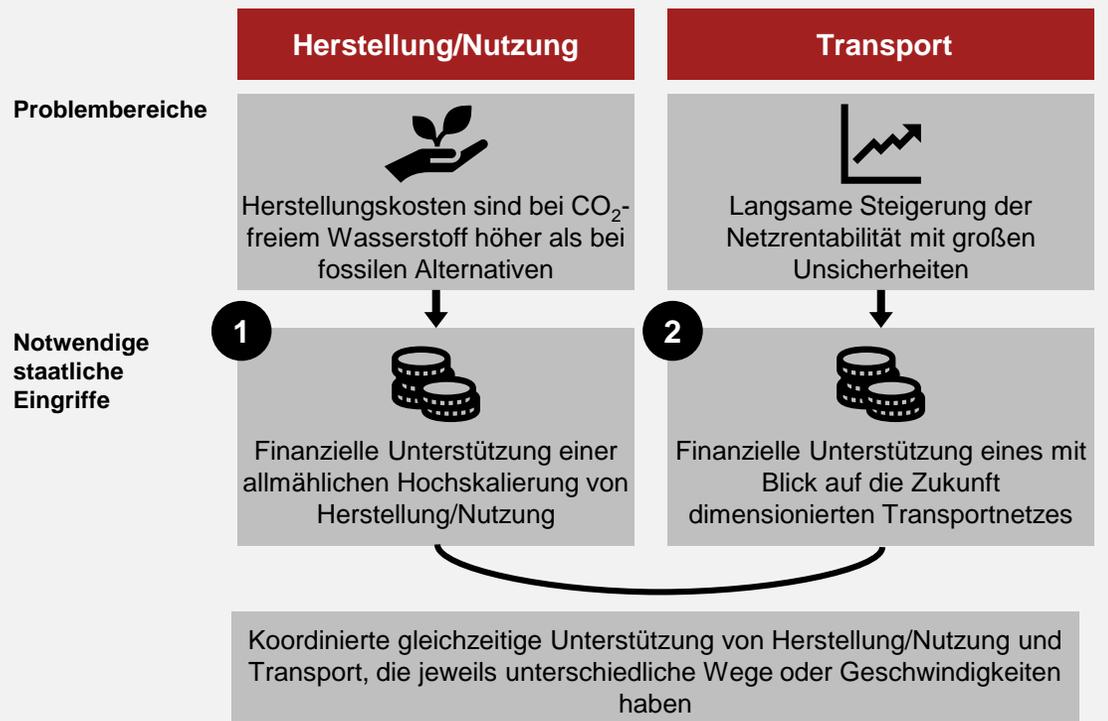
Politische Hindernisse

HyWay 27

Investitionen in die Umrüstung des Erdgasnetzes sind nicht rentabel, da die Kette noch entwickelt werden muss

Staatliche Eingriffe sind notwendig, damit Investitionen in die Umrüstung zustande kommen

Übersicht über die Problembereiche und notwendigen staatlichen Eingriffe



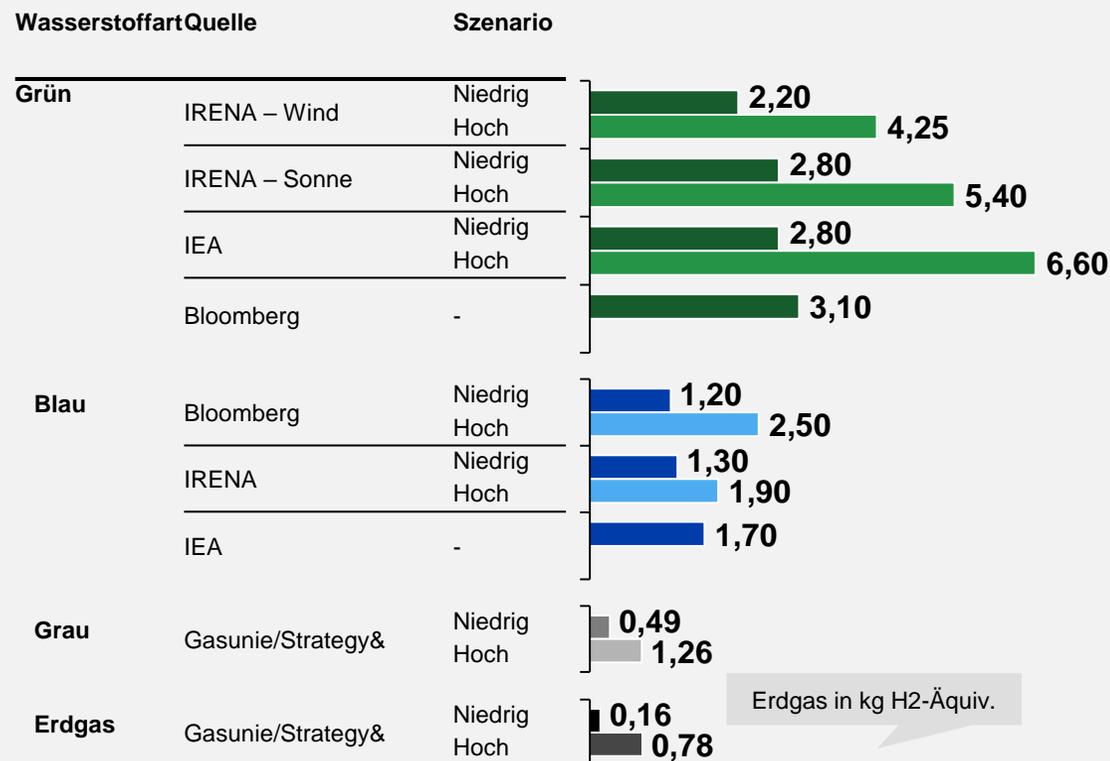
- Aus den vorherigen Kapiteln geht hervor, dass für die Verbindung der Wasserstoffherstellung und Wasserstoffnutzung Transportkapazität benötigt wird. Das bestehende Erdgasnetz erweist sich als geeignet für eine Umrüstung zum Wasserstofftransportnetz. Außerdem ist die Umrüstung des bestehenden Erdgasnetzes kostengünstiger als der Bau eines ganz neuen Netzes.
- In diesem Kapitel weisen wir nach, dass für die Mobilisierung von Investitionen in die Umrüstung des bestehenden Erdgasnetzes staatliches Eingreifen notwendig ist. Wir behandeln in diesem Kapitel zwei Gründe für staatliches Eingreifen:
 1. Grüner Wasserstoff ist derzeit noch viel teurer als fossile Alternativen. Ohne eine finanzielle Unterstützung seitens der öffentlichen Hand wird die Nachfrage nach grünem Wasserstoff gering sein.
 2. Es ist aus gesellschaftlicher Sicht optimal, eine Rohrleitung für ein Transportnetz in einem Zug so zu dimensionieren, dass sie auf die erwartete langfristige Transportnachfrage abgestimmt ist. Im Falle einer Umrüstung des Erdgasnetzes ist die Dimensionierung zudem schon größtenteils festgelegt, und zwar aufgrund des Durchmessers der Leitungen (die viel Kapazität bieten). Die Phase bis zur vollen Rentabilität des Transportnetzes dauert lange und ist von großen Unsicherheiten gekennzeichnet, wodurch weniger investiert wird, als aus gesellschaftlicher Sicht wünschenswert wäre.
- Zwischen diesen beiden Problemen besteht ein starker Zusammenhang, da ein Markt für grünen Wasserstoff nicht ohne Transportnetz zustande kommt und ein Transportnetz nicht ohne Nachfrage nach Transport aus dem Markt. Daher ist auf beiden Seiten der Kette eine staatliche Unterstützung notwendig. In diesem Zusammenhang ist es erforderlich, das Fördertempo auf beiden Seiten der Kette zu koordinieren: Ein (Teil eines) Transportnetz(es) wird vorzugsweise in einem Zug zukunftssicher errichtet, während sich die Nachfrage nach Transport schrittweise entwickeln wird.
- In diesem Kapitel geht es um die Investitionen in die Umrüstung bestehender Erdgasnetze. Die in diesem Kapitel angeführten Argumente sind jedoch größtenteils auch auf Investitionen in neue Transportnetze für Wasserstoff anwendbar – auch diese Investitionen werden unserer Erwartung nach nicht ohne staatliches Eingreifen zustande kommen. Jedenfalls dürfte es wirtschaftlich nicht sinnvoll sein, mehrere Transportnetze nebeneinander zu entwickeln. In der Regel sind die Gesamtkosten für den Betrieb eines einzigen Netzes geringer als die für den Betrieb mehrerer Netze mit in der Summe vergleichbarer Transportkapazität („Subadditivität“) (Depoorter, 1999).

Erstens sind Einsatzmöglichkeiten für CO₂-freien Wasserstoff noch nicht rentabel und daher besteht auch keine Nachfrage nach Transport

Gegenwärtig sind die Kosten für CO₂-freien Wasserstoff höher als die Kosten für fossile Alternativen

Schätzungen der heutigen Wasserstoff-Herstellungskosten (ohne CO₂-Bepreisung)

(€/kg H₂ (-Äquiv.)) Quelle: Piebalgs et al. (2020), PBL (2019).

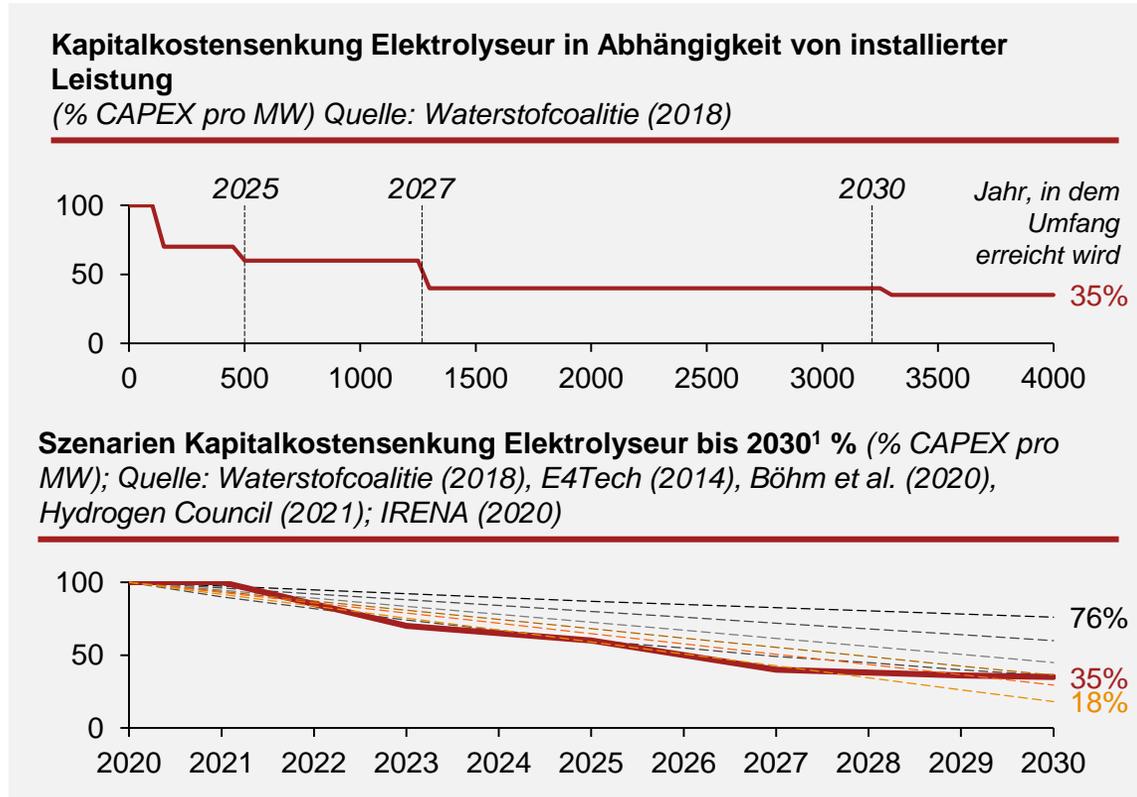


- Ein erster Grund für staatliche Eingriffe ist, dass es derzeit einfach noch an Nachfrage nach Wasserstofftransport mangelt: Denn die gesamte Kette für grünen und blauen Wasserstoff ist vorerst unrentabel. Grüner Wasserstoff ist derzeit drei- bis zehnmal teurer als grauer Wasserstoff.
- Die nebenstehende Abbildung zeigt die „reinen“ Kosten der drei „Wasserstofffarben“ in Europa 2020 aus verschiedenen Quellen. Darin sind keine Transportkosten, eventuelle Modifikationen an Anlagen beim Endnutzer oder (CO₂-)Steuern berücksichtigt. Bestimmte Kostenschätzungen beinhalten ein Kostenspektrum. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich die Preise für Strom, Erdgas und CO₂, die Anzahl der Betriebsstunden und die Möglichkeiten der CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) an den jeweiligen Orten unterscheiden. Daher kann beispielsweise der Preis für grünen Wasserstoff in Ländern mit einem niedrigen Strompreis niedriger ausfallen als in Ländern mit einem hohen Strompreis.
- Zur Realisierung von Investitionen in die Nutzung von grünem Wasserstoff muss grüner Wasserstoff kostengünstiger oder genauso teuer wie blauer oder grauer Wasserstoff sein. Bei der nebenstehenden Abbildung wurde von neuen Anlagen ausgegangen.

Quellen: Grüner und blauer Wasserstoff: Piebalgs et al. (2020). Cost-effective decarbonisation study. Erdgas und grauer Wasserstoff: PBL (2019). Klimaat & energieverkenningen. Zum Vergleich: Die herangezogenen Szenarien aus den Sondierungsberichten zu Klima und Energie KEV liegen preislich niedriger als die Preise in den Berechnungen der Gasunie. Beim Niedrigpreisszenario geht die Gasunie von 15 €/MWh aus, was 0,59 €/kg H₂-Äquiv. ergibt. Beim Hochpreisszenario setzt die Gasunie 25 €/MWh an, was 0,98 €/kg H₂-Äquiv. ergibt.

Die Kosten von CO₂-freiem Wasserstoff können sich voraussichtlich durch Skaleneffekte noch stark verringern

Bei einer ähnlichen Lernrate wie bei Solarmodulen kann Elektrolyse 2030 bis zu 80 % günstiger sein



-- E4Tech
 -- IRENA Planned energy
 -- IRENA Transforming energy
 -- Böhm et al.
 -- Waterstofcoalitie
 -- Hydrogen Council (12% learning rate)
 -- Hydrogen Council (15% learning rate)
 -- Hydrogen Council (20% learning rate)

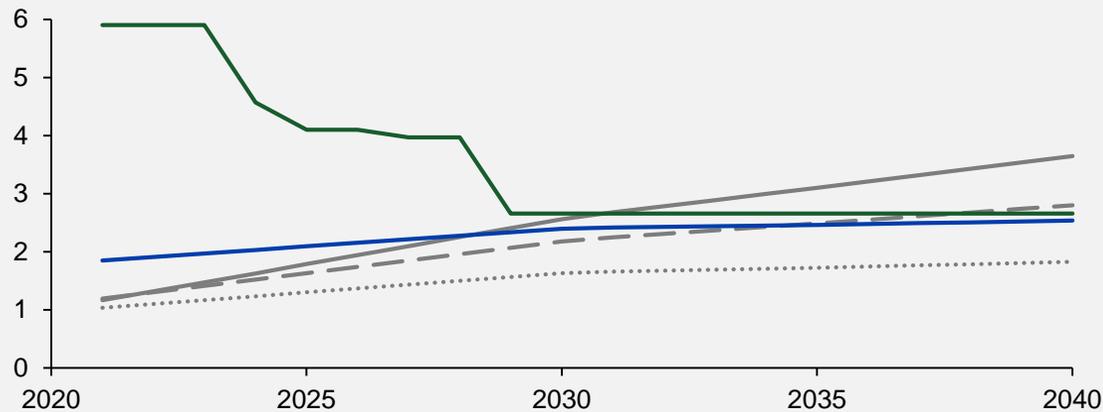
- Noch wird Elektrolyse in begrenztem Umfang eingesetzt und sind daher die Kosten dieser Technologie hoch. Voraussichtlich werden durch eine Erhöhung der Durchschnittskapazität von Elektrolyseuren und der installierten Gesamtleistung Kostensenkungen erzielt werden. In der Abbildung oben links sind die erwarteten Kostensenkungen dargestellt.
- Schätzungen zur genauen möglichen Kostensenkung gehen auseinander. In der Abbildung unten links sind die verschiedenen Schätzungen dargestellt. Die konservativste Schätzung kommt auf 24 % Kapitalkostensenkung bis 2030. Bei einer Lernrate von 20 % können sich die Kapitalkosten von Elektrolyse 2030 um mehr als 80 % verringert haben. Zum Vergleich: Bei Photovoltaikmodulen beträgt die Lernrate mehr als 20 % (IRENA, 2020) und bei Offshore-Windenergie 6–8 % (TKI Wind op Zee, 2021)².
- Derzeit sind Investitionen in Elektrolyse jedoch noch unrentabel, weil die Alternativen kostengünstiger sind. Daher werden private Akteure weniger als gesellschaftlich wünschenswert in die Hochskalierung der Elektrolysekapazität investieren. Um Investitionen und damit die gewünschte Hochskalierung und Kostensenkung auf den Weg zu bringen, ist finanzielle Unterstützung notwendig.
- In diesem Bericht knüpfen wir an die Zielsetzung aus dem niederländischen Klimaabkommen (Klimaatakkoord) an, 2030 3–4 GW (unsere Annahme: 3,5 GW) realisiert zu haben. Bei unseren weiteren Berechnungen folgen wir der Hochskalierung und Kostensenkung, die in der „Waterstofcoalitie“ und dem niederländischen Klimaabkommen herangezogen wurden (siehe Abbildung oben)⁴.
- Kostentreiber sind bei der Elektrolyse nicht nur Kapitalkosten, sondern auch Betriebskosten, an denen der Strompreis einen großen Anteil hat. Außerdem wirken sich Politiken der öffentlichen Hand auf das Preisverhältnis zwischen grünem Wasserstoff und Alternativen aus.

1) Bezieht sich auf PEM-Elektrolyseure. Alle Kurven außer der E4Tech-Kurve beziehen sich auf CAPEX. Die E4Tech-Kurve bezieht sich auf Gesamtkosten einschließlich Stromkosten. Die Kurven basieren auf unterschiedlichen Annahmen für die installierte Leistung. 2) Eine Lernrate (LR) gibt die voraussichtliche Kostensenkung bei Verdoppelung der installierten Kapazität (weltweit) an.

Die Nutzung von CO₂-freiem Wasserstoff kann durch finanzielle Unterstützung des Rollouts und andere politische Unterstützungsmaßnahmen rentabel werden

Viele Studien zeigen, dass Grün im Laufe der Dreißigerjahre rentabel wird

Entwicklung der Wasserstoffkosten in verschiedenen CO₂-Preis-Szenarien (€/kg H₂). Quelle: Gasunie/Strategy&-Analyse auf Grundlage von PBL (2019; 2021), Waterstofcoalitie (2018), Klimaatakkoord (2019)



Annahmen Schaubild: Die Kosten für grauen Wasserstoff basieren auf dem Szenario eines „mittleren“ Erdgaspreises im Sondierungsbericht KEV. Die Stromkosten basieren auf den 4360 günstigsten Betriebsstunden der Energiebörse Amsterdam Power Exchange (APX) der vergangenen zehn Jahre. Betriebsstunden Elektrolyseure: 4360. 65 % Investitionskostenreduzierung für Elektrolyseure 2030 auf Grundlage von Waterstofcoalitie (2018). Elektrolyseure fünfzehn Jahre in Betrieb auf Grundlage von PBL (2020). Für die Preise wurde von der Herstellung in einer neuen Anlage ausgegangen. Beim Szenario EU-ETS 55 % folgt der jährliche Anstieg dem der niederländischen CO₂-Steuer.

— Groen — Blauw — — Grau - CO₂-Preis EU 55% — — Grau - CO₂-Preis PBL hoch
..... Grau - CO₂-Preis PBL niedrig

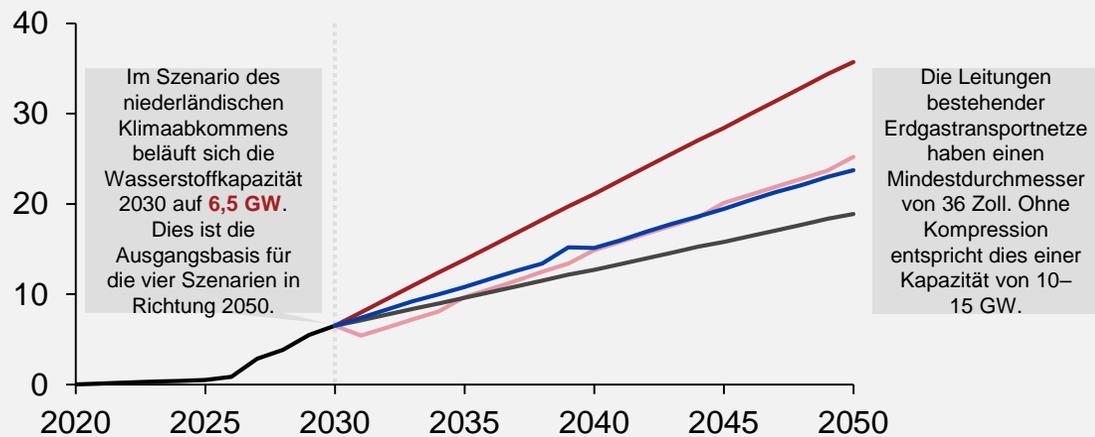
- Durch eine auf Hochskalierung und Kostensenkung ausgerichtete finanzielle Unterstützung können die Kosten von CO₂-freiem Wasserstoff im Laufe der Zeit die von fossilen Alternativen unterschreiten. In diesem Zusammenhang sind CO₂-Bepreisung und andere politische Unterstützungsmaßnahmen wie Normierung oder Beimischungsvorgaben wichtig für die relative Wirtschaftlichkeit der verschiedenen „Wasserstofffarben“.
- Wir haben die Effekte eines von der öffentlichen Hand unterstützten Rollouts in Richtung 2030 mit dem Ziel 3,5 GW 2030 und einer Kostensenkung um 65 % berechnet. Wir berücksichtigen verschiedene CO₂-Preis-Szenarien. Andere politische Unterstützungsmaßnahmen wie beispielsweise im Bereich der Normierung wurden nicht berücksichtigt. Die Ergebnisse lauten wie folgt:
 - Grüner Wasserstoff wird zwischen 2031 und 2040 kostengünstiger sein als grauer Wasserstoff;
 - Grüner Wasserstoff wird vor 2040 nicht kostengünstiger sein als blauer Wasserstoff.
- Der CO₂-Preis ist ein Haupteinflussfaktor für den Zeitpunkt, an dem grüner Wasserstoff rentabel wird. Je höher der EU-ETS-Preis, desto früher wird grüner Wasserstoff rentabel (und desto weniger Beihilfen werden benötigt). Der CO₂-Preis hat keine Auswirkungen auf die Kosten von grünem und blauem Wasserstoff, weil (nahezu) kein CO₂ in die Atmosphäre ausgestoßen wird. Bei blauem Wasserstoff ist der Ausstoß von den verbleibenden Emissionen nach der Abscheidung abhängig. Bei der CO₂-Bepreisung ist Vorsicht vor „Carbon Leakage“, der Verlagerung von umweltbelastenden Aktivitäten ins Ausland, geboten¹.
- Andere Studien kommen zu vergleichbaren Ergebnissen. Dem Hydrogen Council zufolge wird grüner Wasserstoff im optimistischsten Szenario 2030 kostengünstiger als grauer und im pessimistischsten Szenario 2038. Das World Energy Council prognostiziert, dass grüner Wasserstoff um 2030 rentabel wird. Die Einschätzung der IRENA ist weniger optimistisch und besagt, dass grüner Wasserstoff voraussichtlich um 2040 mit grauem Wasserstoff konkurrieren kann (Hydrogen Council, 2021; World Energy Council, 2018; IRENA, 2020).

1) Bei der Herstellung von grauem Wasserstoff werden EU-ETS-Zertifikate aufgrund des Risikos auf „Carbon Leakage“ derzeit kostenlos zugeteilt. Siehe Europäische Kommission (2014). Beschluss 2014/746/EU

Zweitens wird das Transportnetz mit Blick auf die Zukunft dimensioniert, während ganz allmählich eine Nachfrage entsteht

Dimensionierung mit Blick auf die langfristige Zukunft führt zu einer langsamer Rentabilitätssteigerung in den ersten Jahren und großen Risiken

Veranschaulichung der Entwicklung der angeschlossenen Wasserstoffkapazität in den gesamten Niederlanden¹ (GW). Quelle: Gasunie/Strategy&-Analyse



Annahmen Schaubild: Entwicklung bis 2030, basierend auf dem Szenario zentrale Herstellung (Szenario des niederländischen Klimaabkommens) aus IP2022. Dieses Szenario umfasst neben grünem Wasserstoff auch blauen Wasserstoff und Import. Blauer Wasserstoff ist in den Szenarien regionale Steuerung und internationale Steuerung bis 2030 nicht berücksichtigt. Wachstum in Richtung 2050, basierend auf den II3050-Eckpunkten.

- Progressives Szenario aus dem Klimaatakkord IP2022
- II3050 europäische Steuerung
- II3050 regionale Steuerung
- II3050 internationale Steuerung
- II3050 nationale Steuerung

- Der zweite Grund, warum keine hinreichenden Investitionen in die Umrüstung des Transportnetzes zustande kommen, ist das Missverhältnis zwischen Leitungsdimensionierung und Nachfrageentwicklung (Erreichen der Rentabilität dauert lange). Es muss in ein Netz investiert werden, dessen Kapazität bekanntermaßen derzeit viel zu groß ist. Die Kapazität wird aber zu einem späteren Zeitpunkt wahrscheinlich benötigt werden.
- Es ist wirtschaftlich vorteilhafter, das Transportnetz in einem Zug groß anzulegen, statt mehrmals kleinere Rohrleitungen zu bauen, um schrittweise die erwartete langfristige Nachfrage zu erfüllen. Der Grund dafür ist, dass sich die Kapazität einer Rohrleitung mit dem Quadrat des Leitungsdurchmessers erhöht, während die Kosten nahezu linear steigen. Es sind beispielsweise zum Erreichen der Kapazität einer einzigen 36-Zoll-Rohrleitung (die voraussichtlich weit vor 2050 schon voll ausgelastet ist) sechs 16-Zoll-Leitungen nötig. Die Gesamtkosten für diese sechs 16-Zoll-Leitungen liegen mehr als fünfmal höher als die Kosten der Umrüstung einer einzigen 36-Zoll-Leitung (Gasunie; Robinus et al., 2018).
- Die Nachfrage nach Wasserstofftransport entsteht ganz allmählich. Das Schaubild zeigt bis 2030 das Szenario des niederländischen Klimaabkommens aus dem Investitionsplan 2022 der Gasunie (IP2022). Es ist im Hinblick auf die erwartete Wasserstoffkapazität das mittlere Szenario. Im Schaubild ist die gesamte ans Netz angeschlossene Wasserstoffkapazität (Summe aus Blau, Grün und Import) dargestellt. Würde diese Gesamtkapazität gleichmäßig durch eine einzige Leitung strömen, so wäre eine 36-Zoll-Leitung, die mit Kompression eine Kapazität von 15 GW erreichen kann, zwischen 2035 und 2045 vollständig ausgelastet. Dieser Vergleich vermittelt jedoch kein vollständiges Bild, da die angeschlossene Kapazität nicht in vollem Umfang durch das Netz strömen wird, da ein Teil lokal verbraucht wird. Außerdem kann sich der Wasserstoff möglicherweise über verschiedene Leitungen vom Einspeisepunkt zum Entnahmepunkt bewegen, wodurch sich die Kapazität über verschiedene Leitungen verteilen kann. Zum Schluss ist noch zu erwähnen, dass der Leitungsdurchmesser nicht immer 36 Zoll beträgt.

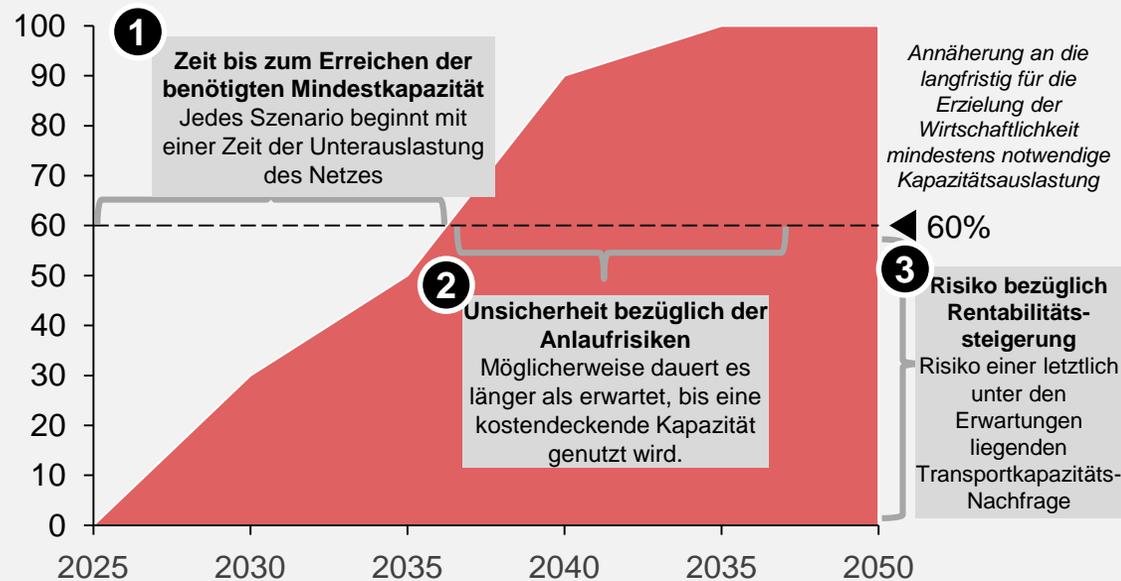
1) Dieser Wasserstoff strömt nicht durch eine einzige Leitung, sondern ist die gesamte, an das niederländische Netz angeschlossene Kapazität. Nicht die ganze Wasserstoffmenge in den Niederlanden wird durch die Leitungen strömen. Die Wasserstoffkapazität wurde von der Anzahl PJ abgeleitet, indem mit 31,54 PJ/GW und einem Auslastungsgrad von 0,51 für grünen Wasserstoff gerechnet wurde (Quelle: Gasunie).

Finanzielle Unterstützung ist notwendig, um ein Transportnetz langfristig wirtschaftlich zu machen

Ohne Ausgleich für die Anlauftrisiken und Rentabilitätssteigerung wird aus gesellschaftlicher Sicht zu wenig oder zu spät investiert

Veranschaulichung der mit der Rentabilitätssteigerung und dem Anlauf verbundenen Risiken

Quelle: Gasunie (2021)



- Wegen der unsicheren Steigerung der Rentabilität des Transportnetzes ist es schwierig, eine Investition in die Umrüstung zu einem Wasserstofftransportnetz rentabel zu gestalten. Über den Grad und den zeitlichen Verlauf der Rentabilitätssteigerung besteht Unsicherheit. Zum Teil entsteht diese durch ein Bindungsproblem der öffentlichen Hand: Es kann in der Frage, ob die Herstellung und/oder Nutzung von Wasserstoff auch künftig hinreichend unterstützt werden, wodurch Nachfrage nach Transport entstünde, keine Sicherheit geboten werden. Da die öffentliche Hand teilweise für diese Unsicherheit verantwortlich ist, kommt ihr die Aufgabe zu, einen Teil der mit dem Anlauf und der vollständigen Rentabilität verbundenen Risiken auszugleichen.
- Die nebenstehende Abbildung veranschaulicht, wie die Entwicklung der Nutzung von Leitungen mit Risiken für Investoren in den Transport einhergeht. Es besteht ein hohes Maß an Unsicherheit über die Entwicklung des Anlaufs und der Erzielung der vollständigen Rentabilität. Dadurch kann es zu einer unrentablen Spitzenmarge kommen. Ihre Höhe hängt von vielen Unwägbarkeiten ab, zum Beispiel dem Preis, der von den Nutzern bezahlt werden kann.
- Die öffentliche Hand kann einen Teil der mit dem Anlauf bis zur vollständigen Rentabilität verbundenen Risiken auf verschiedene Weise übernehmen, zum Beispiel über Bürgschaften, Direktbeihilfen für Investitions- oder Betriebsausgaben, Kredite mit flexiblen Konditionen oder Kapitaleinlagen. Bürgschaften sind eine wirksame Lösung, da der Staat damit für die Risiken bürgt, die er zum Teil selbst verursacht. Dadurch wird das Bindungsproblem teilweise gelöst.

6

Fazit und Empfehlungen

HyWay 27

Schlussfolgerungen aus HyWay 27 rechtfertigen die Grundsatzentscheidung, die bestehenden Erdgasnetze für den Wasserstofftransport einzusetzen

1 Mit einer stufenweisen Umrüstung beginnen („Grundsatzentscheidung“)

Forschungsfragen und Schlussfolgerungen

Zentrale Fragen	Schlussfolgerungen
1 Wird ein Transportnetz für Wasserstoff benötigt, und wenn ja, wann?	<ul style="list-style-type: none">In einer klimaneutralen Wirtschaft ist ein Wasserstofftransportnetz auf der Basis von Rohrleitungen notwendig, um Nutzer effizient mit Anbietern von CO₂-freiem Wasserstoff und Speichern zu verbinden.Zur Verwirklichung der Ziele für 2030 wird in den kommenden Jahren eine auf die Ermöglichung erster großer Wasserstoffprojekte ausgerichtete Transportkapazität benötigt. Dabei entsteht auch eine Transportnachfrage infolge des Speicherbedarfs.
2 Kann das bestehende Erdgasnetz für den Transport von Wasserstoff genutzt werden, und wenn ja, ist dies wünschenswert?	<ul style="list-style-type: none">Das bestehende Erdgastransportnetz kann die zukünftig zu erwartenden überregionalen Wasserstoffströme aufnehmen: Wichtige Trassen können für den Wasserstofftransport verfügbar und technisch nutzbar gemacht werdenDie Wiederverwendung von Erdgasnetzen ist kostengünstiger als der Bau neuer Transportleitungen für den Wasserstofftransport. Ein Transportnetz, in dem alle Industriecluster mit Produzenten und Speicherstätten verbunden sind, erfordert eine Investition von ca. 1,5 Mrd. €.
3 Welche staatlichen Eingriffe sind für die Realisierung eines Wasserstofftransportnetzes notwendig?	<ul style="list-style-type: none">Die Wiederverwendung von Transportnetzen erfordert staatliche Maßnahmen, da die Investitionen durch hohe Rentabilitätsrisiken gekennzeichnet sind und eng mit der Entwicklung der gesamten Wasserstoffkette verbunden sindWir empfehlen, die Grundsatzentscheidung zu treffen, einen Teil der bestehenden Erdgasnetze für den Transport von Wasserstoff zu nutzen. Um die Ziele für 2030 realisieren zu können, muss der Entscheidungsprozess jetzt eingeleitet werden.

- Die Hauptfrage der HyWay 27-Studie ist, ob und unter welchen Voraussetzungen ein Teil des Gasnetzes für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff eingesetzt werden kann. In diesem Bericht legen wir dar, dass die Wiederverwendung der bestehenden Erdgastransportnetze eine kosteneffiziente Grundlage für die Regelung der voraussichtlich langfristig entstehenden Wasserstoffströme darstellt. Die nebenstehende Tabelle enthält eine Zusammenfassung der wichtigsten Schlussfolgerungen der Studie für die einzelnen Teilfragen. Die Analysen in diesem Bericht rechtfertigen eine Bejahung der Frage dieser Studie.
- Die genaue Gestaltung des Wasserstofftransportnetzes muss noch im Einzelnen festgelegt werden. Dennoch entsteht ausgehend von den Zielen für 2030 ein Teil des Transportbedarfs schon in den kommenden Jahren. Daher müssen zeitnah eine Reihe von Entscheidungen getroffen werden. Wir empfehlen, die Grundsatzentscheidung zu treffen, einen Teil der bestehenden Erdgasnetze für den Transport von Wasserstoff zu nutzen und die weitere Entscheidungsfindung über die genauen Details (wo, wann) und die Umsetzung (wer, wie) einzuleiten.
- In diesem Kapitel geben wir einige Empfehlungen für die Realisierung eines Wasserstofftransportnetzes auf Grundlage der bestehenden Erdgasnetze. Der Aufbau ist wie folgt:
 - Formulieren, wo und wann der Rollout des Netzes erfolgt („was“)
 - Die gewünschte Marktorganisation für den Transport festlegen („wer“)
 - Einen Plan erstellen als Impuls für die gesamte Kette („wie“)
 - Die finanzielle Unterstützung auf die Ziele abstimmen („wie viel“).

Es ist notwendig, den Ablauf des Rollouts des Transportnetzes und die ihm zugrunde liegenden Prinzipien in einem Rollout-Plan festzulegen

2 Formulieren, wo und wann der Rollout des Netzes erfolgt („was“)

Fragen, die im Rollout-Plan behandelt werden sollten

- 1 Welche Investitionen sind nötig und wie hoch ist der notwendige Beitrag der öffentlichen Hand? Was sind die erwarteten Kosten und der erwartete Nutzen dieser Investitionen (für die Gesellschaft)?
- 2 Welche Nutzer werden angeschlossen und wann können bestimmte Nutzergruppen mit dem Anschluss rechnen? Unter welchen Bedingungen kommen sie für einen Anschluss in Betracht?
- 3 Auf welchen gesellschaftlichen Überlegungen (Wirtschaftlichkeit, Systemoptimierung, gleiche Wettbewerbsbedingungen) basiert der Rollout?
- 4 Wie knüpft das zu schaffende Wasserstofftransportnetz an bereits vorhandene private Wasserstoffnetze und geplante private Investitionen an? Wie werden Marktverzerrungen vermieden?
- 5 Welche technischen Rahmenbedingungen liegen vor, zum Beispiel hinsichtlich der Verfügbarkeit von Bestandsleitungen, der organisatorischen Kapazitäten etc.
- 6 Wie wird mit Unsicherheit umgegangen? Wie sicher ist es, dass tatsächlich eine Transportnachfrage entsteht und wie kann darauf reagiert werden?

- Die erste Frage, auf die von staatlicher Seite eine Antwort gefunden werden muss, ist, wo und wann das Transportnetz realisiert werden soll. In diesem Zusammenhang bestehen große Unsicherheiten hinsichtlich des Tempos, in dem sich die Transportnachfrage entwickeln wird. In einem Rollout-Plan sollte beschrieben werden, wo und wann die Regierung das Wasserstofftransportnetz realisieren will.
- Ein Rollout-Plan erfüllt mehrere Funktionen. Erstens sollte ein Rollout-Plan potenziellen Nutzern des Netzes Klarheit verschaffen und damit Investitionssicherheit bieten. Dabei muss jedoch ein Gleichgewicht zwischen einerseits dem Verschaffen von Klarheit und andererseits der Möglichkeit zur Berücksichtigung der fortschreitenden Marktentwicklungen gefunden werden.
- Zweitens hat ein Rollout-Plan die Funktion, Überlegungen hinsichtlich Kosten und Nutzen (verschiedener Varianten) des Rollouts für die Gesellschaft zu verdeutlichen. Anhand des Rollout-Plans muss deutlich werden, aus welchen Beweggründen ein bestimmter Stufenplan einem anderen vorgezogen wird.
- Die letzte Funktion eines Rollout-Plans ist die Vermeidung von Marktverzerrungen. Es müsste eine Reihe von klaren objektiven Prinzipien formuliert werden, nach denen der Rollout erfolgt. Damit lassen sich Marktverzerrungen und eventuelle Probleme in Bezug auf staatliche Beihilfen vermeiden.
- In diesem Bericht gehen wir von den im niederländischen Klimaabkommen „Klimaatakkoord“ vereinbarten Zielen bezüglich Wasserstoff für 2030 aus. Damit knüpfen wir unter anderem an den Sondierungsbericht zum Thema Infrastruktur II3050 und den Bericht der Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie (TIKI) über die von der Industrie benötigte Infrastruktur an. Zur Realisierung der 2030-Ziele ist es erforderlich, einen Rollout-Plan zu erstellen, der grob umreißt, was in Bezug auf das Transportnetz im Jahr 2030 und die Maßnahmen, die bereits in den kommenden Jahren für dessen Realisierung nötig sind, beabsichtigt wird.

Eine Vision zur Marktorganisation ist wünschenswert, um Entscheidungen über die Umrüstung in Zusammenhang mit dem Betrieb des Transportnetzes zu treffen

3 Die gewünschte Marktorganisation für den Transport festlegen („wer“)

Relevante Fragen der Marktorganisation für die Wasserstoffkette

Hauptfrage: Welche Marktorganisation wird in Anbetracht des Monopolcharakters langfristig angestrebt?

1



Zugangs- und Preisregulierung: Ist es wünschenswert, den Zugang zum Netz zu regulieren (z. B. über Preisregulierung)?

Mit einer Regulierung des Zugangs und der Preise lässt sich verhindern, dass ein Netzbetreiber mit Marktmacht Parteien vom Netz ausschließen kann. Es gibt zwei Arten von Regelungen für den Zugang Dritter in der Erdgasrichtlinie: regulierter Zugang Dritter (wie für die Erdgas-Transportnetze und -Verteilernetze geltend) oder ausgehandelter Zugang Dritter (wie für die Erdgasspeicherung geltend). Derzeit wird in der Europäischen Union über die Regulierung von Wasserstoff diskutiert. Das EU-Recht wird für künftige niederländische Rechtsvorschriften in Bezug auf Wasserstoff richtungweisend sein.

2



Entflechtung: Ist es wünschenswert, Anforderungen an die Unabhängigkeit des Transportnetzbetreibers gegenüber anderen Aktivitäten in der Kette (Herstellung und Nutzung) zu stellen?

Durch Entflechtung werden Herstellung und Lieferung von Wasserstoff vom Betrieb der Rohrleitungen abgespalten. So lässt sich vermeiden, dass ein Betreiber des Wasserstoffnetzes – das für alle Hersteller und Nutzer von Wasserstoff von wesentlicher Bedeutung ist – seine eigenen Herstellungs- und Lieferaktivitäten begünstigt oder andere benachteiligt. Quersubventionierung durch eine Inrechnungstellung der Kosten für das Wasserstoffnetz bei den Erdgaskunden ist gegenwärtig nicht gestattet, es sei denn, die Nutzer des Erdgasnetzes profitieren auch vom Wasserstoffnetz. Bei diesem Thema ist Klarheit vonnöten.

3



Eigentum: Ist es wünschenswert, weitere Anforderungen an das Eigentum am Transportnetzbetreiber zu stellen, zum Beispiel, dass es in öffentlicher Hand liegt?

Aus politischer Sicht kann es unter dem Gesichtspunkt der lebensnotwendigen Infrastruktur wünschenswert sein, das Eigentum am Wasserstoffnetz in öffentlicher Hand zu halten. Dadurch lässt sich vermeiden, dass der Netzeigentümer aus wirtschaftlichen Erwägungen an nicht wahrnehmbarer Qualität des Netzes spart. Es können nicht nur Anforderungen im Hinblick auf öffentliches Eigentum gestellt werden, sondern auch hinsichtlich der Frage, bei welchem öffentlichen Partner das Eigentum liegt, zum Beispiel bei einem Netzbetreiber.

- Der Markt für (CO₂-freien) Wasserstoff beginnt sich gerade erst zu entwickeln, aber voraussichtlich wird er im Laufe der kommenden Jahre stark wachsen. Mit zunehmendem Marktwachstum steigt die Transportnachfrage und erhalten Transportnetze eine wichtige Rolle in der Wasserstoffkette. Es gibt zwei Gründe, die dafür sprechen, über die Marktorganisation des Transports nachzudenken.
- Erstens ist es wahrscheinlich, dass langfristig eine Marktmacht entstehen wird, weil sich voraussichtlich im Laufe der Zeit ein einziges landesweites Wasserstofftransportnetz entwickelt und weil dieses Netz für andere Bereiche der Kette von entscheidender Bedeutung ist. Eine vergleichbare Situation ist bei der Stromübertragung und beim Erdgastransport zu beobachten. Durch die Marktmacht kann der Eigentümer des Transportnetzes eine marktbeherrschende Position erhalten und dadurch zu hohe Preise berechnen, die Qualität reduzieren oder Nutzer vom Netz ausschließen. Es gibt drei mögliche Instrumente, um Marktmacht zu adressieren, wie auch nebenstehend dargestellt: Zugangsregulierung, Entflechtung und öffentliches Eigentum.
- Zweitens kann es aus politischen Erwägungen wünschenswert sein, dass Transportnetze öffentliches Eigentum sind. Bestimmte kritische Prozesse sind aufgrund politischer Präferenzen in öffentlicher Hand. 20 % der vom Nationalen Koordinator für Terrorismusbekämpfung und Sicherheit (NCTV) in den Niederlanden als lebensnotwendig bezeichneten Prozesse sind in öffentlicher Hand, darunter Elektrizitäts- und Erdgastransportleitungen¹. Öffentliches Eigentum bietet auch mehr Spielraum, um auf „nicht vertraglich regelbare Interessen“ hinzuwirken. Aktivitäten, bei denen sich die öffentlichen Interessen nicht in messbaren Zielvorgaben beschreiben oder überwachen lassen, sind nicht oder nur schwer über Verträge regelbar. In diesen Fällen hat die öffentliche Hand durch öffentliche Beteiligung mehr Lenkungsmöglichkeiten².
- Es ist naheliegend, nun bei der finanziellen Unterstützung des Wasserstofftransports im Blick zu behalten, welche Marktorganisation gewünscht wird. Parteien, die Fördermittel für den Transport empfangen, sind für die Umrüstung (und möglicherweise langfristig den Betrieb) der Erdgasnetze verantwortlich.

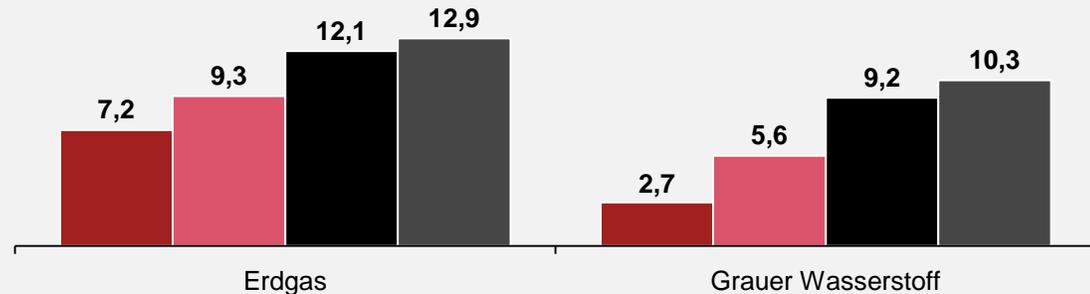
1) NCTV (2021). Versterkte aanpak beschermen vitale infrastructuur. 2) Ministerium für Wirtschaft und Klima der Niederlande (2006). Deelnemingenbeleid Rijksoverheid; Brief minister ter aanbieding rapport „Publieke belangen en Aandeelhouderschap“

Es ist Klarheit über die verfügbare finanzielle Unterstützung für die gesamte Kette vonnöten

4 Einen Plan erstellen als Impuls für die gesamte Kette („wie und wie viel“)

Orientierungswerte zum Förderbedarf für Elektrolyseure, installiert bis 2029, um 3,5 GW Leistung zu realisieren, gegenüber Erdgas oder grauem Wasserstoff bei verschiedenen CO₂-Preis-Szenarien¹ (in Mrd. €).
Quelle: Gasunie/Strategy&-Analyse auf Grundlage von PBL (2019; 2021), Waterstofcoalitie (2018)

Die Beträge geben den Kostenunterschied zwischen der Herstellung von grünem Wasserstoff und der Herstellung/Gewinnung einer gleichen Menge von grauem Wasserstoff oder Erdgas in Wasserstoff-Äquivalenten an. Grundlage für die produzierte Menge ist die Elektrolyseleistung, die auf 3,5 GW im Jahr 2029 steigt.



Annahmen Schaubild: Kosten für grauen Wasserstoff auf Grundlage des Szenarios eines „mittleren“ Erdgaspreises im Sondierungsbericht KEV bis 2030 und des World Energy Outlook „mid“ ab 2031. Kosten für Elektrolyse basierend auf der endgültigen Stellungnahme des Beratungsorgans der niederländischen Regierung für die Bereiche Umwelt und Raumordnung PBL zur Förderung „Eindadvies SDE++2021“. Stromkosten und Investitionsausgaben/Betriebskosten pro kg H₂, basierend auf 4360 Elektrolyseur-Betriebsstunden. 65 % Investitionskostenreduzierung für Elektrolyseure 2030 auf Grundlage von Waterstofcoalitie (2018). Elektrolyseure fünfzehn Jahre in Betrieb auf Grundlage von PBL (2020). EU-ETS-Szenario 55 % beginnt 2021 bei 30 und steigt gleich wie die niederländische CO₂-Steuer (10,5 € im Jahr).

Legende: CO₂-Preis-Szenario

■ EU 55% ■ PBL Hoch ■ PBL Niedrig ■ Kein CO₂-Preis

- Klar ist, dass CO₂-freier Wasserstoff ein wesentlicher Baustein einer klimaneutralen Wirtschaft ist. Wasserstoff bietet auch wirtschaftliche Chancen, u. a. für die Industrie und für die Positionierung der Niederlande als Rohstoff-Hub für Nordwesteuropa. Zur Mobilisierung neuer, auf Wasserstoff basierender Ketten ist eine breite Palette von strategischen Maßnahmen notwendig, die u. a. die Bepreisung und Normung von Emissionen und finanzielle Unterstützung umfasst. Die genaue Gestaltung dessen und die Zielvorgaben, die zum besten Kosten-Nutzen-Verhältnis für die Gesellschaft führen, waren nicht Gegenstand dieser Untersuchung.
- Im niederländischen Klimaabkommen „Klimaatakkoord“ und im Dokument zur Position der niederländischen Regierung zum Thema Wasserstoff „Waterstofvisie“ wurden Ziele für 2030 formuliert, unter anderem das gemeinschaftliche Ziel, ein Kostensenkungsprogramm für Elektrolyse ins Leben zu rufen, das auf 3–4 GW installierte Leistung im Jahr 2030 abzielt. Für die Realisierung dieses Ziels ist, je nach Gestaltung der Förderpolitik viel finanzielle Unterstützung seitens der öffentlichen Hand zur Deckung der unrentablen Spitzenmarge notwendig. Es besteht jedoch derzeit keine Klarheit darüber, ob diese Finanzmittel tatsächlich zur Verfügung gestellt werden.
- Die nebenstehende Abbildung zeigt zur Orientierung eine Schätzung der Beihilfen, die benötigt werden, um 2030 eine Elektrolyseleistung von 3,5 GW zu realisieren. Für verschiedene CO₂-Preise wurden Schätzungen zu den Kostenunterschieden zwischen Wasserstoff auf der Basis von Elektrolyse und den wichtigsten Alternativen (grauem Wasserstoff oder Nutzung von Erdgas statt Wasserstoff) vorgenommen. Aus diesem Vergleich geht hervor, dass kumulierte Beihilfen in Höhe von mindestens 2–13 Mrd. € erforderlich sind. Über einen Zeitraum von zwanzig Jahren hinweg sind dies jährlich 100–650 Millionen €. Anpassungskosten an Anlagen beim Nutzer und Transportkosten wurden dabei nicht berücksichtigt.

1) Spektrum hängt u. a. vom CO₂-Preis und der Anwendung ab. Der Vergleich mit grauem Wasserstoff kann für die Anwendung von Wasserstoff als Rohstoff und der Vergleich mit Erdgas für Energieanwendungen (zum Beispiel Industriebrenner) herangezogen werden. 2) Siehe Europäische Kommission (2014). Beschluss 2014/746/EU
Quelle Abbildung oben: PBL (2019). Klima& energieverkenningen; PBL (2021). Eindadvies SDE++ 2021; Waterstofcoalitie (2018). Manifest waterstofcoalitie

Es ist wünschenswert, die finanzielle Unterstützung auf Grundlage einer breiten Vision für den Durchstart der Kette zu gestalten

4 Einen Plan erstellen als Impuls für die gesamte Kette („wie und wie viel“)

Bei finanzieller Unterstützung der Wasserstoffkette relevante Fragen

Gesamte Kette

- Was sind die Ziele der finanziellen Unterstützung? Zielt sie auf Senkung der Kosten der Kette, CO₂-Reduktion oder Innovationen ab?
- Welcher Zusammenhang besteht zwischen der Unterstützung von Herstellung, Transport und Nutzung? Ist es möglich, nur die Nutzung (Endstation der Kette) zu subventionieren? Warum (nicht)?

Herstellung/Nutzung

Es gibt diverse Fragen zum Thema Unterstützung der Herstellung/Nutzung:

- *Herstellung oder Nutzung:* Werden Hersteller oder Nutzer unterstützt? Was sind die Vor- und Nachteile?
- *Allokationsmechanismus:* Wie wird bestimmt, welche Projekte wie viel Beihilfe erhalten (Ausschreibung in Phasen wie bei SDE++ oder anders)?
- *Konkurrenz zwischen Technologien:* Ist Konkurrenz um Beihilfen zwischen (grünem) Wasserstoff und anderen Technologien wünschenswert und wie verhält sich dies zum Rollout-Ziel 3–4 GW?

Transport

Zur Unterstützung des Transports gibt es zwei Wege:

- *Ausschreibung:* Bestehen Möglichkeiten für eine Ausschreibung von Teilen des Transportnetzes? Was sind die Vorteile? Ist eine Ausschreibung im Hinblick auf den angestrebten Zeitplan machbar? Ist dies im Hinblick auf eine langfristige Marktorganisation wünschenswert?
- *Zuteilung:* Wie kann, wenn finanzielle Unterstützung nicht aufgrund einer öffentlichen Ausschreibung vergeben wird, eine effiziente Verwendung öffentlicher Mittel gewährleistet werden? Welche Rolle können Aufsicht, Regulierung und Anreize in diesem Bereich spielen?

- Erforderlich ist nicht nur eine Entscheidung über die Frage, wie viele Finanzmittel zur Verfügung gestellt werden, sondern auch über die Frage, wie dies erfolgt: Es wird ein Plan zu der Frage benötigt, mit welchen Instrumenten sich die Kette am besten unterstützen lässt.
- Theoretisch könnten Beihilfen für die unrentable Spitzenmarke der gesamten Kette an Endnutzer vergeben werden (Nachfrageförderung). Dies ist theoretisch ein wirksames Instrument, weil Verbraucher damit selbst andere Teile der Kette bezahlen können. Allerdings verläuft die Entwicklung der Herstellung und Nutzung von Wasserstoff schrittweise, während eine Rohrleitung vorzugsweise in einem Zug auf die langfristige Nachfrage in der Gesellschaft hin dimensioniert gebaut wird. Deshalb ist es wahrscheinlich erforderlich, den Transport neben der Förderung der übrigen Kette separat zu fördern.
- Dann ist es wünschenswert, für verschiedene Teile der Kette die Frage zu stellen, welche Instrumente am besten zu den Zielen passen (und zu präzisieren, wie überhaupt die Ziele lauten). Zum Beispiel: Ist es wünschenswert, die *Herstellung* oder die *Nutzung* von CO₂-freiem Wasserstoff zu fördern und welcher Allokationsmechanismus ist für die Förderung am besten geeignet? Beim Transport beispielsweise ist es fraglich, ob Möglichkeiten für eine Ausschreibung bestehen, und inwieweit dies zum Erreichen möglicher Ziele förderlich ist. In der nebenstehenden Tabelle sind zur Orientierung relevante Fragen aufgelistet.
- Schlussendlich sollte die finanzielle Unterstützung der Kette in Zusammenhang mit anderen Instrumenten – finanzieller und nichtfinanzieller Art – betrachtet werden. Für die Herstellung und Nutzung von Wasserstoff kann dies neben Beihilfen auch die CO₂-Bepreisung und Normierungsmöglichkeiten (z. B. Beimischungsvorgabe) einschließen.

Für eine Unterstützung bezüglich der beim Transport mit der Rentabilitätssteigerung verbundenen Risiken gibt es verschiedene Möglichkeiten

4 Einen Plan erstellen als Impuls für die gesamte Kette („wie und wie viel“)

Perspektive zu Investitionskosten bei Energiewende-Projekten

Quelle: DNV GL (2020a) und HyWay 27

Energiewende-Initiative	Investitionsbetrag (in €)
1 Wasserstofftransport: Realisierung des Anschlusses aller Industriecluster auf Grundlage der Umrüstung des bestehenden Erdgasnetzes zum Wasserstoffnetz	1,5 Milliarden
2 „Net op Zee“: Realisierung der Infrastruktur für Netzanschluss an Offshore-Windpark durch TenneT (bis 2030)	7 Milliarden
3 Investitionen in Onshore-Stromnetz seitens TenneT	5,5 Milliarden
4 CCS-Infrastruktur für die Projekte Porthos und Athos (CCS)	0,5 – 1,5 Milliarden €
5 Bau der Infrastruktur für Hoch- und Niedertemperatur-(Rest-)Wärme	0,3 – 2,4 Milliarden €

Investitionsbetrag von Initiative 1 basiert auf Untersuchungsergebnissen der vorliegenden HyWay 27-Studie (Kapitel 4). Initiativen 2 bis 5 stammen von DNV GL.

- Die Gesamtinvestitionen für ein landesweites Wasserstofftransportnetz in den Niederlanden auf Grundlage der bestehenden Erdgasinfrastruktur, das alle Cluster untereinander, mit dem Speicher und dem Ausland verbindet, betragen circa 1,5 Mrd. €. In der nebenstehenden Tabelle werden die Gesamtinvestitionskosten einiger Infrastrukturprojekte im Bereich Energiewende verglichen.
- Obwohl die Gesamtinvestitionen für die Realisierung eines Wasserstofftransportnetzes möglicherweise geringer sind als bei einigen der anderen Beispiele in der Tabelle, sind die mit der Rentabilitätssteigerung verbundenen Risiken relativ hoch. Wie sich die Nachfrage nach Wasserstofftransport entwickeln wird, ist noch sehr unsicher. Infolge dieser Unsicherheiten erzeugen Investitionen in das Wasserstofftransportnetz unrentable Spitzenmarge. In Anhang 4 ist eine Erläuterung zu den vorläufigen Erkenntnissen der Gasunie zu diesem Thema zu finden.
- Zur Förderung von Investitionen ist es erforderlich, die (mit der Rentabilitätssteigerung verbundenen) Risiken teilweise zu übernehmen oder auszugleichen. Dafür hat die öffentliche Hand mehrere Optionen, zum Beispiel:
 - Bürgschaften;
 - Investitionszuschuss;
 - Bürgschaft + jährliche Bezuschussung der Gesamtausgaben (Totex);
 - Gegebenenfalls Quersubventionierung über das Erdgastransportnetz oder Maximierung von Skaleneffekten über das Erdgastransportnetz. Diese Optionen sind jedoch nur möglich, wenn europäische Rechtsvorschriften geändert werden, denn gegenwärtig ist Quersubventionierung nicht gestattet
 - Kombination(en) der obigen Optionen.

Quelle Investitionsbetrag Initiative 1: Gasunie. Quelle Investitionsbetrag Initiativen 2 bis 5: DNV GL (2020a). Taskforce infrastructuur klimaataakkoord industrie – meerjarenprogramma infrastructuur energie en klimaat (S.41).

An aerial photograph of a dense, green forest. A winding road or path is visible through the trees. Several large, semi-transparent circular cutouts are overlaid on the image, revealing a darker, more saturated green forest underneath. On the left side, a large, white, serif letter 'A' is prominently displayed.

A

Anhänge

HyWay 27

Quellenverzechnis

(1/4)

ACER (2015). *UIC Report - Gas infrastructure*. Abgerufen unter: https://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/uic%20report%20-%20gas%20infrastructure.pdf

ACM (2021). *Methodebesluit GTS 2022-2026*. Abgerufen unter: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/methodebesluit-gts-2022-2026>

Agora (2020). *Agora Energiewende und Sandbag. The European Power Sector in 2019: Up-to-Date Analysis on the Electricity Transition*

Agora (2021). *Agora Energiewende. No-regret hydrogen. Charting early steps for H2 infrastructure in Europe*.

Alliander (2011). *Samen slim met energie - Jaarverslag 2011*. Abgerufen unter: <https://www.alliander.com/content/uploads/dotcom/Alliander-Jaarverslag-2011.pdf>

Andersson et al. (2019). *Large-scale storage of hydrogen*. Abgerufen unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919310195#bib18>

AVIV (2019). *Risicoanalyse/ Risicomodellering buisleidingtransport van waterstof*. Enschede

Berenschot (2018). *Elektronen en/of moleculen, twee transitiepaden voor een CO2-neutrale toekomst*.

Berenschot & Kalavasta (2020). *Klimaatneutrale energieweerscenario's 2050 – scenariostudie ten behoeve van de integrale infrastructuurverkenning 2030 – 2050*

Bilfinger Tebodin (2019). *Onderzoek Technische Aspecten van Waterstof in Bestaande Buisleidingen t.b.v. de Energietransitie*. Schiedam

Bloomberg NEF (2020). *Hydrogen Economy Outlook*

BMW (2020). *The national hydrogen strategy*. Abgerufen am 31. Februar 2021 unter https://www.bmw.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Böhm, H. et al. (2020). *Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects, Applied Energy, Vol. 264*

Bünger et al. (2016). *Large-Scale Hydrogen Storage*. Abgerufen unter: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/large-scale-hydrogen-storage>

Carniauskas et al., 2020. *Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study*.

CBS (2016). *Bedrijfsleven; arbeids- en financiële gegevens, per branche, SBI 2008*

CBS (2020). *Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik. Statline*. Abgerufen am 26. Januar 2021 unter:

<https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/83140NED/table?ts=1611653270764>

CE Delft (2018). *Feasibility study into blue hydrogen*

CE Delft (2018a) *Waterstofroutes Nederland*

CE Delft (2020). *Bio-Scope, toepassingen en beschikbaarheid van duurzame biomassa*

Clean Sky 2 JU & FCH 2 JU (2020). *Hydrogen-powered aviation - A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050*

Clingendael International Energy Programme (2019). *Van onzichtbare naar meer zichtbare hand? Waterstof en elektriciteit: naar een nieuwe ruggengraat van het energiesysteem*

DePoorter (1999). *Regulation of natural monopoly*

DNV GL (2017). *Verkenning waterstofinfrastructuur*. Groningen

DNV GL (2018a). *Hydrogen as an energy carrier*

DNV GL (2018b). *Trillings- en pulsatieaspecten in waterstof transportsystemen*. Groningen

DNV GL (2019a). *Hydrogen in the electricity value chain*

DNV GL (2019b). *Hydrogen Purity – Final Report. Report No. 10123173-FINAL PURITY, Rev. 05*. Im Auftrag des Department for Business, Energy & Industrial Strategy (UK)

DNV GL (2020a). *Taskforce infrastructuur Klimaatakkoord industrie – meerjarenprogramma infrastructuur energie en klimaat 0.1*

DNV GL (2020b). *Gedrag van waterstof bij lekkages in het gasdistributienet*. Groningen

Quellenverzeichnis

(2/4)

E4tech (2014). *Study on development of water electrolysis in the EU*, E4tech Sàrl with Element Energy Ltd for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking

ECN (2017). *Verkenning Energiefunctionaliteit Energie-eilanden Noordzee*.

ETM (2020). *Energy Transition Model - II3050 scenario's*. Abgerufen am 16. Dezember 2020 unter <https://beta-pro.energytransitionmodel.com/>

Europäische Kommission (2014). *Beschluss 2014/746/EU*

Europäische Kommission (2017). *Energy storage – the role of electricity*. COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT.

Europäische Kommission (2019). *The European Green Deal*. COM(2019) 640 final.

Europäische Kommission (2020). *A hydrogen strategy for a climate neutral Europe*. Abgerufen am 11. Februar 2020 unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>

Europäische Kommission (2020b). *An EU-wide assessment of National Energy and Climate Plans Driving forward the green transition and promoting economic recovery through integrated energy and climate planning*. COM(2020) 564

Fluxys (2020). *Shaping the hydrogen and carbon infrastructure for Belgium*. Abgerufen am 9. Februar 2021 unter: <https://www.fluxys.com/en/energy-transition/hydrogen-carbon-infrastructure>

Fluxys (2021). *H2/CO2 Quality Specifications Proposals*. Abgerufen am 9. Februar 2021 unter: <https://www.fluxys.com/nl/energy-transition/hydrogen-carbon-infrastructure/request-for-information>

FNB Gas (2020a). *Gas Network Development Plan 2020-2030 (DRAFT)*

FNB Gas (2020b). *Explanatory note on the H2 starter network 2030*. Abgerufen am 15. Januar 2020 unter <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-h2-startnetz-2030/>

Frontiers Economics (2018). *INTERNATIONAL ASPECTS OF A POWER-TO-X ROADMAP*.

Gasunie (2019). *Inzet van Aardgasleidingen voor Transport van Waterstof*. Groningen

Gasunie (2020a). *Abbildung wurde PwC Strategy& von der Gasunie bereitgestellt*

Gasunie (2020b). *Investeringsplan GTS 2020-2030*. Groningen

Gasunie (2020c). *Daten wurden PwC Strategy& von der Gasunie bereitgestellt*

Gasunie (2021). *Investeringsplan GTS 2022*.

Gasunie & Tennet (2019). *Infrastructure outlook 2050: a joint study by Gasunie and TenneT on integrated energy infrastructure in the Netherlands and Germany*. Abrufbar unter: <https://www.gasunie.nl/expertise/systeemintegratie/infrastructure-outlook-2050>

Gillingham & Ovaere (2020). *Network effect benefits from electricity grid connections*. Yale school of the environment;

Guidehouse (2020). *European Hydrogen Backbone - how a dedicated hydrogen infrastructure can be created*. Utrecht

Guidehouse und Tractebel Impact (2020). *Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits*. Abgerufen unter <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7e4afa7d-d077-11ea-adf7-01aa75ed71a1/language-en>

H-vision (2019). *Blue Hydrogen as accelerator and pioneer for energy transition in the industry*

Hydrogen Council (2020). *Path to hydrogen competitiveness - A cost perspective*

Hydrogen Council (2021). *Hydrogen Insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness*

Hydrogen Europe (o. D.). *Hydrogen Applications*. Abrufbar unter: <https://www.hydrogeneurope.eu/publications/>

IEA (2017), *Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Marchant) Hydrogen Plant with CCS*. Abgerufen am 19. April 2021 unter https://ieaghg.org/exco_docs/2017-02.pdf

IEA (2019). *The future of hydrogen*.

Quellenverzechnis

(3/4)

II3050 (2020). *II3050 doorrekeningen opgenomen in het Energy Transition Model*. Abgerufen unter: <https://beta-pro.energytransitionmodel.com/>

Instituut Fysieke Veiligheid (2020). *Veiligheidsaspecten van waterstof in een besloten ruimte*. Arnhem

IP2022 (2020). *Investment plan 2022: process*. Abgerufen unter: <https://www.gasunietransportservices.nl/en/gasmarket/investment-plan/investment-plan-2022>

IRENA (2019). *Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)*. Abgerufen unter: <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>

IRENA (2020). *Green hydrogen cost reduction – scaling up elektrolysers to meet the 1.5 °C climate goal*

Juez-Larré et al. (2019). *Assessment of underground energy storage potential to support the energy transition in the Netherlands*. First Break. Volume 37

Kabinetvisie Waterstof (2020). Abgerufen unter: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2020/03/30/kamerbrief-over-kabinetvisie-waterstof>

Katz & Shapiro (1985). *Network externalities, competition, and compatibility*;

KIWA (2018). *Toekomstbestendige gasdistributienetten*. Apeldoorn

Klimaatakkoord (2019). Abgerufen unter: <https://www.klimaatakkoord.nl/documenten/publicaties/2019/06/28/klimaatakkoord>

Klimaatwet (2. Juli 2019).

Knors et al. (2019). *Hydrohub HyChain 1, Energy Carriers and Hydrogen Supply Chain: Assessment of future trends in industrial hydrogen demand and infrastructure*

Ministerium für Wirtschaft und Klima der Niederlande (2006) Deelnemingenbeleid Rijksoverheid; Brief minister ter aanbieding rapport „Publieke belangen en Aandeelhouderschap“

Ministerium für Wirtschaft und Klima der Niederlande (30. März 2020). *Kabinetvisie waterstof*

Ministerium für Wirtschaft und Klima der Niederlande (15. Mai 2020). *Visie verduurzaming basisindustrie 2050; de keuze is aan ons*.

Ministerium für Wirtschaft und Klima der Niederlande (16. Oktober 2020). *Kabinetsreactie op het advies van de Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie (TIKI)*

Mulder (2014), *Implications of diurnal and seasonal variations in renewable energy generation for large scale energy storage*.

Mulder, Perey & Moraga (2019). *Outlook for a Dutch hydrogen market*.

Navigant (2019). *Gas for Climate. The optimal role for gas in a net-zero emissions energy*

NEN (2015). *Nederlandse praktijkrichtlijn NPR-ISO/TR 15916, Basismetingen voor de veiligheid van waterstofsysteem (ISO/TR 15916:2015, IDT)*. Delft

Netbeheer Nederland (2019). *Basisinformatie over energie-infrastructureur: opgesteld voor de regionale energie strategieën*. Abgerufen am 9. Feb. 2021 unter [https://www.netbeheernederland.nl/upload/Files/Basisdocument over energie-infrastructureur_143.pdf](https://www.netbeheernederland.nl/upload/Files/Basisdocument%20over%20energie-infrastructureur_143.pdf)

PBL (2018). *Negatieve emissies - Technisch potentieel, realistisch potentieel en kosten voor Nederland*

PBL (2019). *Klimaat & energieverkenningen*.

PBL (2019a). *Achtergronddocument effecten ontwerp klimaatakkoord: industrie*.

PBL (2020). *Beschikbaarheid en toepassingsmogelijkheden voor duurzame biomassa*

PBL (2021). *Eindadvies SDE++ 2021*

Piebalgs, A. Jones, C. Dos Reis, P. C. Soroush, G. Glachant, J. M. (2020). *Cost-effective decarbonisation study*.

Port of Rotterdam (o. D.). *Raffinage en Chemie*. Abrufbar unter: <https://www.portofrotterdam.com/nl/zakendoen/vestigen/gevestigde-industrie/raffinage-en-chemie>

Rebel (2019). *Financiële analyse regionaal warmtetransportnet*

Quellenverzechnis

(4/4)

RLI (2021). *Waterstof: de ontbrekende schakel*.

Roads2HyCom (2007). *PART II: Industrial surplus hydrogen and markets and production*.

Abrufbar unter:

<https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.477.3069&rep=rep1&type=pdf>

RVO (2020). Ontwikkelkader windenergie op zee. Verabschiedet im Ministerrat am 20. Mai 2020.

Taskforce Monitoring L-gas Market conversion (2020). *L-Gas Market Conversion Review – summer report 2020*.

Technisch Werken (2014). *Wat is nafta of aardoliedestillaat?* Abgerufen am 9. Dezember 2020 unter <https://www.technischwerken.nl/kennisbank/techniek-kennis/wat-is-nafta-of-aardoliedestillaat/>

The Conversation (2019). *Hydrogen: where is low-carbon fuel most useful for decarbonisation?* Abgerufen unter: <https://theconversation.com/hydrogen-where-is-low-carbon-fuel-most-useful-for-decarbonisation-147696>

TKI Nieuw Gas (2020). *Waterstof voor de energietransitie*.

TKI Wind op Zee (2021). *Pathways to potential cost reductions for offshore wind energy*

TNO (2018). *Ondergrondse Opslag in Nederland - Technische Verkenning*. Utrecht

TNO (2019). *Future role of Hydrogen in the Netherlands*

TNO (2020a). *Hydrogen in the Netherlands - A review of recent Dutch scenario studies*

TNO (2020b). *E-fuels - Towards a more sustainable future for truck transport, shipping and aviation*

TNO (2020c). *Large-Scale Energy Storage in Salt Caverns and Depleted Fields (LSES) – Project Findings*

TNO (2020d). *The Dutch hydrogen balance and the current and future representation of hydrogen in the energy statistics*

TNO (2020e). *Scenario's voor een klimaatneutraal energiesysteem*.

HyWay 27

Strategy&

TNO & Berenschot (2017): *CO₂-vrije waterstofproductie uit gas*. Abrufbar unter:

<https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/Systeemintegratie/Rapportage-CO2-vrije-waterstofproductie-uit-gas.pdf>

TNO. (o. D.)a. *Tien dingen die je moet weten over waterstof*. Abgerufen am 26. Januar 2021 unter <https://www.tno.nl/nl/aandachtsgebieden/energietransitie/roadmaps/co2-neutrale-industrie/waterstof-voor-een-duurzame-energievoorziening/tien-dingen-die-je-moet-weten-over-waterstof/>

TNO. (o. D.)b. *Grootschalige opslag en transport waterstof*. Abgerufen am 26. Januar 2021 unter: <https://www.tno.nl/nl/aandachtsgebieden/energietransitie/roadmaps/co2-neutrale-industrie/waterstof-voor-een-duurzame-energievoorziening/tien-dingen-die-je-moet-weten-over-waterstof/#:~:text=Waterstof%20kan%20een%20belangrijke%20bijdrage,gebruik%20in%20de%20gebouwde%20omgeving>

Topsector Energie (2020). *Overview of Hydrogen Projects in the Netherlands*.

Tweede Kamer (2020). *Gaswinningsniveau Groningen gasjaar 2020-2021*. Brief des Ministers für Wirtschaft und Klimapolitik der Niederlande an die Tweede Kamer (Zweite Kammer des niederländischen Parlaments) vom 21. September 2020

Van der Linde & van Leeuwen (2019). *Van onzichtbare naar meer zichtbare hand? Clingendael International Energy Programme*;

VNCI (2020). *Klimaattransitie door de Nederlandse industrie*. Abgerufen am 26. Februar 2020 unter <https://www.vnci.nl/nieuws/nieuwsbericht?newsitemid=5396004864&title=zesde-cluster-geografisch-verspreid-verbonden-door-klimaatambities>

Waterstofcoalitie (2018). *Manifest Waterstofcoalitie – Waterstof essentiële bouwsteen energietransitie*

World Energy Council (2018). *Hydrogen – industry as a catalyst*

Wuppertal Institut (2020) - *Infrastructure needs for deep decarbonisation of heavy industries in Europe*, abgerufen unter:

https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/INFRA_NEEDS_Policy_Brief.pdf

Für das Veranschaulichungsmodell des Wasserstoffnetzes 2030 wurden auf Regierungsambitionen und IP2022 basierende Annahmen getroffen

Übersicht über Annahmen zu Wasserstoffangebot und -nachfrage im Veranschaulichungsmodell zum Wasserstoffnetz 2030

Annahmen zu Parametern im Veranschaulichungsmodell Wasserstoffnetz 2030

Begründung zu Abschnitt 3.3. Quelle: IP2022 (2020), Gasunie, Strategy&

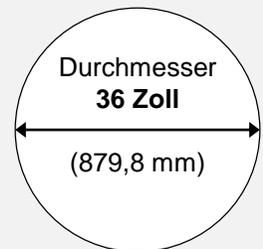
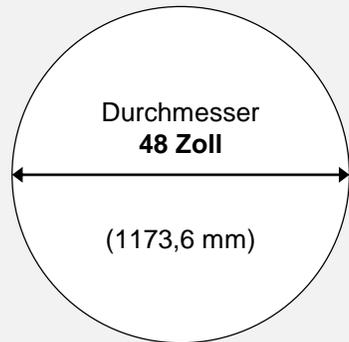
		Kapazität (GW) & Jahresmenge (PJ)						Regionalisierung								
		Konservativ		Mitte		Progressiv		NN	R'dam	Chem.	Zeeland	NZKG	Den Helder	DE	BE	Insgesamt
		(GW)	(PJ)	(GW)	(PJ)	(GW)	(PJ)									
Zentrales Angebot	Grün	1,5	16,8	3,5	39,2	3,5	39,2	71 %	17 %	-	6 %	6 %	-	-	-	100 %
	Blau	-	-	-	-	1,5	47,3	-	50 %	-	-	-	50 %	-	-	100 %
	Import	-	-	-	-	1,5	47,3	15 %	40 %	-	30 %	15 %	-	-	-	100 %
Nachfrage	Inland	-	12,6	-	29,4	-	-	18 %	41 %	11 %	22 %	9 %	-	-	-	100 %
	Export	-	4,2	-	9,8	-	-	-	-	-	-	-	-	90 %	10 %	100 %
Gesamtnachfrage/-angebot		1,5	16,8	3,5	39,2	6,5	133,8									

- Allgemeine Annahmen für alle Szenarien:
 - **Grüner Wasserstoff:** Kapazität bezieht sich auf Elektrolysekapazität. Herstellung auf Grundlage von Windprofil 2015 mit 4.150 Volllaststunden, 25 % Konversionsverlust und einer festen Verteilung auf Industriecenter anhand einer Gasunie-Prognose mit Angaben zu Projekten, die in Richtung 2030 umgesetzt werden.
 - **Blauer Wasserstoff:** nur im progressiven Szenario 1,5 GW Auspeisekapazität (Verluste sind davon bereits abgezogen). Profil: Grundlast
 - Wasserstoffimport:** nur im progressiven Szenario. Profil: Grundlast
 - Export:** in allen Szenarien 25 % des Gesamtangebots Grün, Blau und Import. Profil: Grundlast
 - Nachfrage Niederlande:** Verteilung des verbleibenden Angebots auf Industriecenter anhand der für IP2022 verwendeten Verteilung. Profil: Grundlast
 - **Transport:** Das Kalkulationstabellenmodell optimiert (minimiert) die Gesamtmengen an transportiertem Wasserstoff auf den einzelnen Trassen. Transport in beide Richtungen wird separat addiert.
 - **Speicherung:** Der Speicherstandort ist als separater Knotenpunkt modelliert, dadurch lassen sich die vom und zum Speicherstandort transportierten Mengen berechnen.

Kennzahlen für theoretische Kapazität und Jahresmenge einer einzelnen Wasserstofftransportleitung

Kapazität und maximale Jahresmengen bei verschiedenen Kombinationen von Durchmesser und Druck

Orientierungswerte für Kapazität und Jahresmengen einer einzelnen Wasserstofftransportleitung *Quelle: Gasunie*



Druckbereich (Einlass – Auslass)	30–10 bar(a)	50–30 bar(a)	65 - 45 bar(a)
48-Zoll-Leitung			
Kapazität	13,6 GW	19,2 GW	22,5 GW
Maximale Jahresmenge (auf Grundlage von 8760 Stunden)	428 PJ	605 PJ	709 PJ
36-Zoll-Leitung			
Kapazität	6,4 GW	9,1 GW	10,6 GW
Maximale Jahresmenge (auf Grundlage von 8760 Stunden)	201 PJ	286 PJ	334 PJ

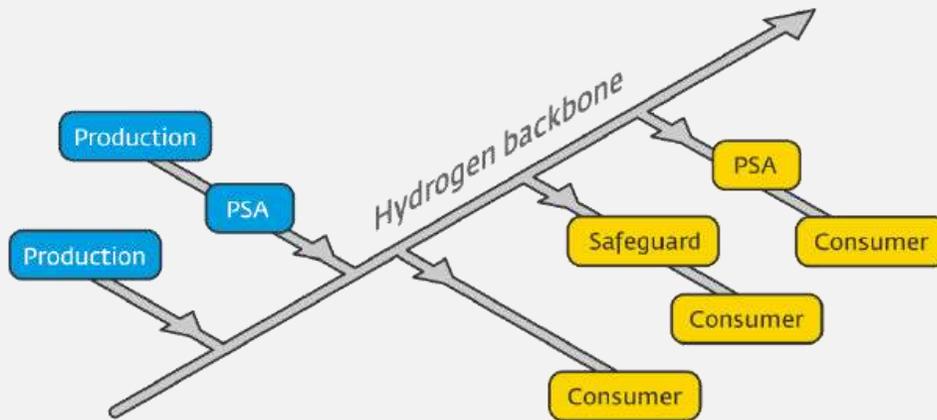
- In der nebenstehenden Abbildung sind für zwei Leitungsdurchmesser (48 und 36 Zoll) und drei verschiedene Systemdruck-Szenarien (30–10, 50–30 und 65–45 bar(a)) die maximal zu transportierenden Kapazitäten und Jahresmengen für eine einzelne Leitung aufgeführt.
- Als Ausgangsbasis für diese Liste dient eine einzelne Beispielleitung mit einer Länge von 100 km und einer Druckdifferenz zwischen Einlass und Auslass von 20 bar(a). Die Angaben zur Kapazität und zu den Jahresmengen sind theoretische Werte und dienen nur zur Orientierung.
- In einem Gastransportnetz besteht in der Praxis ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage. Dieses Gleichgewicht bestimmt den Druck an jedem beliebigen Punkt im Netz. Der größtmögliche Transport zwischen Netzpunkten wird daher durch die Druckdifferenz zwischen diesen Punkten bestimmt. Diese Druckdifferenz wird für die meisten Transportabschnitte in einem Netz (viel) geringer sein als der Systemdruckbereich (von 20 bar(a)). Damit wird auch die Höchstkapazität einer in ein Netz integrierten Leitung geringer sein als sie es wäre, wenn dieser Leitung der gesamte Systemdruckbereich als Druckdifferenz zur Verfügung stünde.
- Gasunie beabsichtigt, Wasserstofftransportleitungen mit einem Betriebsdruck von maximal 50 bar zu betreiben. Auf Wunsch lässt sich die Kapazität dieser Netzabschnitte in einem späteren Stadium noch durch die Anwendung eines höheren Betriebsdrucks steigern (der Auslegungsdruck der bestehenden Transportleitungen beträgt 66 bar).

Quelle: Gasunie.

Erläuterung zur noch zu treffenden Entscheidung und den Möglichkeiten bezüglich der benötigten Wasserstoffqualität im landesweiten Transportnetz

Investitionskostenschätzung von Gasunie geht vorläufig von einer Qualität von $\geq 98\%$ aus

Veranschaulichung einer möglichen Platzierung von Verfahren zur Qualitätsanpassung bei Hersteller und/oder Abnehmer *Quelle: Gasunie*



- Für Wasserstoff wurde von staatlicher Seite noch keine Entscheidung über die Qualität getroffen, wie sie beispielsweise derzeit in der Ministerialverordnung „Ministerielle Regelung Gaskwaliteit“ für Erdgas festgeschrieben ist. Die Möglichkeiten zur Wasserstoffherstellung und die Wünsche der Abnehmer werden in hohem Maße bestimmen, welche Wasserstoffqualität erforderlich sein wird. In diesem Zusammenhang sind bestimmte Grundsätze von wesentlicher Bedeutung. Wichtig ist zum Beispiel, dass eine Qualität gewählt wird, mit der ein Großteil des Markts zu möglichst geringen Kosten beliefert werden kann, und auch, welche Entscheidungen in den Nachbarländern der Niederlande getroffen werden.
- Wasserstoff kann mit verschiedenen Verfahren hergestellt werden, wobei sich eine hohe Reinheit ($\geq 99\%$) häufig über den Einsatz nachgeschalteter Verfahren erzielen lässt. Für verschiedene Industrieanwendungen werden unterschiedliche Wasserstoffqualitäten benötigt. So ist bei Verbrennungsprozessen eine relativ geringe Qualität des Wasserstoffs ausreichend ($\geq 95\%$), während Brennstoffzellenanwendungen eine sehr hohe Qualität ($\geq 99,97\%$) erfordern.
- Die Herstellung und der Transport von Wasserstoff mit einer Reinheit von 100% sind nicht möglich, und daher wird in unterschiedlichem Umfang eine Behandlung des Wasserstoffs zur Anpassung der Qualität erforderlich sein. Diese ist sowohl auf der Einspeiseseite des Systems (Entry) als an der Abnahmeseite (Exit) möglich. Es sind bereits Verfahren zur Qualitätsanpassung (Anpassung an Spezifikationen, zum Beispiel durch Druckwechseladsorption (Pressure Swing Adsorption, PSA)) und zur Qualitätsüberwachung (Monitoring) verfügbar.
- In Anbetracht der Kosten für die Behandlung gilt (im Allgemeinen), dass die zentrale Reinigung von Wasserstoff kosteneffizienter ist als eine dezentrale Anpassung von Wasserstoff an bestimmte Spezifikationen bei den einzelnen Abnehmern. Die Notwendigkeit einer Reinigung von Wasserstoff wird vom Wasserstoffmarkt und den sich darin vollziehenden Entwicklungen abhängen.
- Markterkundungen und einige Normen für Nutzereinrichtungen zeigen, dass derzeit noch keine klare Präferenz für eine bestimmte Qualität vorliegt. Die Gasunie geht vorläufig in ihrer Investitionskostenschätzung von einer Qualität von $\geq 98\%$ aus.¹⁾

¹⁾ Beispiele für bestehende Normen sind: „BSI PAS 4444 Hydrogen fired gas appliances Guide“ und „ISO 14687 Hydrogen fuel quality — Product specification“. Im Vereinigten Königreich hat DNV GL ein Konzept für Wasserstoff-Reinheitsspezifikationen erstellt, in dem von einer Reinheit von mindestens 98% ausgegangen wird (DNV GL, 2019b). Auch in Belgien geht Fluxys in seinen Vorschlägen für Qualitätsspezifikationen derzeit von $> 98\%$ aus (Fluxys, 2021).

Mögliche Methodik zur Schätzung der unrentablen Spitzenmarge des Transportnetzes und erste Angaben zu Ergebnissen

Die Höhe der unrentablen Spitzenmarge ist aufgrund der Unsicherheit über die Entwicklung des Wasserstoffmarkts schwer zu ermitteln

Von Gasunie vorgeschlagene Annahmen bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Quelle: Gasunie

1. Bezieht sich auf den gesamten Backbone in den Niederlanden
2. Investition = 1,5 Mrd., Preisniveau 2021
3. Betriebskosten (OPEX) (Instandhaltung, Organisation, Dispatching): 1 % des Neuwerts der Investition
4. Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (WACC): 6 %
5. Indexierung: 1,5 %
6. Abschreibung = 30 Jahre
7. Zeitraum Berechnung Cashflows = 30 Jahre
8. Orte des Angebots/der Nachfrage wurden nicht berücksichtigt
9. Angebot(sszenarien) = Nachfrage (ungeachtet, ob Nachfrage im Ausland liegt)
10. Vereinfachung der Preise durch Heranziehung eines einheitlichen vorab festgesetzten Preises
11. Einnahmen = Menge X einfacher kW-Festpreis
12. Markt trägt aufgrund der Preisspanne einen Teil des Risikos

Berechnungsmethode

- Die unrentable Spitzenmarge des Transportnetzes bemisst sich nach der Differenz zwischen der erwarteten Kapitalrendite und der Rendite, die ein Investor in Anbetracht der Risiken der betreffenden Investition vernünftigerweise erzielen können muss.
- Die Kapitalkosten für ein landesweites Wasserstofftransportnetz in den Niederlanden auf Grundlage der bestehenden Erdgasinfrastruktur, das alle Cluster untereinander, mit dem Speicher und dem Ausland verbindet, betragen der Gasunie zufolge circa 1,5 Mrd. €. Die Betriebskosten belaufen sich auf annähernd 1 % des Neuwerts.
- Die Erträge aus dem Netz sind jedoch sehr unsicher. Sie sind das Produkt aus künftiger Menge und geltendem Preis, die noch unbekannt sind. Die Menge hängt von einer noch nicht bekannten Nachfrage nach Wasserstofftransport ab. Der kW-Preis ist von der Menge abhängig, auf die sich die Kosten aufteilen lassen. Dieser Preis kann nicht höher als die Zahlungsbereitschaft der Nutzer des Netzes sein, da anderenfalls keine Transportnachfrage bestünde.
- Eine näherungsweise Ermittlung der Erträge ist über die Heranziehung der Szenarien für die Entwicklung der Wasserstoffkapazität in Richtung 2050 und eines festgesetzten Preises möglich, zum Beispiel des Preises der zur Deckung der Kosten bei einer Kapazitätsauslastung von 60 % erforderlich ist.

Vorläufige Ergebnisse

- Anhand der auf Seite 91 verwendeten II3050-Szenarien für die Entwicklung der Wasserstoffkapazität sollten die Erträge des Netzes nach Einschätzung der Gasunie zur Deckung der Kosten ausreichen. Dabei wurde eine angemessene Rendite berücksichtigt und von der Annahme ausgegangen, dass der Preis auf Grundlage des bei einer Kapazitätsauslastung von 60 % nötigen Betrags festgesetzt wird. In diesem Fall liegt keine unrentable Spitzenmarge vor. Das Eintreten dieser Szenarien ist jedoch so unsicher, dass sich ein Investor gegenwärtig nicht für eine Investition in die Umrüstung des bestehenden Erdgasnetzes entscheiden kann.
- Die Höhe der unrentablen Spitzenmarge hängt stark von der tatsächlichen Entwicklung des Wasserstoffmarkts ab, daher ist es schwierig, sie näherungsweise zu bestimmen. Ungeachtet ihrer Höhe wird derzeit wegen großer Unsicherheit nicht in Wasserstofftransport investiert. Dieses Risiko müsste mit der öffentlichen Hand geteilt werden.

Haftungsausschluss

Im Juli 2020 wurde PricewaterhouseCoopers Advisory N.V., handelnd unter dem Namen Strategy& (im Folgenden: „PwC“, „wir“ oder „uns“) vom Ministerium für Wirtschaft und Klima der Niederlande (im Folgenden: „Klient“) mit der Ausführung des Auftrags gemäß der am 24. Juli 2020 unterzeichneten Auftragsbeschreibung beauftragt.

Auf Ersuchen des Klienten erstellte PwC den vorliegenden öffentlichen Bericht mit dem Titel „HyWay 27: waterstoftransport via het bestaande aardgasnetwerk“, (HyWay 27: Wasserstofftransport unter Nutzung des bestehenden Gasnetzes“) datiert auf den 12-7-2021 (im Folgenden: der „Bericht“). Der Klient ist der Adressat des Berichts, welcher der zweiten Kammer (Tweede Kamer) des niederländischen Parlaments bekannt gemacht werden soll.

PwC stützte sich bei der Erstellung des Berichts (unter anderem) auf Dokumente und Informationen, die PwC von verschiedenen Parteien (einschließlich des Klienten) erhielt (im Folgenden: „Informationen Dritter“). PwC nutzte Informationen Dritter in der Annahme, dass diese Informationen zutreffend, vollständig und nicht irreführend sind. Die Zuverlässigkeit von Informationen Dritter wurde von PwC nicht verifiziert oder festgestellt. PwC führte weder eine Überprüfung von Informationen Dritter durch Wirtschaftsprüfer noch eine auf die Feststellung der Vollständigkeit und Richtigkeit dieser Informationen abzielende Bewertung nach internationalen Audit- oder Prüfungsstandards durch. PwC gibt keinerlei ausdrückliche oder stillschweigende Erklärung oder Garantie hinsichtlich der Richtigkeit oder Vollständigkeit der Informationen Dritter oder der damit in Zusammenhang stehenden Verweise im Bericht ab.

Im Bericht sind der Rahmen und die Einschränkungen der ausgeführten Tätigkeiten ausdrücklich vermerkt. Der Bericht wurde ausschließlich für die Belange des Klienten herausgebracht und kann nicht für andere als die darin genannten Zwecke verwendet werden. Auf den Bericht kann sich deshalb niemand außer dem Klienten stützen. PwC übernimmt daher keine Verantwortung, Sorgfaltspflicht oder Haftung, weder vertraglich, aus unerlaubter Handlung oder anderweitig, gegenüber jeglichen anderen (Rechts)Personen als dem Klienten. Jede Person, der dieser Bericht (auf rechtmäßige Weise) zugänglich gemacht wird, muss selbst bewerten, ob dieser Bericht und die ihm zugrundeliegenden Studien für den eventuellen Verwendungszweck des Berichts ausreichen.

Der Bericht sowie alle sich daraus ergebenden oder mit dem (Inhalt des) Bericht(s) in Zusammenhang stehenden Streitigkeiten unterliegen ausschließlich niederländischem Recht.

www.pwc.nl

© 2021 PwC. Alle Rechte vorbehalten. „PwC“ bezieht sich auf die im Haftungsausschluss beschriebenen juristischen Personen. Siehe diesbezüglich <https://www.pwc.nl/nl/onze-organisatie/legal-disclaimer.html>.