

Verkenning waterstofinfrastructuur

Ministerie van Economische Zaken

Report No.: OGNL.151886, Rev. 2

Date: November 2017



Report title: Verkenning waterstofinfrastructuur
 Customer: Ministerie van Economische Zaken, [Address]
 Customer contact:
 Date of issue: November 2017
 Project No.: 151886
 Organisation unit:
 Report No.: OGNL.151886, Rev. 2
 Applicable contract(s) governing the provision of this Report: -

DNV GL
 P.O. Box 2029
 9704 CA Groningen

Objective:

Prepared by: Albert van den Noort
 Senior consultant DNV GL
 Verified by: Jelle Lieferring
 GTS
 Approved by: Johan Knijp
 Head of Section Fuel and Energy
 Transition

Wytze Sloterdijk
 Principal consultant DNV GL

Maurice Vos
 Senior consultant DNV GL

Copyright © DNV GL 2017. All rights reserved. Unless otherwise agreed in writing: (i) This publication or parts thereof may not be copied, reproduced or transmitted in any form, or by any means, whether digitally or otherwise; (ii) The content of this publication shall be kept confidential by the customer; (iii) No third party may rely on its contents; and (iv) DNV GL undertakes no duty of care toward any third party. Reference to part of this publication which may lead to misinterpretation is prohibited. DNV GL and the Horizon Graphic are trademarks of DNV GL AS.

DNV GL Distribution: Unrestricted distribution (internal and external)
 Unrestricted distribution within DNV GL Group
 Unrestricted distribution within DNV GL contracting party
 No distribution (confidential)

Keywords: Waterstof, gasinfrastructuur

Rev. No.	Date	Reason for Issue	Prepared by	Verified by	Approved by
0	2017-10-20	Draft	Albert van den Noort, Maurice Vos, Wytze Sloterdijk	Jelle Lieferring, Marcel Weeda, Simone te Buck	Johan Knijp
1	2017-11-2	Final version	Albert van den Noort, Maurice Vos, Wytze Sloterdijk	Jelle Lieferring	Johan Knijp
2	2017-11-15	Revisie 2 op final version: aanpassing paragraaf 5.4	Albert van den Noort	Jelle Lieferring	Johan Knijp

Inhoudsopgave

1	SAMENVATTING	1
2	INLEIDING.....	2
2.1	Doelstelling	2
2.2	Aanpak	2
3	BESTENDIGHEID EN VEILIGHEID VAN HET TRANSPORTNET BIJ TRANSPORT VAN WATERSTOF.....	3
3.1	Bestaande gasnet	3
3.2	Transportcapaciteit	3
3.3	Integriteit bestaande gasnet	5
3.4	Compressie en reductie	6
3.5	Externe veiligheid	7
3.6	Andere materialen	9
3.7	Discussie en conclusie	9
4	VRAAG EN AANBOD VAN WATERSTOF	10
4.1	Huidige vraag en aanbod	10
4.2	Potentiele vraag naar waterstof	11
4.3	Discussie en conclusie	13
5	INTRODUCTIE WATERSTOF IN NEDERLANDSE AARDGASSYSTEEM.....	14
5.1	Binnenlandse G-gasvraag	14
5.2	Export van L-gas	15
5.3	Het H-gassysteem	17
5.4	Mogelijkheden tot bijmengen van waterstof	17
5.5	Discussie en conclusie	19
6	BIBLIOGRAFIE.....	20

1 SAMENVATTING

In een duurzaam energiesysteem in Nederland lijkt waterstof een belangrijke rol in te kunnen spelen, met name in het verduurzamen van de industrie. Onder andere bestaande industriële clusters in Noord-Nederland en Rotterdam en Zeeland lijken uitermate geschikt als eerste gebieden waar waterstof een belangrijke rol kan spelen. De huidige productie van waterstof in Nederland, ongeveer 10 miljard m³/jaar, wordt gebruikt in deze clusters en grotendeels ter plekke geproduceerd uit aardgas. Naar de toekomst toe is de verwachting dat deze waterstofproductie uitgebreid kan worden en geproduceerd zal worden uit duurzame bronnen. Zowel de havens in Rotterdam als in Delfzijl kunnen als aanlandingspunt gebruikt worden voor de toekomstige offshore wind in de Noordzee.

Bij een toenemende vraag en aanbod van waterstof ontstaat de vraag hoe deze aan elkaar gekoppeld kunnen worden door middel van een waterstofinfrastructuur. Samen met Gasunie Transport Service (GTS) is onderzocht in hoeverre de bestaande hogedruk gasinfrastructuur in Nederland hiervoor ingezet zou kunnen worden. Daarbij wordt rekening gehouden met de bestendigheid en veiligheid van het net en welke routes daarvoor op termijn beschikbaar zullen komen.

Met betrekking tot de bestendigheid en veiligheid van het gebruik van het bestaande hogedruk gasnet van Gasunie wordt geconcludeerd dat dit gasnet goede mogelijkheden biedt voor transport van 100% waterstof en ook voor aardgas-waterstofmengsels. Uit het onderzoek zijn de volgende aandachtspunten naar voren gekomen:

- Gasopslag en buffering (Linepack). Beide nemen af in energie-inhoud bij overgang van aardgas naar waterstof.
- Integriteit. Monitoring van operationele condities om drukwisselingen te vermijden die scheurgroei veroorzaken in aardgasleidingen waarin waterstof wordt bijgemengd of die worden omgezet op 100% waterstof transport.
- Compressorstations. Bestaande compressoren zijn niet zonder meer geschikt voor 100% waterstof. De mate van aanpassing/vervanging zal moeten worden nagegaan.
- Meetstations. Er moet worden nagegaan of de huidige gashoeveelheidsmeters voor zowel comptabel als operationele doeleinden nog geschikt zijn of moeten worden vervangen bij toevoeging van waterstof en zeker bij inzet van 100% waterstof.
- Externe veiligheid. De externe veiligheid verandert niet significant met inzet van waterstof. De energieinhoud (het stralingsvermogen) neemt af en de ontstekingskans neemt toe. Echter, in de regelgeving valt waterstof in een andere categorie dan aardgas. De regelgeving voor waterstof transportleidingen bevat significant meer conservatisme dan voor aardgas (hogere faalfrequentie). Op grond van de huidige regelgeving zou invoering van waterstof op grote problemen kunnen stuiten, terwijl kennis van faalgedrag en gevolgen aangeven dat de praktijk weleens veel minder ernstig of zelfs gunstiger zou kunnen uitvallen

Welke transportroutes binnen het hogedruk gasnet kunnen worden gebruikt in de komende decennia, is afhankelijk van de vraag en aanbod van aardgas. Kijkend naar de huidige prognose van de productie van G-gas uit het Groningen-veld en de beschikbaarheid van G-gas opslagen (bergingen en cavernes), kunnen er op basis van een door GTS uitgevoerd quickscan op termijn HTL-leidingen op basis van de huidige inzichten eventueel vrijgespeeld worden in het GTS-netwerk. Bij het gebruik maken van het GTS netwerk zullen zeer waarschijnlijk aanpassingen moeten worden gemaakt zoals bijvoorbeeld het isoleren van leidingen en het vervangen van centrifugaal-compressoren door zuiger-compressoren. Een door GTS nog uit te voeren diepgaande analyse op basis van een concrete transport aanvraag zal een definitieve route moeten vaststellen voor waterstof transport in het huidige gastransportnet.

2 INLEIDING

In de transitie naar een duurzaam energiesysteem lijkt waterstof een geschikte energiedrager. Vooral de mogelijkheid voor opslag in grote hoeveelheden en voor langere tijd biedt voordelen ten opzichte van elektriciteit. Het bestaande aardgasnetwerk zou mogelijk gebruikt kunnen worden om het gas over grote afstanden efficiënt te transporteren en daarmee de introductie van waterstof te versnellen. Het is daarom van belang om tijdig te onderzoeken of de bestaande gasinfrastructuur geschikt gemaakt kan worden voor het vervoer van waterstof. TKI Gas heeft daartoe DNV GL gevraagd een verkennend onderzoek uit te voeren naar de mogelijkheden.

2.1 Doelstelling

Nederland heeft in de vorige eeuw een uitstekende gaskennispositie opgebouwd. Momenteel zijn er verschillende initiatieven die hiervan gebruik maken in relatie tot het verduurzamen van ons energiesysteem. Waterstof biedt de kans om het aardgas te vervangen en, geïntegreerd met duurzame elektriciteitsproductie, zowel Nederland als de ons omringende landen te voorzien van duurzame energie. Voorbeelden zijn de Green Deal met Dow, Yara en Gasunie (waterstof transportleiding), de plannen van de Noordelijke Innovation Board (Noordelijke waterstof economie) en de samenwerking tussen Gasunie, Vattenfall en Statoil rond waterstof uit aardgas met CCS en transport naar een gascentrale. Deze initiatieven zullen de nodige innovaties vergen, maar bieden Nederland de kans om haar duurzame gaspositie uit te bouwen.

Om tot een realisatie van deze grootschalige infrastructuurprojecten te komen werkt het ministerie van EZ aan een waterstof roadmap. De transitie naar een volledig waterstofnetwerk zal waarschijnlijk geleidelijk gaan. Daarbij zijn nog vele vragen: is het transportnet geschikt om puur waterstof te vervoeren? Welke aanpassingen zullen er nodig zijn? Wat is een geschikte fasering? Welke kosten zijn hiermee gemoeid?

Om tot een antwoord voor deze vragen te komen zal eerst in kaart gebracht moeten worden welke potentie de huidige gasinfrastructuur heeft voor het transport van waterstof en wanneer deze gebruikt kan worden. De doelstelling van de hier voorgestelde eerste verkenning is dan ook om antwoord te geven op de volgende vragen:

- Welke vraag en aanbod is te verwachten voor duurzame waterstof in Nederland?
- Is het huidige gastransportnet waterstofbestendig en wat zijn de veiligheidsrisico's?
- Welke aanpassingen zijn nodig voor het geschikt maken van het huidige netwerk?
- Op welke termijn kunnen bepaalde (HTL-) leidingen worden vrijgespeeld voor waterstoftransport?
- Wat is, gezien de vraag en het aanbod, een logische route en capaciteit van waterstofleidingen?

2.2 Aanpak

De beoogde stappen in het project zijn:

1. Bestendigheid en veiligheid van huidige gasinfrastructuur voor transport van 100% waterstof en waterstof/aardgas mengsels.
2. Inventarisatie van vraag en aanbod van duurzame waterstof in Nederland: hierbij wordt onderscheid gemaakt tussen de huidige situatie en een beoogde toekomstige situatie.
3. Introductie van waterstof in Nederlandse aardgassysteem: waarbij op basis van de, op termijn, beschikbare capaciteit van het bestaande aardgasnetwerk wordt bekeken op welke tracés waterstof vervoerd zou kunnen worden en op welke termijn dit zou kunnen.

Achtereenvolgens zullen deze drie stappen beschreven worden in het rapport.

3 BESTENDIGHEID EN VEILIGHEID VAN HET TRANSPORTNET BIJ TRANSPORT VAN WATERSTOF

3.1 Bestaande gasnet

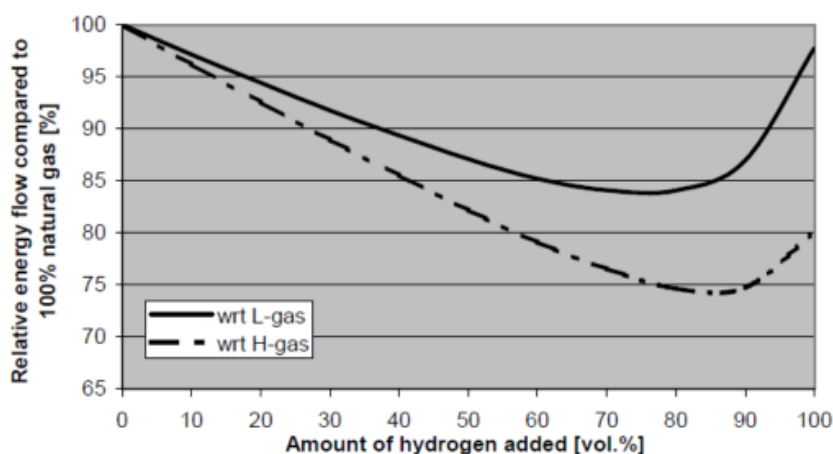
Het bestaande hoge druk aardgasnetwerk van Gasunie (HTL) bestaat voornamelijk uit pijpleidingen, compressorstations en meet- en drukregelstations en gasopslag. Enerzijds dient dit netwerk voldoende energie te vervoeren naar elke eindgebruiker, anderzijds wordt het netwerk ook gebruikt voor opslag (linepack) om snel aan een verwachte vraag in de zeer nabije toekomst (veelal binnen 1 dag) te voldoen.

3.2 Transportcapaciteit

Belangrijk om te weten is wat de transportcapaciteit van waterstof is ten opzichte van aardgas. Met andere woorden, kan met waterstof dezelfde hoeveel energie worden getransporteerd. De energie-inhoud (calorische bovenwaarde) van waterstof bedraagt ca. 12 MJ/Nm³, terwijl die van hoogcalorisch aardgas (H-gas) gelijk is aan ongeveer 40 MJ/Nm³ (of ca 35 MJ/Nm³ voor Groningen gas). Om te voldoen aan dezelfde energiebehoefte moet het te vervoeren volume waterstof dus drie keer zo groot zijn als voor aardgas. Drukval is de kritische parameter voor dimensionering van een pijpleidingnetwerk en de belangrijkste parameter hiervoor is in dit geval de dichtheid van waterstof t.o.v. aardgas. De dichtheid van waterstof is negen keer kleiner dan die van aardgas. Omdat de drukval omgekeerd evenredig is met de wortel uit de dichtheid, heeft een debiet van waterstof met een volume drie keer groter dan aardgas, ongeveer dezelfde drukval. Er zijn echter ook andere parameters die variëren met druk of stromingsnelheid en enige invloed hebben op drukval dan wel transportcapaciteit.

Gedetailleerde berekeningen geven aan dat een bestaande gaspijpleiding, bij gelijkblijvende drukval, bij omzetting naar 100% waterstoftransport 98% van de energie kan transporteren, vergeleken met Groningen gas (L-gas in Figuur 1) en 80% in vergelijking met hoogcalorisch aardgas (H-gas)

Een overzicht van deze berekeningen is gegeven in Figuur 1, waarbij het volledige bereik van 0 tot 100 vol% waterstof, gemengd met aardgas, wordt gepresenteerd.



Figuur 1: Transportcapaciteit van waterstof en aardgas-waterstof mengsels vergeleken met aardgas, bij gelijk drukval Voor hoogcalorisch gas (H-gas) en Lager calorisch gas (L-gas, hier equivalent met G-gas)

Let wel, om dezelfde energie transportcapaciteit te krijgen, is de transportsnelheid bij waterstof 3x zo hoog als bij aardgas. Hoge snelheden kunnen leiden tot trillingsproblemen en tot erosie. Trillingen kunnen ontstaan bij interferentie met aftakkingen en insteekhuizen. Dit is afhankelijk van de snelheid, de dichtheid en de geluidssnelheid. De dichtheid van waterstof is 1/9 van die van aardgas en daardoor

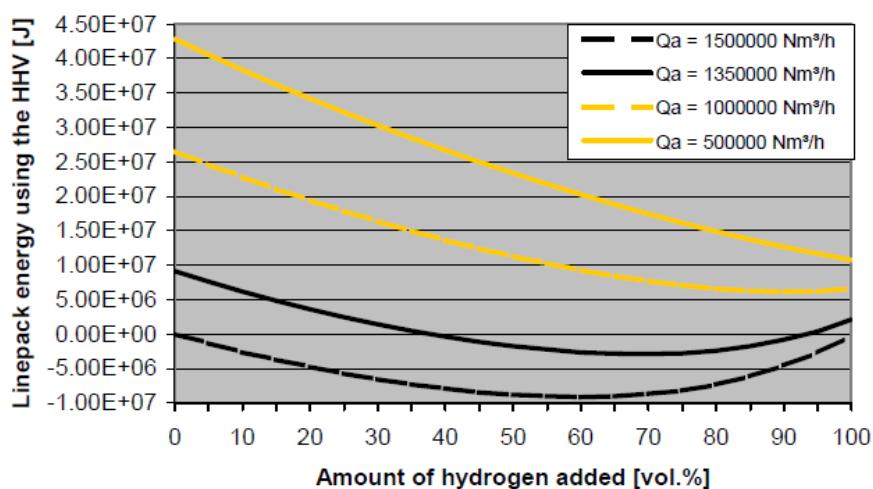
wordt het effect van hogere snelheid grotendeels gecompenseerd. Hoewel een detailanalyse zou moeten worden verricht, is de verwachting dat overgang van aardgas naar waterstof niet of nauwelijks effect heeft op het ontstaan van trillingsproblemen.

Erosie ontstaat doordat vaste deeltjes die in het netwerk op transport gaan en bij hogere snelheid de kans op erosie verhogen. Het Gasunie HTL wordt nu getoetst op het criterium dat de gassnelheid niet hoger mag zijn dan 20 meter per seconde. In de praktijk is in leidingen de gassnelheid veelal beperkt tot 10 meter per seconde. De grens van de maximum snelheid is enigszins arbitrair, zo hanteert men in Noord-Amerika een maximum hiervoor van 100 ft/s (30 m/s). Gezien de genoemde onzekerheid, is het aan te raden om als bij omzetten van een bestaande aardgasleiding op waterstof de gassnelheid hoger wordt dan 20 m/s, door analyse vast te stellen wat (en waar) de kans is dat hierdoor stroming-geïnduceerde trillingen en/of erosie ontstaan. Hierop kan een eventueel monitoringprogramma worden ingericht.

Opslag en Gasbuffering (linepack)

Gas wordt in het bestaande gastransportsysteem opgeslagen in lege gasvelden en in zoutcavernes. Bij overgang naar 100% waterstof neemt de opslagcapaciteit van energie af. Bij eenzelfde volume van bijvoorbeeld een caveerne, zal door de geringere energiedichtheid van waterstof de energie-inhoud tot 1/3 worden gereduceerd. Opslag van waterstof in cavernes lijkt goed mogelijk, maar of dit ook geldt voor opslag in oude gasvelden, is de vraag. Door het nog resterende aardgas in velden zal er (vooral in het begin) verontreiniging optreden in het waterstofgas wat extra kosten met zich mee brengt voor reiniging. Daarnaast zal heel goed moeten worden onderzocht of een veld wel voldoende dicht is voor waterstof; het kleine waterstofmolecuul zou mogelijk veel gemakkelijker kunnen weg-diffunderen.

Voor linepack in het pijpleidingnetwerk geldt in principe hetzelfde als bij gasopslag, ook hier kan in principe eenzelfde volume worden gebufferd, maar dit is slechts 1/3 op basis van energie-inhoud, waardoor inspelen op verwachte variaties in de vraag naar energie wordt bemoeilijkt. Hieraan zijn meer gedetailleerde berekeningen mogelijk, tevens rekening houdend met de stromingssnelheid. De uitkomsten hiervan worden geïllustreerd in Figuur 2 (vergelijk waarden bij 0% H₂ (=100% aardgas) met 100% H₂). Dus, rekening houdend met de energie-inhoud van waterstof en aardgas, kan de linepack-energie van waterstof in sommige gevallen meer dan vier keer kleiner zijn dan die van aardgas.



Figuur 2: Linepack energie in een pijpleiding in Energie-inhoud in Joule/h versus Hoeveelheid bijgemengd waterstof in aardgas, voor 4 verschillende stromingssnelheden, inlaatdruk 67 bar.

3.3 Integriteit bestaande gasnet

Materiaalgedrag

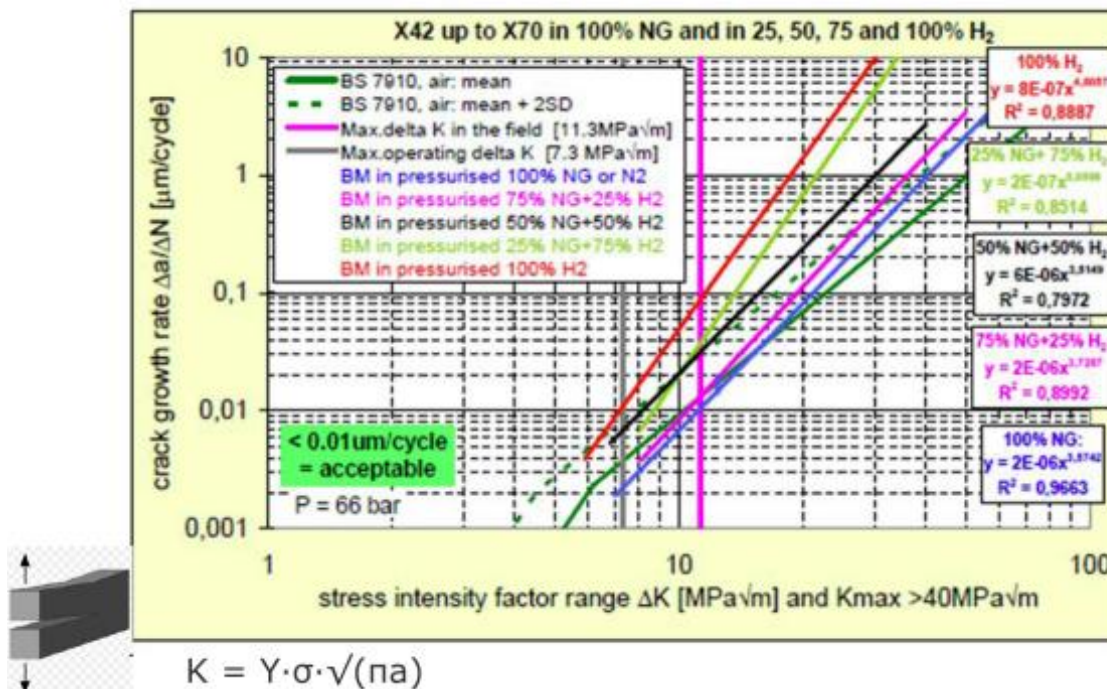
Bij verandering van het te transporteren medium moet rekening worden gehouden met mogelijk andere degradatie- en faalmechanismen. Zo kan waterstof, anders dan aardgas, leiden tot waterstofverbrossing. Voor pijpleidingen, zoals in Nederland gebruikt, geconstrueerd en gecontroleerd, zal dit geen significant verschil opleveren met de huidige situatie van aardgastransport. Wel kan waterstof invloed hebben op het vermoeiingsgedrag van staal en dientengevolge op de levensduur van pijpleidingen die worden bedreven onder wisselende drukken. Indien dit wordt onderkend, is waterstoftransport in stalen leidingen veilig en betrouwbaar mogelijk, getuige de wereldwijd vele in gebruik zijnde stalen waterstoftransportleidingen.

Om interne corrosie te voorkomen en erosie zoveel als mogelijk te reduceren is het zaak om schoon en droog gas te transporteren, of het nu aardgas, waterstof of mengsels daarvan betreft. Droog gas (aardgas of waterstof) betekent hier dat het waterdauwpunt in alle omstandigheden beneden 60% relatieve vochtigheid moet blijven.

Vermoeiing hangt af van:

- Materiaal(type) van de pijpleiding
- Constructie (diameter/wanddikte, spanningsconcentraties)
- Druk en drukwisselingen

Het onderzoekprogramma NaturalHy [1] heeft, o.a. door uitvoering van uitgebreide testprogramma's, veel informatie verzameld over vermoeiingsscheurgroei in pijpleidingmateriaal. Al dit werk is uiteindelijk samengevat in Figuur 3. De staalsoorten die in het hoge druk transportnet in Nederland worden gebruikt komen overeen met de genoemde staalsoortenreeks X42 – X70.



Figuur 3: Scheurgroei in pijpleidingen in verschillende aardgas-waterstof mengsels onder wisselende belastingen. [1]

Toelichting:

- Op de verticale as staat de scheurgroei per belastingswisseling in duizendste millimeter per cyclus.
- Op de horizontale as staat de mate van drukwisseling, uitgerekend in een parameter (Delta K) die de spanningswisseling aan de scheurtip aangeeft.
- De verschillende kleuren zijn voor de verschillende mengsels van aardgas en waterstof, waarbij blauw 100% aardgas is en rood 100% waterstof.
- De 2 verticale gekleurde lijnen representeren situaties die in de werkelijkheid zouden kunnen voorkomen.

Uit Figuur 3 kan worden afgeleid dat een bestaande gasleiding die gebruikt gaat worden voor het transport van 100% waterstof een factor 10 maal hogere vermoeiingsscheurgroeisnelheid heeft. Echter, door controle van de operationele condities en beperking van drukwisselingen, hoeft dit in het geheel geen beperking op te leveren.

Scheurpropagatie bij leidingbreuk

Aardgasleidingen moeten voldoende weerstand hebben tegen zogenaamde scheurpropagatie. Daarom zijn aardgasleidingen ontworpen op het stoppen van een breuk binnen een beperkte leidinglengte. Voor scheurstop is het essentieel dat de decompressiesnelheid van het gas groter is dan de voortloopsnelheid van de scheur in de pijp. Decompressiesnelheid hangt samen met de geluidssnelheid in het medium. In waterstof is de geluidssnelheid ongeveer 3x zo hoog als in aardgas (waterstof 1284 m/s, methaan 430 m/s). Deze hogere decompressiesnelheid heeft een gunstig effect op scheurstop bij leidingbreuk, waardoor de kans op scheurpropagatie bij omzetting van een aardgasleiding op waterstof, bij eenzelfde druk, afneemt.

Dus: Uit integriteitsoogpunt kan het huidige gasnet prima worden gebruikt voor transport van waterstof en ook mengsels van aardgas met waterstof. Een meer stringente bewaking van drukcycli is hierbij aan te bevelen om hiermee zeker stellen dat de operationele condities binnen de perken van vermoeiingsscheurgroei blijven.

3.4 Compressie en reductie

Compressorstations

In huidige gasnet worden 2 types compressoren gebruikt:

- Zuiger compressoren (reciprocating)
- Centrifugaal compressoren

Verschillen tussen compressie van aardgas en waterstof zijn:

- Waterstof vereist compressie van een 3 maal zo groot volume voor dezelfde energie-inhoud
- Bij centrifugaal compressoren is een 1,74 maal hogere rotatiesnelheid nodig dan bij aardgas voor zelfde drukopbouw. Hogere rotatiesnelheid geeft hogere materiaalspanningen en hierop is de compressor niet ontworpen.

Bij zuigercompressoren is het gebruikte gas maar beperkt van belang. Vanwege de vereiste hogere rotatiesnelheid, zoals hierboven genoemd, zullen huidige centrifugaal-compressoren niet meer geschikt zijn in een transportsysteem van 100% waterstof. Ook bij de bestaande zuigercompressoren zal moeten worden nagegaan of ze geschikt zijn voor 100% waterstoftransport. Bij omzetten van een leiding naar 100% waterstoftransport zal met aanpassing of vervanging van compressoren rekening moeten worden gehouden.

Drukregeling (regelstations)

Bij compressie en reductie van gassen speelt het zgn. Joule-Thomson effect een rol in temperatuurverandering van het gas. Bij drukreductie bij aardgas zal de temperatuur van het gas na reductie dalen met ongeveer 0,5°C/bar drukdaling, ofwel bij drukdaling van 80 naar 20 bar zal de temperatuur van het gas met 30°C dalen. Omgekeerd zal de temperatuur van aardgas stijgen bij compressie. Bij waterstof stijgt de temperatuur bij drukreductie bij waterstof met ongeveer 0,035 °C / bar drukdaling. Ofwel bij drukdaling van waterstof van 80 naar 20 bar zal de temperatuur met 2.1 °C stijgen.

Drukreductiestations (GasOntvangStations) hebben nu veelal verwarming nodig om het afkoelende gas te verwarmen wanneer de druk afneemt. Door het genoemde "inverse-" of "negatieve Joule-Thompson coëfficiënt" van waterstof, zal het gas juist opwarmen tijdens drukreductie. Het effect hiervan is klein, maar het zorgt er wel voor dat er geen verwarming meer nodig is.

Gas hoeveelheids- en kwaliteitsmeting (meetstations)

Meet apparatuur zal waarschijnlijk anders afgesteld of vervangen moeten worden gezien de andere gassamenstelling. De nieuwe apparatuur zou wel eens goedkoper kunnen zijn aangezien de gassamenstelling bij 100% waterstof stukken minder complex wordt. Voor aardgas waterstof mengsels geldt de versimpeling vanzelfsprekend niet.

3.5 Externe veiligheid

Regelgeving

In het Besluit externe veiligheid buisleidingen (Bevb) zijn risiconormen met betrekking tot de externe veiligheid opgenomen waaraan exploitanten met buisleidingen met gevaarlijke stoffen moeten voldoen. In de Regeling externe veiligheid buisleiding (Revb) zijn o.a. regels gesteld met betrekking tot de berekening van de risico's van de buisleiding. Deze regeling kent een onderverdeling in verschillende modules.

Aardgas valt in de module B 'Hogedruk aardgasleidingen' en waterstof in de module D 'Chemicaliënleidingen', met als gevolg dat de rekenwaarden die gebruikt mogen worden voor risicoberekeningen voor waterstof verschillen met die van aardgas. Op basis van langdurige ervaring met aardgasleidingen in Nederland en de daaruit afgeleide statistiek is bijvoorbeeld de in rekening te brengen faalkans voor een leiding lager wanneer deze aardgas transporteert dan wanneer dezelfde leiding wordt gebruikt voor het transport van waterstof. De hogere faalkans voor waterstoftransport leidt tot een verhoging van de risicocontouren. De huidige regeling adviseert om berekeningen uit te laten voeren (met Safeti en Pipesafe) om het verschil te kwantificeerden, tevens rekening houdend met het verschil in consequenties van aardgas- en waterstofuitstroom. Deze aspecten m.b.t. regelgeving dienen opgelost te worden alvorens kan worden overgegaan tot een grootschalige inzet van waterstof ter vervanging van aardgas.

Onderzoekgegevens

Waterstof vormt al bij lagere concentraties, en over een grotere bandbreedte aan concentratie in lucht een brandbaar (of explosief) mengsel. De ontstekingsgrens is zo laag dat een statische vonk al voldoende kan zijn voor ontsteking. Hiermee zal rekening moeten worden gehouden bij onderhoud en reparatie (speciaal gereedschap) en dit zal kosten met zich meebrengen.

In het onderzoekprogramma NaturalHy [1] is door de taakgroep Safety een eigen model ontwikkeld, waarmee een analyse is uitgevoerd van de impact van toevoeging van waterstof op individuele en

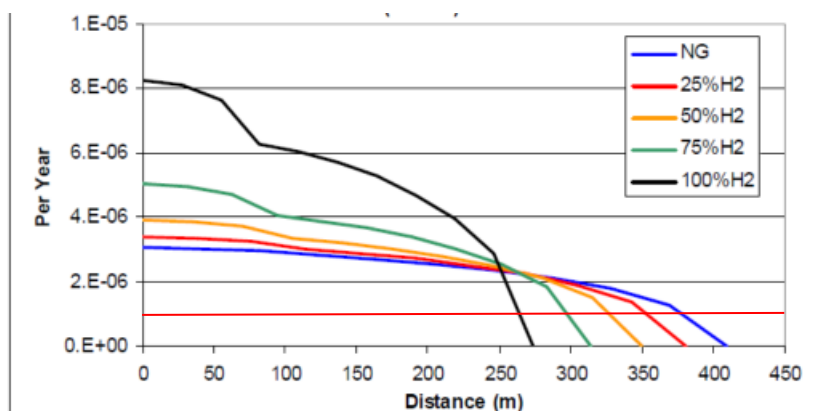
groepsveiligheid in de zone rondom de pijpleiding. Een resultaat hiervan is weergegeven in onderstaande tabel.

Table 1: Pipeline data for Benchmark Exercises

Parameter	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
Diameter (mm)	273	508	762	914
Wall Thickness (mm)	6.35	7.9	9.52	11.9
Material Grade	X52	X52	X60	X65
Gauge Pressure (bar)	38	70	38	70
Area Classification *	S	R	R	R
Depth of Cover (m)	1.0	0.9	1.2	1.1
Building Proximity Distance (m)	16.6	49.2	43.5	76.9
Third Party Damage Rupture Failure Frequency (per1000km.yr)	0.034	0.039	0.0031	0.0045
Distance to 1800 tdu (m)	62.0	147.9	176.7	328.8
Distance to 1050 tdu (m)	83.6	206.5	249.8	452.2

* S indicates sub-urban pipeline and R indicates rural pipeline


Case 4 lijkt is een goede benadering van het hogedruk gasnet van Gasunie, indien aangelegd in een landelijke omgeving. Case 4 is als input gebruikt in een ontwikkeld model dat binnen NaturalHy is gebruikt en levert als resultaat individuele risico contouren als weergegeven in onderstaande figuur.



Figuur 4: Individuele risico's van een 36", 70 bar leiding in een landelijke omgeving voor 100% aardgas, 100% waterstof en 3 aardgas-waterstof mengsel [1]

Het specifiek in NaturalHy ontwikkelde model geeft dus aan dat de risico contour met een hoogte van 10^{-6} voor H_2 afneemt naar ca 250 meter t.o.v. ca 380 meter voor aardgas, zie snijpunten met rode lijn van 10^{-6} individueel overlijdensrisico per jaar in Figuur 4. Daarentegen zijn de gevolgen binnen de 10^{-6} contour ernstiger bij waterstof dan bij aardgas, zie hogere risico's voor zwarte curve vergeleken met de blauwe curve in Figuur 4. Als er iets dieper wordt gegraven naar de validatie van het model, dan valt op dat dit binnen NaturalHy beperkt is gevalideerd door maar slechts 1 proef met een aardgas-waterstof mengsel.

Sindsdien zijn in 2010 resultaten van 2 grote schaal experimenten gepubliceerd [2] van stralingsmetingen aan branden van ca 1 meter diep ingegraven, 60 bar waterstof pijpleidingen. Deze laten zien dat aardgas en waterstofbranden een gelijk stralingsniveau hebben bij gelijke energie-uitstroom. Interessant is een vertaalde quote uit de conclusie van deze publicatie: "In tegenstelling tot kleine (niet ingegraven) waterstofbranden werden zeer lichtgevend vlammen geproduceerd, met maximale vlamlengtes tot ongeveer 100m. Vergelijking van de resultaten met equivalente aardgas



resultaten wijzen op het zeer significante verschil in massastroom als functie van tijd en de veel sneller decompressie in de waterstof experimenten. Echter, de gemeten stralingsniveaus waren consistent met die gemeten tijdens een experiment met een soortgelijke (maar niet ingegraven) aardgasleiding, op momenten wanneer de energie uitstroom gelijk was.”

De energie-inhoud per volume-eenheid van waterstof is maar 1/3 van die voor aardgas, maar de geluidsnelheid is 3 maal zo hoog, Bij hoge drukverschillen, zoals bij een leidingbreuk, vindt de uitstroom plaats bij de geluidsnelheid. Dus aan het begin van het incident zal de energie uitstroom van aardgas en waterstof ongeveer gelijk zijn en dus ook nagenoeg eenzelfde effect. Door de grotere volume uitstroom en de lagere energiedichtheid van waterstof, zal de omvang van het gevolg van een incident bij een waterstofleiding veel sneller afnemen dan bij een incident onder soortgelijke omstandigheden in een aardgasleiding.

De voor waterstof en aardgas genoemde verschillen tussen regeltechnische faalkans en gevolg, evenals de nog erg beperkte experimentele informatie uit stralingsproeven voor waterstof, geven aan dat de veiligheid van buisleidingstransport van waterstof en aardgas/waterstof mengsels om extra aandacht vraagt. Op grond van de huidige regelgeving zou invoering van waterstof op grote problemen kunnen stuiten, terwijl kennis van faalgedrag en gevolgen aangeven dat de praktijk weleens minder ernstig zou kunnen zijn en zelfs gunstiger zou kunnen uitvallen.

3.6 Andere materialen

Behalve het reeds genoemde zal nog nader moeten worden nagegaan wat de lekdichtheid is van andere materialen dan staal, zoals met name de kunststof componenten als O-ringen, pakkingen, membranen e.d. Opname en diffusie van waterstof zal anders (groter) zijn dan voor aardgas. Zo is bijvoorbeeld de permeatie van waterstof door PolyEthyleen (PE) 5 keer zo hoog voor waterstof als voor aardgas. Hoewel dit natuurlijk tot een iets hoger volumeverlies van gas leidt is het energieverlies niet veel groter, en is overall het verlies nog steeds verwaarloosbaar klein. Dit wordt niet als probleem gezien, maar moet wel goed worden vastgelegd.

3.7 Discussie en conclusie

Het bestaande hogedruk gasnet van Gasunie biedt goede mogelijkheden voor transport van 100% waterstof en ook voor aardgas-waterstof mengsels. Speciale aandacht is nodig voor:

- Gasopslag en buffering (Linepack). Beide nemen af in energie-inhoud bij overgang van aardgas naar waterstof
- Monitoring van operationele condities om drukwisselingen te vermijden die scheurgroei veroorzaken in aardgasleidingen waarin waterstof wordt bijgemengd of die worden omgezet op 100% waterstof transport.
- Compressorstations. Bestaande compressoren zijn niet zonder meer geschikt voor 100% waterstof. De mate van aanpassing/vervanging zal moeten worden nagegaan.
- Meetstations. Er moet worden nagegaan of de huidige gasmeters voor zowel comptabel als operationele doeleinden nog geschikt zijn of moeten worden vervangen bij toevoeging van waterstof en bij inzet van 100% waterstof
- Externe veiligheid. Op grond van de huidige regelgeving zou invoering van waterstof op grote problemen kunnen stuiten, terwijl kennis van faalgedrag en gevolgen aangeven dat de praktijk weleens veel minder ernstig of zelfs gunstiger zou kunnen uitvallen.

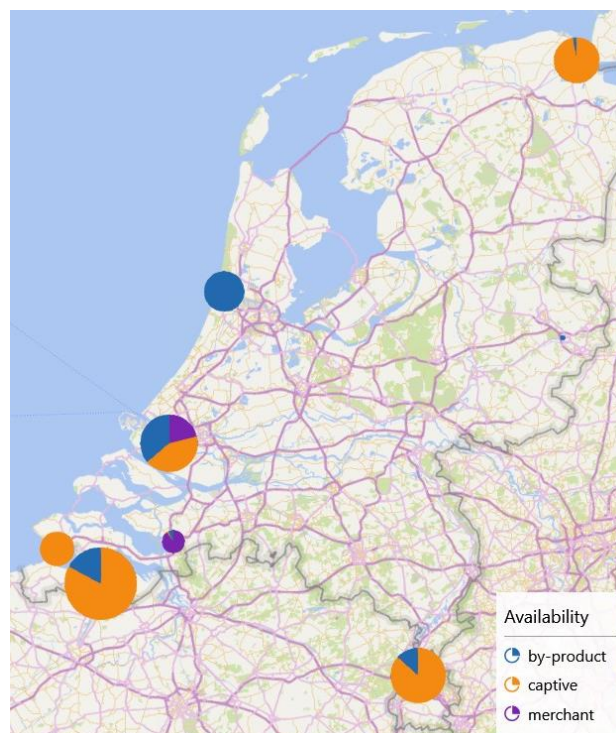
4 VRAAG EN AANBOD VAN WATERSTOF

4.1 Huidige vraag en aanbod

In de studie Roads2Hy.com [3] is een inventarisatie gemaakt van de waterstof productiecapaciteit in Europa. Nederland produceert jaarlijks ongeveer 10 miljard m³ waterstof en is daarmee, na Duitsland, de een na grootste producent in Europa. De totale Europese waterstof productie lag in 2007 op ongeveer 90 miljard m³. Deze hoeveelheid waterstof wordt met name gebruikt in de raffinage (50%) en productie van ammoniak (32%). In onderstaande figuur zijn hieruit de Nederlandse waterstof productie en vraag locaties weergegeven.

In de figuur wordt onderscheid gemaakt in 3 categorieën. De zogenaamde 'captive' bronnen omvatten processen die waterstof als grondstof gebruiken. Vooral de ammoniakfabrieken in Geleen en Zeeland, de raffinaderijen bij Rotterdam en Vlissingen en methanol fabriek in Delfzijl beschikken over grote productiecapaciteit voor waterstof, in totaal ongeveer 68% van de totale capaciteit in Nederland. Daarnaast wordt waterstof geproduceerd als bijproduct in een aantal processen zoals bijvoorbeeld in IJmuiden bij de staalproductie. De laatste categorie die onderkend wordt zijn de zogenaamde 'merchants'. Dit betreffen producenten die waterstof leveren aan andere industrieën. Nagenoeg alle huidige waterstofproductie is gebaseerd op fossiele bronnen. Meestal wordt aardgas gebruikt dat via steam methane reforming (SMR) wordt omgezet in onder andere waterstof.

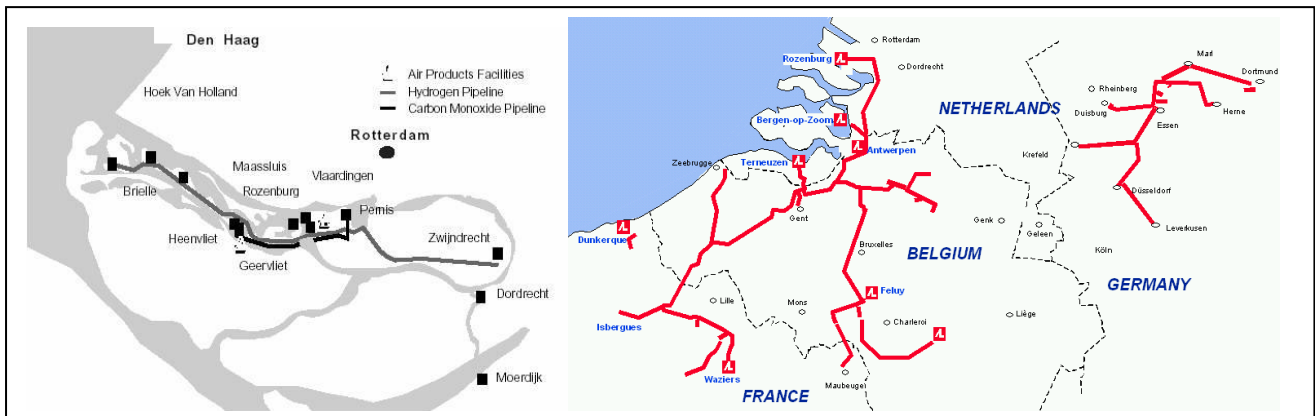
In Figuur 5 is de verdeling van de productie over de verschillende locaties aangegeven. In de regio Rotterdam/Zeeland zijn een aantal producenten en afnemers aan elkaar verbonden door een waterstofnetwerk. Air Liquide opereert het grootste Europese netwerk met een omvang van ongeveer 1000 km, dat zich uitstrekt over Noord Frankrijk, België en Zeeland/Rotterdam. Het systeem bestaat uit leidingen met een diameter van 154 mm en een bedrijfsdruk van ongeveer 100 barg [4]. Daarnaast heeft Air Products de beschikking over een pijpleidingsysteem van ongeveer 140 km in de regio Rotterdam. Beide netwerken zijn weergegeven in Figuur 6.



Figuur 5: Overzicht huidige Nederlandse waterstof productie [3]

Regio	Volume (miljard m ³ /jaar)
Delfzijl	1,3
Geleen	1,8
IJmuiden	1,0
Rotterdam/Zeeland	6,1
Totaal	10,2

Tabel 1 Waterstof productie volume per regio [3]



Figuur 6: Bestaande waterstofleidingen (links Air Products, rechts: Air Liquide)

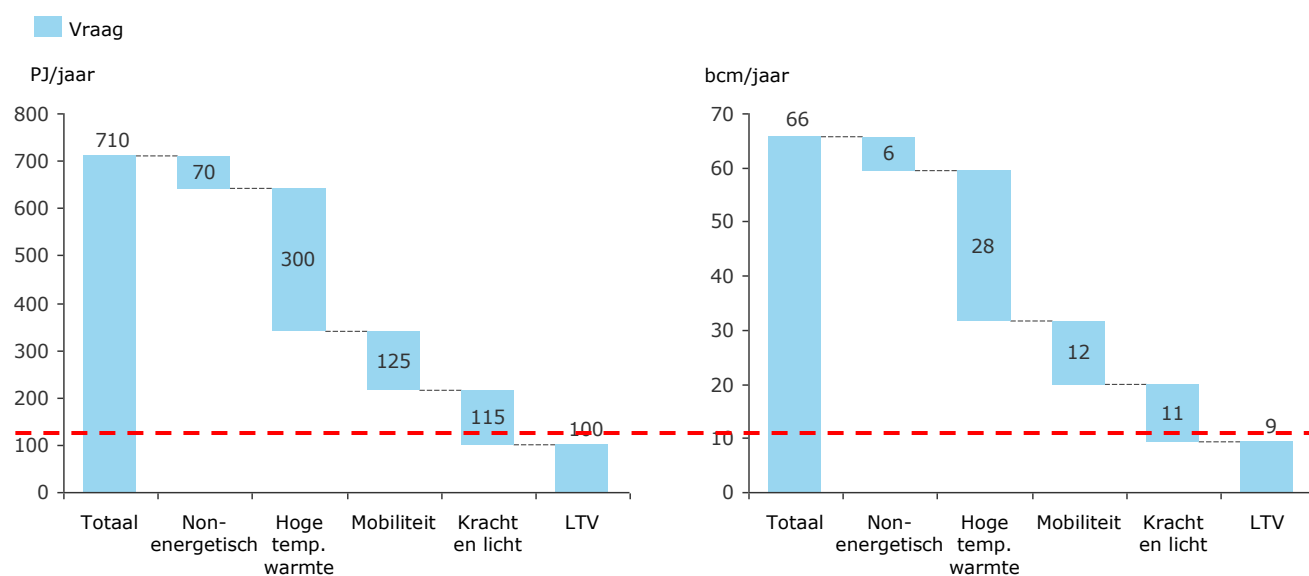
4.2 Potentiele vraag naar waterstof

Maximum potentieel

Met de klimaatverandering in het achterhoofd is nu een duidelijke trend ingezet naar een duurzamer energiesysteem. Hierbij wordt een aanzienlijke verschuiving voorzien van het gebruik van aardgas naar elektriciteit in ons energiesysteem. Dit als gevolg van ontwikkelingen als elektrisch rijden en toenemende verwarming van woningen en gebouwen door warmtepompen. Daarnaast verschuift het aanbod van fossiel naar meer duurzame bronnen waarbij winning van wind- en zonne-energie voornamelijk plaatsvindt met technologieën die elektriciteit opleveren.

Waterstof kan daarin een belangrijke rol spelen. In de huidige situatie wordt waterstof, zoals in de vorige paragraaf beschreven, gebruikt als grondstof in de industrie. Allereerst is de verwachting dat de wereldwijde behoefte aan kunstmest zal blijven groeien, terwijl de vraag naar raffinageproducten zoals diesel en benzine zal afnemen in het groeien naar een circulaire economie en met een toenemende groei van elektrisch vervoer. Ten tweede zal door strengere normen voor de CO₂ uitstoot, aardgas vervangen worden door duurzame brandstoffen zoals bijvoorbeeld waterstof.

Op basis van deze trends heeft ECN een inschatting gemaakt voor de technisch theoretisch potentiele vraag naar waterstof in Nederland [5]. Deze inschatting is in Figuur 7 weergegeven. Het gaat hierbij om een inschatting waarbij de ontwikkeling van de huidige non-energetische toepassing van waterstof is aangevuld met een zeer indicatieve inschatting voor diverse energetische toepassingen in Nederland. Hierbij is echter geen tijdslijn aangegeven. Daarnaast wordt ook geen uitspraak gedaan over de oorsprong van de waterstof. Het ingeschatte maximum potentieel wordt daarmee 710 PJ of 66 miljard m³ waterstof, ruim zes keer groter dan de huidige vraag.



Figuur 7: Indicatieve technisch theoretisch potentieel voor waterstof in Nederland [5]. De stippellijn geeft de huidige vraag naar waterstof aan.

Toelichting:

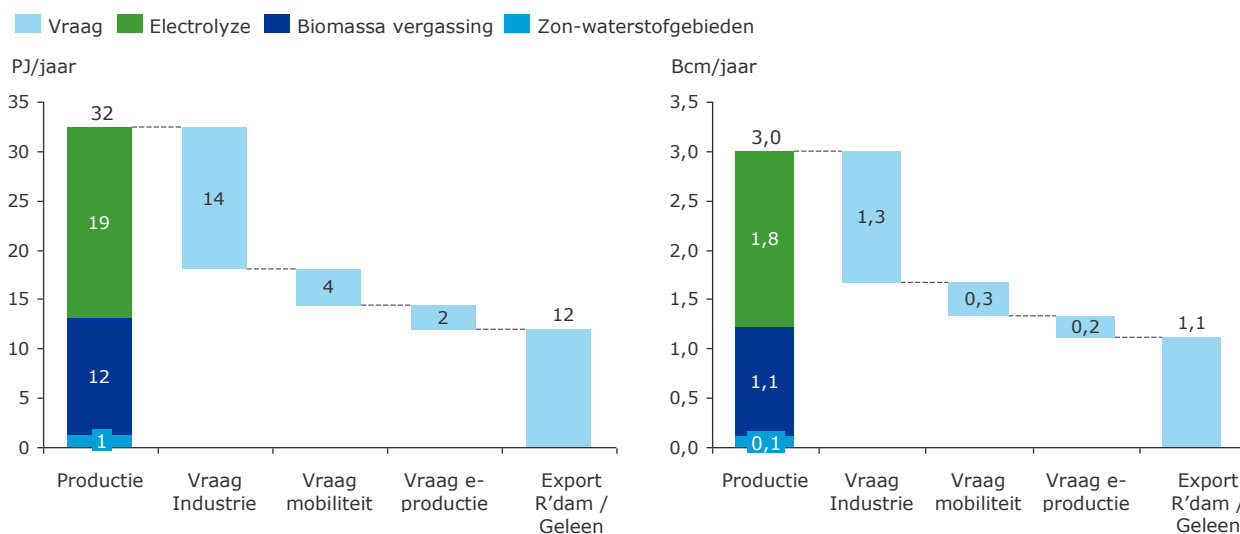
- Huidig non energetisch gebruik: gebruik van waterstof als grondstof voor de industrie, licht afnemend door afname in raffinageprocessen; inclusief gebruik in staalindustrie
- Hoge temperatuur verwarming: het omzetten van de hoge temperatuur verwarming (> 250°C) in de industrie van aardgas naar waterstof. De lagere temperaturen zullen door elektrische verwarming kunnen worden ingevuld.
- Mobiliteit: het vervangen van de huidige vraag naar diesel (250 PJ) door waterstof. Er wordt vanuit gegaan dat benzineauto's vervangen zullen worden door elektrische auto's op batterij technologie.
- Kracht en licht: waterstof in flexibele gascentrales en WKK's ter ondersteuning van de variabele productie van duurzame elektriciteit
- LTV: Lage temperatuur verwarming in de bebouwde omgeving waarin waterstof wordt gebruikt. In het scenario wordt uitgegaan van voornamelijk elektrische verwarming middels warmtepompen. Het equivalent van 2 miljoen huishoudens maakt in deze verkenning gebruik van waterstof voor de verwarming.

Deze cijfers zijn zeer indicatief. Voor mobiliteit en LTV neigen de huidige "mainstream" visies meer naar all-electric oplossingen waardoor het waterstofpotentieel waarschijnlijk lager zal zijn. Daarentegen zou het potentieel voor non-energetisch gebruik ook hoger uit kunnen vallen door nieuwe duurzame chemische industrie (bijvoorbeeld bio-based synthetische brandstoffen) en "low-carbon" staalproductie.

Visie Noordelijke InnovationBoard

In April 2017 heeft de Noordelijke InnovationBoard (NIB) haar visie voor de groene waterstofeconomie in Noord Nederland gepubliceerd [6]. Zij ziet een unieke kans in Noord-Nederland om een groene waterstof economie tot ontwikkeling te brengen, vanwege de grootschalige groene elektriciteitsproductie via offshore wind, kennisinfrastructuur, chemie cluster en import capaciteit voor gas en elektriciteit. In deze high level routekaart wordt voorzien in grootschalige groene waterstof productie in de regio die deels lokaal wordt gebruikt, deels wordt geëxporteerd. Figuur 8 geeft een overzicht van de productie en

afname in 2030 voor Noord Nederland. Volgens de NIB zal van de 32 PJ¹ die jaarlijks in Noord Nederland (duurzaam) wordt geproduceerd, 12 PJ, een equivalent van 1.1 miljard m³ waterstof, worden getransporteerd middels de bestaande gasinfrastructuur naar andere delen van Nederland. Voorzien wordt dat het waterstof naar Rotterdam of Geleen/Ruhrgebied gebracht zal worden, alwaar het verder ingezet kan worden in de industrie ter vervanging van aardgas of grijze waterstof. De lokale vraag in de industrie ('Vraag Industrie' in Figuur 8) komt overeen met de huidige productie van grijze waterstof in het chemie cluster Delfzijl. De NIB schat in dat de totale Nederlandse waterstofmarkt in 2030 een omvang van ongeveer 250 PJ/jaar heeft, een ruime verdubbeling van de huidige vraag.



Figuur 8: Inschatting Noordelijke Innovation Board voor de productie en vraag naar waterstof in Noord Nederland in 2030

4.3 Discussie en conclusie

Op basis van de inschatting van ECN en de plannen van de Noordelijke Innovation Board kan gesteld worden dat de vraag naar (groene) waterstof de komende jaren zal stijgen. Het gebruik van waterstof wordt vooral voorzien in de industrie, maar ook in de mobiliteit en bebouwde omgeving. Daarmee zijn de bestaande clusters in Noord-Nederland en Rotterdam/Zeeland uitermate geschikt als eerste gebieden waar waterstof een belangrijke rol gaat spelen. De havens kunnen als aanlandingspunt gebruikt worden voor de toekomstige offshore wind gebieden in de Noordzee en kunnen als haven een hub vormen voor waterstoftransport via schepen. In [7] wordt een beeld geschetst voor het decarboniseren van de industrie in de Rotterdamse haven, waarin waterstof een belangrijke rol speelt. Zij ziet een belangrijker rol voor het bestaande waterstofnetwerk tussen het cluster Rotterdam/Zeeland en België/Noord-Frankrijk (Figuur 5). Een koppeling van de clusters Rotterdam/Zeeland met Noord-Nederland via een noordelijke route (Friesland/Noord Holland) kan een koppeling maken met de productie in IJmuiden en de flexibele opslagcapaciteit in cavernes in Noord-Nederland.

Uit de analyse van de huidige productiecapaciteit wordt ook duidelijk dat een derde grote industriële afnemer zich bevindt in de regio Geleen. Voor het vergroenen van deze industrie zou groene waterstof vanuit Noord-Nederland en Rotterdam naar Limburg en het achterliggende Ruhrgebied getransporteerd moeten worden.

¹ 32 PJ/jaar komt overeen met 270.000 ton/jaar, uitgaande van een energie inhoud van 120 MJ/kg voor waterstof.

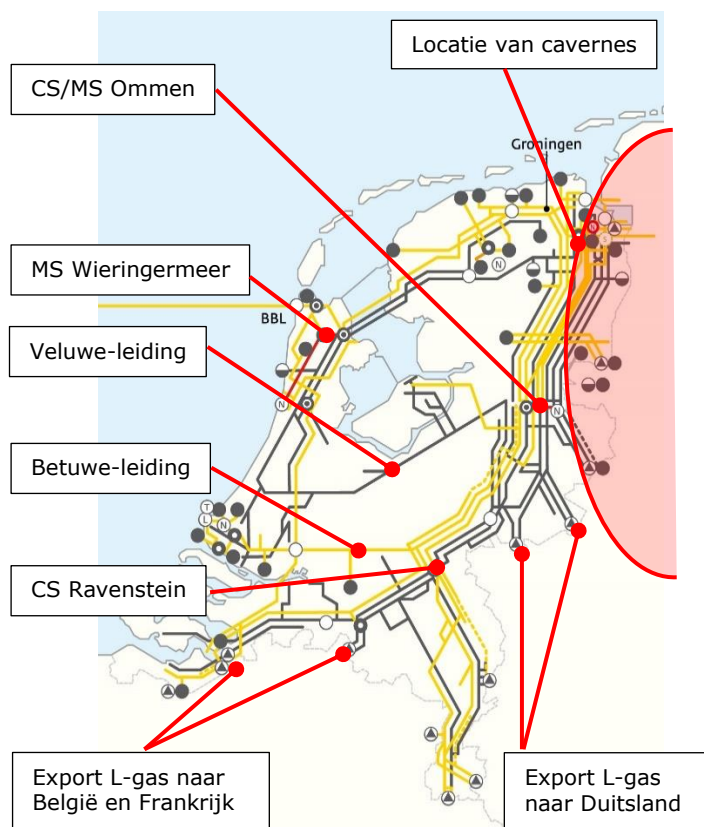
5 INTRODUCTIE WATERSTOF IN NEDERLANDSE AARDGASSYSTEEM

Door het Nederlandse hogedruk aardgassysteem worden op hoofdlijnen twee verschillende gaskwaliteiten getransporteerd: laagcalorisch oftewel Groningen-gas (aangeduid met L-gas of G-gas) en hoogcalorisch gas (H-gas). Zoals de naam doet vermoeden, is de energie-inhoud van het laagcalorische gas lager dan dat van hoogcalorisch gas. Het laagcalorische gas wordt voornamelijk gebruikt in de huishoudelijke en commerciële markt in Nederland. Het gas wordt door GTS geleverd aan de verschillende distributiebedrijven die het vervolgens naar de eindverbruikers vervoeren. Laagcalorisch gas wordt ook geëxporteerd naar Duitsland, België en Frankrijk. Hoogcalorisch gas wordt met name gebruikt in de industrie en elektriciteitscentrales, en getransporteerd naar onze buurlanden.

Beide gassoorten worden gescheiden van elkaar vervoerd in verschillende leidingen en op druk gebracht door verschillende compressoreenheden. In Figuur 9 zijn de hoofdleidingen van het Nederlandse aardgassysteem gestileerd weergegeven.

De geelgekleurde leidingen in deze figuur vormen het hogedruk H-gas netwerk. De zwartgekleurde betreffen het hogedruk G-gas netwerk. Een aantal leidingen kunnen worden omgezet om bijvoorbeeld H-gas in plaats van G-gas te transporteren en andersom. Zo kan het efficiënter zijn om in de zomerperiode, wanneer de vraag naar G-gas lager is door de temperatuursafhankelijkheid van deze markt, G-gasleidingen om te zetten naar H-gas. Dit vergt echter wel de nodige tijd en kan dus niet op dag-basis gebeuren.

Figuur 9 laat nog een aantal andere kenmerken zien van het Nederlandse systeem. Het oostelijke deel van Nederland heeft een hoger aantal grote transportleidingen dan het westelijke deel van Nederland. Dit is deels historisch gegroeid door de vondst van het Groningen-veld en de export naar Duitsland, België en Italië.



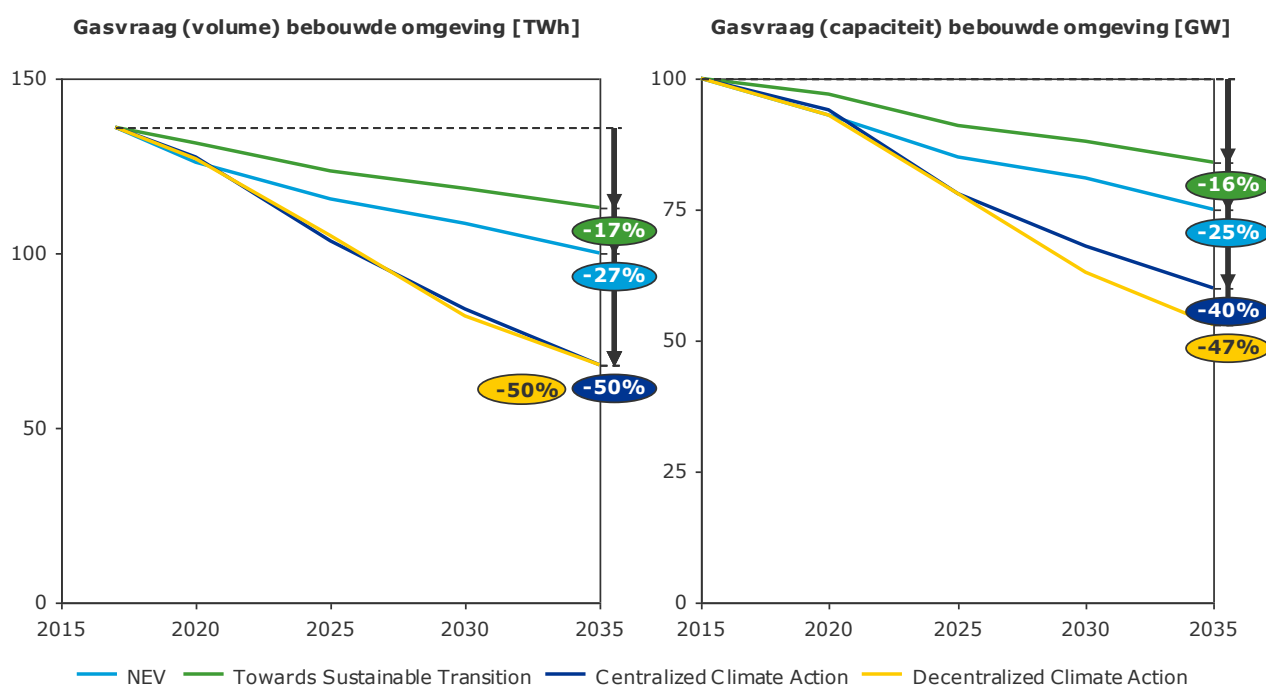
Figuur 9: Gestileerde weergave van het Nederlandse aardgassysteem. De gele leidingen zijn bedoeld voor het transport van H-gas; de zwarte leidingen voor G-gas

5.1 Binnenlandse G-gasvraag

Een groot gedeelte van de Nederlandse G-gasvraag is in de randstad. Kijkend naar het G-gassysteem (zwarte leidingen) dan valt te zien dat er een aantal leidingen vanuit Groningen naar het ringsysteem in de randstad lopen. Zo lopen er een tweetal leidingen door het IJsselmeer die via Noord-Holland en daar gelegen ondergrondse bergingen en het mengstation in Wieringermeer, G-gas naar het ringsysteem

vervoeren. Daarnaast loopt er via het meng- en compressorstation in Ommen de zogenaamde Veluweleiding om eveneens West-Nederland van G-gas te voorzien.

Ten aanzien van de toekomstige gasvraag voor huishoudelijke en commerciële eindverbruikers gaat GTS uit van een daling van ongeveer 1% per jaar in hun 'Towards Sustainable Transition' scenario [8]. De Nationale Energie Verkenning veronderstelt een daling van 1,7% per jaar in de gasvraag. Beide klimaatscenario's van GTS ('Centralized Climate Action' en 'Decentralized Climate Action') gaan uit van een daling in de gasvraag in de bebouwde omgeving van 3,8% per jaar. De daling in de benodigde piekvraag—bepalend voor de capaciteit van het netwerk—volgt in grote lijnen de daling in het volume onder deze scenario's. Echter, in beide klimaat scenario's is de daling in de piekvraag respectievelijk 40% en 47% in plaats van 50%. De capaciteit daalt in deze scenario's dus minder snel dan het volume.



Figuur 10: Geschatte ontwikkeling gasvraag bebouwde omgeving

Uitgaande van deze voorspellingen is niet eenduidig vast te stellen vanaf welk jaar de vraag naar gas (en capaciteit) voldoende is afgenomen om één van de huidige leidingen tussen Groningen en de randstad vrij te spelen voor het vervoer van waterstof.

5.2 Export van L-gas

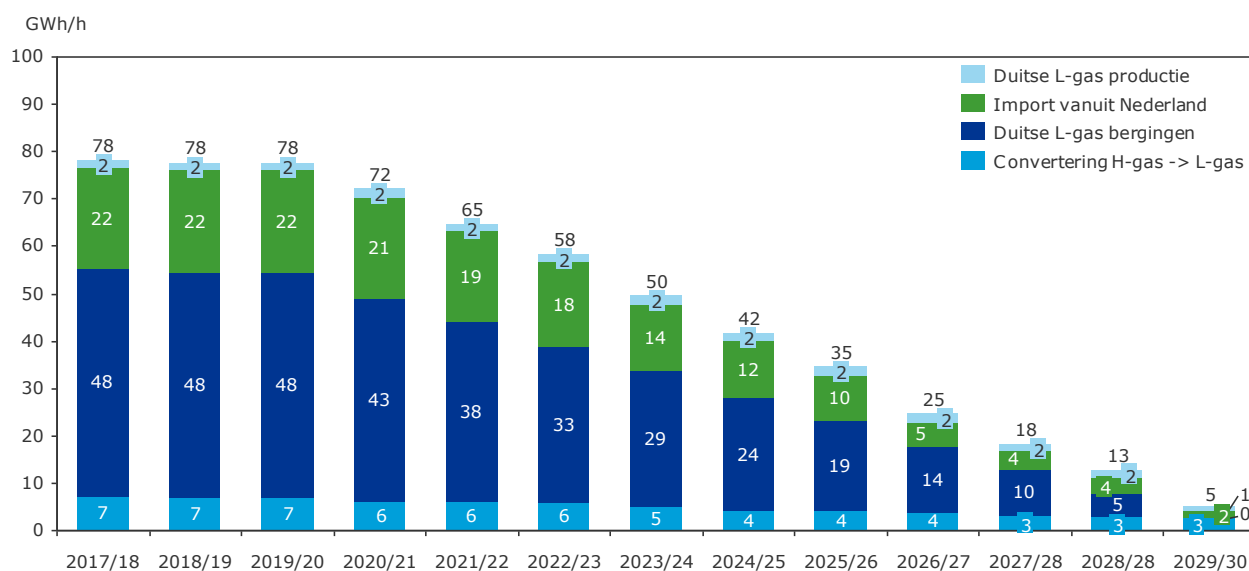
Naast de gasvraag in de randstad vindt er ook export van laagcalorisch gas plaats naar Duitsland, België en Frankrijk². De export naar Duitsland bedraagt ongeveer 18 miljard m³ op jaarbasis, voornamelijk via grenspunten bij Winterswijk, Zevenaar en Oude Statenzijl (Groningen). De export naar België en Frankrijk bedraagt tussen de 9 en 10 miljard m³ per jaar.

Echter, de drie landen zijn, op verzoek van Nederland, van plan om geleidelijk, met zo'n 10% per jaar, de vraag naar L-gas af te bouwen en de verbruikers over te zetten naar H-gas. Deze ontwikkeling is in Duitsland reeds begonnen en zal naar verwachting vanaf 2020 ook in België en Frankrijk grootschalig

² Dit gas heeft een iets hogere kwaliteit dan gas uit het Groningenveld en wordt daarom aangeduid als L-gas.

worden opgepakt. Het plan is om tegen 2030 geen verbruikers van L-gas in deze landen meer te hebben. Dit betekent ook dat de capaciteit benodigd voor het vervoer van L-gas naar deze landen geleidelijk zal afnemen. Dit wordt ondersteund door de laatste schattingen gegeven voor het Duitse netwerkontwikkelingsplan (zie Figuur 11). In deze figuur wordt de aanbodcapaciteit voor de voorziening van de Duitse L-gasmarkt weergegeven. Het bestaat uit:

- Eigen productie van L-gas in Duitsland ("Duitse L-gas productie").
- Import van L-gas vanuit Nederland, dit is dus export van Nederlands L-gas naar Duitsland ("Import vanuit Nederland")
- De capaciteit die geleverd kan worden door bergingen in Duitsland die gebruikt worden voor L-gas ("Duitse L-gas bergingen")
- Convertering van H-gas naar L-gas in Duitsland met lokale middelen ("Convertering H-gas -> L-gas")



Figuur 11: Aanbod van L-gas importcapaciteit vanuit Duits perspectief

Dit figuur laat dus ook zien dat de export vanuit Nederland naar Duitsland van L-gas (groen) sterk zal afnemen in de komende 13 jaar. Deze vrijkomende gasleidingen kunnen op termijn ingezet worden voor waterstoftransport. Tevens kunnen nieuwe H-gas transporten door deze leidingen een goed alternatief zijn. Echter, er wordt opgemerkt dat de vraag naar gas in Duitsland niet in gelijke mate zal afnemen. Immers de huidige gebruikers van L-gas worden overgezet naar H-gas en niet naar een andere energiedrager³. Zoals eerder aangegeven vormen de leidingen op zich geen beperking om een andere gassoort te kunnen transporteren. En aangezien deze leidingen al bestaan, zou de aanvoer van H-gas naar Duitsland via deze bestaande leidingen een kostenefficiënte oplossingen kunnen zijn (als alternatief voor het aanleggen van nieuwe infrastructuur in Duitsland) [9].

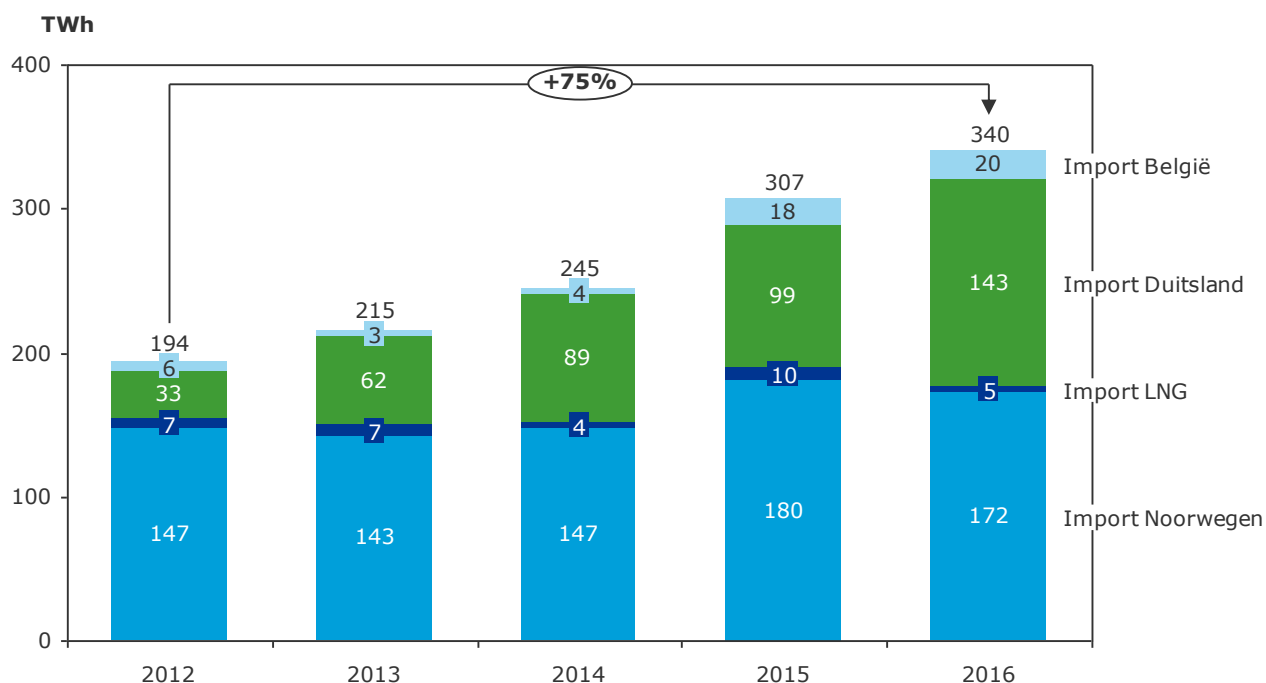
Hoewel de situatie in België en Frankrijk minder concreet is, kan vooralsnog op basis van de huidige plannen een soortgelijk verloop worden verondersteld. Ook op dit traject zal dus tegen 2030 capaciteit vrijkomen wanneer deze niet wordt ingevuld door vervangende H-gas leveringen.

³ Sterker nog, tussen het jaar 2000 en het jaar 2015 is het aandeel van huishoudens dat wordt verwarmd met aardgas gegroeid van 45% naar 49% voornamelijk ten koste van olie [11].

5.3 Het H-gassysteem

In tegenstelling tot het G-gassysteem wordt het H-gassysteem ook voor een groot gedeelte gebruikt voor transitostromen. Transitostromen zijn gasstromen die worden doorgevoerd door het Nederlandse net en dus zowel een buitenlandse herkomst als -bestemming hebben. Het gebruik van het H-gassysteem is daarom niet enkel afhankelijk van de binnenlandse vraag, maar ook van de balans tussen de vraag naar en het aanbod van gas in omringende landen. Dat door de sterk teruglopende binnenlandse gasproductie in Noordwest-Europa meer noodzaak ontstaat om gas uit andere locaties te halen en dat daarmee transitostromen toenemen, is niet onwaarschijnlijk.

In de afgelopen jaren is de relatie tussen de binnenlandse vraag naar gas en het gebruik van het H-gassysteem toegenomen. Door de teruggang van Groningen-productie moet er meer H-gas worden gemengd met stikstof voor de productie van (pseudo) G-gas. De import van H-gas is daarom ook sterk toegenomen. Figuur 12 laat deze ontwikkeling zien [8]. De totale H-gasimport is over de getoonde 5 jaar met 75% toegenomen.



Figuur 12: H-gasimport naar land van oorsprong

5.4 Mogelijkheden tot bijmengen van waterstof

Huidige situatie

Op dit moment zijn de mogelijkheden voor het mengen van waterstof met aardgas beperkt. Deze beperking komt zowel door de wettelijke eisen aan aardgaskwaliteit als de mogelijkheden van bestaande eindgebruikersapparatuur.

Wettelijk gezien is de maximale hoeveelheid waterstof toegestaan in het hogedruk aardgastransportsysteem van Nederland op dit moment 0,02 mol%. Deze eis geldt als voornaamste beperking voor het mengen van waterstof in het aardgassysteem.

Daarnaast zijn er beperkingen aan de mogelijkheden van bestaande apparatuur en de daarvoor gestelde regelgeving [10].

- Voor stalen tanks in aardgasauto's stelt de VN/ECE Reglement nr. 110⁴ dat de maximaal toelaatbare hoeveelheid waterstof 2 vol% is.
- Voor gasturbines geldt dat het gros van de huidige geïnstalleerde gasturbines zijn ontworpen voor waterstoffracties van 1 vol% of minder. Dit kan waarschijnlijk worden verhoogd naar 5 vol% met kleine aanpassingen aan de turbines. Voor nieuwe turbines geldt dat deze fractie naar 15 vol% zou kunnen.
- Voor gasmotoren wordt over het algemeen aanbevolen de waterstofconcentratie te beperken tot 2 vol%. Motoren met geavanceerde motormanagementsystemen zouden hogere concentraties tot 10 vol% aankunnen wanneer het methaangetal van het aardgas/waterstof-mengsel boven het gespecificeerde minimum blijft.

De mogelijkheden voor het bijmengen van waterstof in aardgas zijn dus op dit moment beperkt. Eindverbruikersapparatuur zal moeten worden aangepast of vervangen, met name wanneer hogere percentages waterstof dan nu toegestaan worden toegevoegd aan het aardgas.

Transitie naar 20% - 50% - 100% waterstof

Mogelijkheden zullen daarom moeten worden gezocht in specifieke delen van het netwerk die kunnen worden geïsoleerd van het hele netwerk, waarna de afnemers een hoger percentage (20% - 50% - 100%) moeten kunnen accepteren. Dit is afhankelijk van de apparatuur opgesteld bij deze eindgebruikers, welke het specifieke waterstof-aardgasmengsel moeten kunnen accepteren. Hoewel er veldtesten zijn geweest waarin huishoudelijke verwarmingsapparatuur zijn gevoed met een waterstof-aardgasmengsel tot 20%, zal dit per afnemer moeten worden nagegaan. Dit geldt waarschijnlijk in een nog sterkere mate voor industriële apparatuur (feedstock, branders, motoren en turbines). Op dit moment vindt er onderzoek plaats naar flexibele branders die verschillende gasmengsels kunnen ontvangen.

Een voorbeeld van een geïsoleerde leiding waarin alle eindgebruikers worden aangepast, is de Green Deal rondom de levering van een waterstof-aardgasmengsel aan Yara en ICL-IP vanuit de fabriek van Dow Chemical in Terneuzen. Het waterstof-aardgasmengsel is op dit moment een bijproduct van het productieproces van Dow Chemical; voor Yara en ICL-IP zijn het daarentegen waardevolle grondstoffen. Voor het vervoer van het waterstof-aardgasmengsel van Dow Chemical naar Yara en ICL-IP wordt gebruik gemaakt van een gasleiding. Voor het mogelijk maken van deze gasleiding onder de huidige regelgeving zal deze bedreven worden vanuit Gasunie Waterstof Services (GWS).

Een andere mogelijkheid is het scheiden van waterstof en aardgas op de afnamepunten in het HTL. Door een scheiding toe te passen kan het transportnet worden gebruikt om waterstof gemengd met aardgas te transporteren en hoeft de eindgebruikersapparatuur niet aangepast te worden. Om het waterstof-aardgasmengsel uit het HTL te scheiden, zodat er aardgas overblijft met een gaskwaliteit geschikt voor de bestaande toepassingen, dient rekening gehouden te worden met de volgende aspecten:

- Op het HTL zijn circa 80 Meet- en Regelstations (M&R-stations) aangesloten waarbij het gas van het hogedruk net naar het regionale net wordt getransporteerd. Het gaat hier per M&R-station om volumes van 200.000 tot 300.000 Nm³/uur. Op elk van deze M&R-stations langs het gekozen HTL-traject zal dan een gasscheider geplaatst moeten worden.

⁴ Reglement nr. 110 van de Economische Commissie voor Europa van de Verenigde Naties (VN/ECE) — Uniforme bepalingen voor de goedkeuring van: I. Specifieke onderdelen van motorvoertuigen die gecompriemd aardgas (cng) en/of vloeibaar aardgas (lng) als brandstof gebruiken, II. Voertuigen met betrekking tot de installatie van specifieke onderdelen van een goedgekeurd type voor het gebruik van gecompriemd aardgas (cng) en/of vloeibaar aardgas (lng) als brandstof [2015/999]

- In het NaturalHy project is onderzoek gedaan naar het scheiden van waterstof van aardgas op basis van membraantechnologie [1]. Via deze technologie kan relatief zuiver waterstof uit een mengsel van waterstof en aardgas gehaald worden voor gebruik in brandstofcellen. Door de beperkte capaciteit in deze processen, wordt het echter niet gezien als een methode om waterstof volledig uit een aardgasstroom in een transportnet te verwijderen zodat het aardgas weer van dezelfde kwaliteit is en dus geschikt voor de huidige eindgebruikersapparatuur.
- De meest geschikte technologie voor een dergelijke debieten en drukken is momenteel nog alleen Pressure Swing Absorptie (PSA). Deze technologie is beschikbaar voor het scheiden van waterstofrijke gasstromen⁵.
- De omvang van een PSA-installatie voor de genoemde volumestromen is naar alle waarschijnlijkheid groter dan de afmeting van een typisch M&R-station en de daar beschikbare ruimte. Daarnaast moet onderzocht worden of de uitgaande stromen op de juiste druk zijn of dat deze verder gecomprimeerd dienen te worden, de vergunning aangepast dienen te worden en zal een inschatting van de energie- en verwijderingskosten gemaakt moeten worden. Als in een transitieperiode de concentratie waterstof in een HTL-tracé toeneemt, moet mogelijk de scheidingsinstallatie gedurende deze periode aangepast worden. Gezien de benodigde aanpassingen aan de bestaande M&R-stations, lijkt de toepassing van PSA-technologie niet geschikt om grootschalig in het netwerk toe te passen.
- Er moet worden vastgesteld welke partij verantwoordelijk is voor de gasscheiding en daarmee kwaliteitsconversie van de gasstromen.

Naast het isoleren van een bepaald gedeelte van het bestaande gasnetwerk of het bijmengen van waterstof in aardgas, zou een zogenaamde 'pipe-in-pipe' concept kunnen worden overwogen. Binnen dit concept wordt een nieuwe leiding in een bestaande pijpleiding geschoven. Een dergelijk concept gaat overigens wel gepaard met vele aanpassingen aan bestaande stations (afsluiter-locaties) en de vraag is dan ook of dit concept goedkoper is dan het aanleggen van een volledig nieuwe leiding.

5.5 Discussie en conclusie

Welke transportroutes binnen het hogedruk gasnet kunnen worden gebruikt in de komende decennia, is afhankelijk van de vraag en aanbod van aardgas. Kijkend naar de huidige prognose van de productie van G-gas uit het Groningen-veld en de beschikbaarheid van G-gas opslagen (bergingen en cavernes), kunnen er op basis van een door GTS uitgevoerd quick scan op termijn HTL-leidingen op basis van de huidige inzichten eventueel vrijgespeeld worden in het GTS-netwerk. Bij het gebruik maken van het GTS-netwerk zullen zeer waarschijnlijk aanpassingen moeten worden gemaakt zoals bijvoorbeeld het isoleren van leidingen en het vervangen van centrifugaal-compressoren door zuiger-compressoren. Een alternatieve transportroute die zich in de tijd gezien het eerst voordoet is transport van waterstof naar het Ruhrgebied in Duitsland. Een door GTS nog uit te voeren diepgaande analyse op basis van een concrete transport aanvraag zal een definitieve route moeten vaststellen voor waterstof transport in het huidige gastransportnet.

⁵ Zie bijvoorbeeld: https://www.linde-engineering.com/internet.global.lindeengineering.global/en/images/HA_H_1_1_e_09_150dpi_NB19_6130.pdf?v=3.0

6 BIBLIOGRAFIE

- [1] NaturalHy, "Preparing for the hydrogen economy by using the existing natural gas system as a catalyst," SES6/CT/2004/502661, 2010.
- [2] M. Acton and et. al., "Large scale experiments to study hydrogen pipeline fires," in *IPC2010-31391*, Calgary, Canada, 2010.
- [3] Roads2Hy.com, "Deliverable 2.1: PART II: Industrial surplus hydrogen and markets and production," 2007.
- [4] Tebodin, "QRA leidingen Air Liquide," 2005.
- [5] ECN, "Notitie: Indicatieve potentiële vraag naar waterstof," 2017.
- [6] Van Wijk, "De Groene Waterstofeconomie in Noord Nederland," 2017.
- [7] Wuppertal Institut, "Decarbonization Pathways for the Industrial Cluster of the Port of Rotterdam," 2016.
- [8] GTS, "Netwerkontwikkelingsplan 2017," 27 juli 2017.
- [9] DNVGL, "Transportalternatieven NL - H-Gas-Transportmogelijkheden onder Einbeziehung des niederländischen Fernleitungsnetzes," 4 juli 2017.
- [10] K. Altfeld and D. Pinchbeck, "Admissible Hydrogen Concentrations in Natural Gas Systems," CREG.
- [11] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, "Energiedaten," BDEW, 01 01 2017. [Online]. Available: https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten#cat/Daten%2FGrafiken%5CEnergie%20allgemein%5CEnergiedaten%5C2.%20Gasversorgung/2-9-beheizungsstruktur-des-wohnungsbestandes-de. [Accessed 31 10 2017].



About DNV GL

Driven by our purpose of safeguarding life, property and the environment, DNV GL enables organizations to advance the safety and sustainability of their business. We provide classification and technical assurance along with software and independent expert advisory services to the maritime, oil & gas and energy industries. We also provide certification services to customers across a wide range of industries. Operating in more than 100 countries, our professionals are dedicated to helping our customers make the world safer, smarter and greener.