

TNO PUBLIEK

Energy & Materials TransitionWesterduinweg 3
1755 LE Petten
P.O. Box 15
1755 ZG Petten
The Netherlandswww.tno.nl

T +31 88 866 50 65

TNO-rapport**TNO 2023 R10343 | Eindrapport****Waterstofverbranding en stikstofemissies**

Datum	14 april 2023
Auteur(s)	Pieter Kroon
Aantal pagina's	73 (inclusief bijlagen)
Aantal bijlagen	1
Opdrachtgever	Ministerie IenW
Projectnaam	TNO Milieuonderzoeksubsidie 2022
Projectnummer	060.46145

Alle rechten voorbehouden.

Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

© 2023 TNO

TNO PUBLIEK

Inhoudsopgave

	Samenvatting	4
1	Inleiding	6
2	Afbakening	8
2.1	Waterstof als brandstof.....	8
2.2	Andere eigenschappen waterstof	11
3	Wetgeving.....	12
3.1	Eisen aan CV-ketels (≤ 400 kW)	12
3.2	Eisen aan ruimteverwarmingstoestellen (≤ 50 kW of ≤ 120 kW).....	12
3.3	Europese eisen aan ketels (tussen de 400 kW en 1 MW)	13
3.4	Vergunningplicht voor kleine installaties op waterstof.....	13
3.5	Het Activiteitenbesluit milieubeheer (Abm).....	14
3.5.1	Middelgrote stookinstallaties op een standaard brandstof	14
3.5.2	Middelgrote stookinstallaties op een niet-standaard brandstof	15
3.5.3	Grote stookinstallaties	15
3.5.4	Andere installaties	16
3.6	Besluit Activiteiten Leefomgeving (Bal)	16
3.6.1	Middelgrote stookinstallaties	16
3.6.2	Grote stookinstallaties	17
3.7	BREF LCP 2017	17
3.8	BREF LVOC 2017	18
4	Warmwaterketels/CV-ketels kleiner of gelijk aan 400 kW	19
4.1	Deels op waterstof	19
4.2	Volledig op waterstof	21
4.3	Openhaard op waterstof	24
4.4	Conclusies kleine installaties	25
5	Ketels en fornuizen.....	26
5.1	Deels op waterstof	26
5.2	Volledig op waterstof	28
5.3	Conclusies over branders op waterstof	35
6	Gasturbines.....	37
6.1	Ontwikkeling richt zich op steeds hogere waterstof percentages	37
6.2	Conclusies rond waterstof in gasturbines.....	42
7	Gasmotoren.....	44
7.1	Gasmotoren op 100% waterstof in ontwikkeling	44
7.2	Conclusies over gasmotoren op waterstof	47
8	Brandstofcellen.....	48
8.1	NO _x -emissie hangt af van de naverbranding.....	48
8.2	Conclusies brandstofcellen.....	50

9	Conclusies	51
10	Literatuur	53
11	Ondertekening	67
A	Ammoniak als brandstof	68
A.1	Ammoniak als brandstof	69
A.2	Gasmotoren op ammoniak	71
A.3	Industriële branders op ammoniak	72
A.4	Ammoniak in gasturbines	73
A.5	Conclusies Ammoniak	74

Samenvatting

De verwachting is dat er door de noodzakelijke verduurzaming van de energievoorziening de komende jaren steeds meer waterstof als brandstof gebruikt gaat worden. Voorkomen moet worden dat het gebruik van waterstof als brandstof ten koste gaat van de reductie van NO_x-emissies.

Waterstof heeft een grotere vlamsnelheid dan aardgas. Ook heeft het bij verbranding per eenheid van energie minder zuurstof nodig. Als hier geen maatregelen voor genomen worden, leidt dit (bij gelijke luchtvermaat) tot hogere vlamtemperaturen en daarmee ook tot hogere NO_x-emissies dan bij aardgasverbranding. In dit rapport is onderzocht wat de stand van zaken is bij waterstofverbranding in diverse type installaties en bij verschillende fabrikanten. De algemene conclusie is dat het goed mogelijk is om tot vergelijkbare NO_x-emissies als met aardgasverbranding te komen.

In dit rapport is allereerst naar Europese en Nederlandse wetgeving gekeken. Hieruit blijkt dat er vaak al uitstootnormen zijn voor andere gassen dan aardgas. Hoewel er, bijvoorbeeld voor ketels van 1 MWth en groter, wel bredere emissiegrenswaarden zijn, waar waterstof onder valt, zijn er geen specifieke normen voor waterstof of voor mengsels van aardgas met een hoog percentage waterstof. Meer bekendheid van de huidige en toekomstige Nederlandse-eisen is overigens wel gewenst, omdat fabrikanten zich bij hun onderzoek en ontwikkeling vooral richten op het voldoen aan de soms ruimere "Europese" eisen aan aardgas. Door de vlucht die waterstof als brandstof kan nemen is het goed om te kijken of emissiegrenswaarden geactualiseerd of aangepast moeten worden. Omdat waterstof een kleiner (droog) rookgasvolume heeft per eenheid van energie leidt een gelijke emissieconcentratie of emissie-eis in mg/Nm³, bij hetzelfde zuurstofgehalte in het rookgas, bij waterstofverbranding tot een lagere uitstoot dan bij aardgasverbranding.

Voordat op de diverse installaties ingegaan wordt zijn er een aantal waarnemingen te melden:

- Op basis van de gevonden informatie kan worden gesteld, dat als men de techniek van waterstofverbranding goed beheerst, vergelijkbare emissiereductietechnieken toepasbaar zijn als bij aardgas.
- In Europa worden op diverse plekken stappen gezet om 20% waterstof (~8% op energiebasis) in het aardgasnet mogelijk te maken. Dit lijkt bij veel installaties, na testen, niet tot problemen op het gebied van veiligheid, levensduur of sterk toenemende NO_x-emissies te lijden.
- Fabrikanten verwachten niet dat 100% waterstof continue beschikbaar zal zijn. Daarom richt men zich op systemen die zowel 100% aardgas, 100% waterstof alsook mengsels goed kunnen verbranden. Goede verbranding en lage NO_x-emissies over dit hele werkgebied, maakt het realiseren van lage NO_x-emissies extra complex.
- De verwachting is dat er ruim voor 2030 voor de meeste installaties die nu aardgas gebruiken (retrofit) oplossingen beschikbaar zijn om naar waterstof over te schakelen. Er wordt ook gesproken over nieuwe waterstof ready apparaten, die te zijner tijd eenvoudig zijn om te bouwen.
- Tenslotte kan opgemerkt worden dat de overgang van aardgas naar waterstof met de nodige kosten gepaard zal gaan. Het gelijktijdig realiseren van lage NO_x-emissies, zal hierin maar een beperkte kostenpost zijn.

Conclusies per type installatie

Bij CV-ketels < 400 kW op waterstof worden NO_x-emissieniveaus gerapporteerd die op minder dan de helft liggen van Europese Ecodesign richtlijn (omgerekend 61 mg NO_x/Nm³ bij 3% O₂). Dit is niet zo verwonderlijk als bedacht wordt dat veel Nederlandse CV-ketels op aardgas ook al een veel lagere emissie hebben. De mogelijkheden voor Nederland om eigen (strenger) beleid te voeren bij installaties die onder de Ecodesign richtlijn vallen zijn overigens beperkt omdat dit al snel als handelsbeperking kan worden opgevat.

Voor branders in ketels, fornuizen en overige installaties kan op basis van de gevonden informatie worden gesteld dat als men het verbrandingsproces eenmaal goed beheerst, met aardgas vergelijkbare reductiemaatregelen toegepast kunnen worden. De Europese BREF-LCP (Best Reference document for large combustion plants) noemt bij aardgas voor de beste beschikbare technieken een niveau van 30-70 mg/Nm³ bij 3% O₂. De 30 mg/Nm³ is ook bij 100% waterstof haalbaar. Een gangbare techniek om meer te reduceren, als de brander nog teveel NO_x produceert, is de vlamtemperatuur te beperken door rookgasrecirculatie (RGR). Waar dit problematisch is, kan altijd nog actieve NO_x-reductie met SCR of SNCR worden toegepast.

Europese, maar bijvoorbeeld ook Japanse, fabrikanten van gasturbines zijn druk bezig om gasturbines te kunnen garanderen voor 20% waterstof en werken ook aan turbines voor 100% waterstof. Men richt zich hier vaak op ruimere NO_x-eisen dan in Nederland gebruikelijk zijn. Dit betekent dat in Nederland wellicht SCR moet worden toegepast. Dit wordt ook genoemd voor gasturbines die flexibel moeten kunnen wisselen tussen 100% aardgas, aardgas-waterstof mengsels en 100% waterstof. Omdat er regio's zijn waar eisen beneden de 10 ppm (20,5 mg NO_x/Nm³ bij 15% O₂) liggen, worden er ook branders voor 100% waterstof ontwikkeld die zich hierop richten. Deze hebben dan een veel lagere emissie dan de 35 mg/Nm³ bij 15% O₂ in het rookgas uit het Nederlandse activiteitenbesluit.

Bij gasmotoren op waterstof richten een aantal fabrikanten zich op het voldoen aan de Duitse eisen van, omgerekend, 186 mg/Nm³ bij 15% O₂. Er zijn echter motoren die richting de helft hiervan gaan. Nederland heeft voor aardgas een eis van 95 mg/Nm³ voor motoren kleiner dan 2,5 MWth (waar dus al aan voldaan kan worden) en 35 mg/Nm³ voor installaties ≥2,5 MWth. Om aan deze laatste eis te voldoen wordt bij aardgas meestal SCR toegepast. Bijzonder is dat bij waterstof naar een veel grotere luchtvermaat gegaan kan worden, waardoor 35 mg/Nm³ bij 15% O₂ wellicht haalbaar is zonder SCR.

Brandstofcellen op waterstof hebben zelf geen NO_x-emissie, maar er kan wel emissie ontstaan als een rest waterstof om technische redenen verbrand moet worden. Dan moet onnodige NO_x-emissie vermeden worden.

Tenslotte kan ook nagedacht worden over emissie-eisen als geïmporteerd waterstof, in de vorm van ammoniak, direct als brandstof ingezet zou gaan worden. Het voldoen aan emissie-eisen vergt dan een veel stringenter reductie-aanpak. Ook zijn er bij het gebruik, transport en opslag van het giftige ammoniak veiligheidsrisico's.

1 Inleiding

Waterstof noodzakelijk voor de verduurzaming

De verwachting is dat er door de noodzakelijke verduurzaming van de energievoorziening de komende jaren steeds meer waterstof gebruikt gaat worden. Dit kan “groene” waterstof zijn, gemaakt via elektrolyse van water met duurzaam geproduceerde elektriciteit of “blauwe” waterstof gemaakt uit aardgas (of bijvoorbeeld industriële restgassen) met opslag van de vrijkomende CO₂. Er is ook nog “grijze” waterstof dat uit fossiele brandstoffen gemaakt wordt en waarbij de CO₂ emissies, direct of indirect, in de atmosfeer terecht komen. In ieder geval moet voorkomen worden dat het gebruik van waterstof tot hogere emissies, en dan met name van NO_x, leidt.

Duidelijk is dat zowel “blauwe” als “groene” waterstof gemaakt wordt om de energievoorziening te verduurzamen en de CO₂-uitstoot te verminderen. De productie van “groene” waterstof uit elektriciteit gaat gepaard met kosten en energieverlies. Hier moeten dan ook voordelen tegenover staan. Dit kan liggen op het vlak van opslag of op het gebied van transport (een gasleiding is simpeler aan te leggen dan een hoogspanningsleiding; bron TIKI rapport (DNV GL, 2020c)). Ook kan bij waterstof gebruik gemaakt worden van reeds aanwezige infrastructuur als leidingen en verbrandingsinstallaties. Waterstof kan ook, zonder knelpunten in het elektriciteitsnet, geïmporteerd worden. Met zeeschepen kan het in vloeibare vorm worden aangevoerd. Het kan echter in het land van productie ook omgezet worden in ammoniak (NH₃)¹, en daarna vloeibaar worden vervoerd². In het land van aankomst kan de ammoniak weer worden omgezet in waterstof of direct als brandstof worden ingezet. Er is ook veel belangstelling om ammoniak als duurzame brandstof in de zeescheepvaart in te zetten.

Waterstof kan ook gebruikt worden in de transportsector. Dit kan via brandstofcellen gaan, die de energie inhoud in elektriciteit omzetten. Elektriciteit die dan weer gebruikt wordt voor de aandrijving. Dit leidt nauwelijks tot NO_x-emissies. Het kan ook gaan om verbrandingsmotoren, maar dit ligt, wegens het lagere rendement, minder voor de hand. In dit rapport wordt niet naar mobiele, maar naar stationaire installaties gekeken.

Typen installaties

Als het gaat om stationaire installaties dan kunnen de volgende installaties onderscheiden worden:

- Warmwaterketels/CV-ketels kleiner of gelijk aan 400 kW
- Grotere verbrandingsinstallaties; onder andere ketels en fornuizen
- Gasturbines
- Gasmotoren
- Brandstofcellen

¹ Een andere mogelijkheid is het omzetten in methanol, dan is wel een CO₂ bron nodig. Het ligt, anders dan bij ammoniak, niet voor de hand om methanol later weer in waterstof om te zetten. Op methanol zal in dit rapport verder niet ingegaan worden.

² Er is begin 2022 1 schip dat vloeibare waterstof kan vervoeren, maar er zijn er wel meer in ontwikkeling (Change, 2022). Er zijn 200 schepen die vloeibare ammoniak kunnen vervoeren en circa 40 hiervan, zijn hiervoor ook in gebruik (David, 2021).

De NO_x-uitstoot van deze typen installaties bij het gebruik van waterstof als brandstof zullen in dit rapport aan de orde komen.

In dit rapport zal niet gekeken worden naar de NO_x-uitstoot van installaties die waterstof produceren.

Van belang is dat eigenaren wellicht niet hun installatie volledig van waterstof afhankelijk willen maken, of dat ze maar deels op waterstof willen overgaan. Dit betekent dat ook mengsels van waterstof met aardgas voor dit rapport interessant zijn. Daarnaast kunnen ook bestaande installaties naar waterstof omgebouwd worden. Dus ook de mogelijkheden voor retrofit zijn van belang.

Een aparte klasse van installaties is wat ze waterstof ready noemen. Dit zijn installaties die direct of via, al bekende, ombouw voor waterstof of waterstof aardgas-mengsels geschikt gemaakt kunnen worden. Als men bijvoorbeeld een woonwijk van aardgas naar waterstof om wil zetten, dan kunnen de waterstof ready apparaten simpel aangepast worden en hoeven dus niet compleet vervangen of ingrijpend gewijzigd te worden.

Waterstofbijmenging in het aardgasnet

In 2021 is er een kort verkennend rapport hierover van het Nederlands Normalisatie Instituut uitgebracht (NEN, 2021). Een groot aantal aspecten wordt hierin langsgelopen. De effecten op de NO_x-uitstoot komen niet aan de orde. Wel is er een alinea waarin de bijmenging van 20%³ waterstof in het aardgasnet aan de orde komt. Citaat: "Hoewel het merendeel van de toestellen waarschijnlijk nu al nauwelijks problemen zal ondervinden van het bijmengen tot 20% waterstof, ook al verandert hiermee de Wobbe-index en het vlambeeld, zijn er gebruikersgroepen voor wie bijmenging al bij kleinere percentages gevolgen heeft. Hierbij moet gedacht worden aan gasmotoren (mobiel en stationair) en gasturbines, terwijl oudere stalen opslagtanks in auto's hierbij mogelijk aangetast worden. Voordat tot bijmenging overgegaan wordt, zullen de consequenties voor deze gebruikersgroepen in beeld moeten zijn".

Toelichting hoofdstukken

In hoofdstuk 2 zal ingegaan worden op de specifieke eigenschappen van waterstof. Hoofdstuk 3 gaat over emissiewetgeving voor waterstofverbranding. Hierna zal in de volgende hoofdstukken telkens 'één type installatie besproken worden. Van belang is dat de waterstof zowel in nieuwe als bestaande installaties kan worden toegepast. Per type installatie is beschreven welke informatie over NO_x-emissies in de literatuur is aangetroffen, eventueel aangevuld met andere informatie bronnen. In het laatste hoofdstuk (9) worden de resultaten zo goed mogelijk samengevat.

Na de literatuuropgave volgt nog een bijlage over ammoniak. Dit kan gebruikt worden om waterstof naar Nederland te vervoeren en hier op te slaan, maar zou ook zelf als brandstof ingezet kunnen worden.

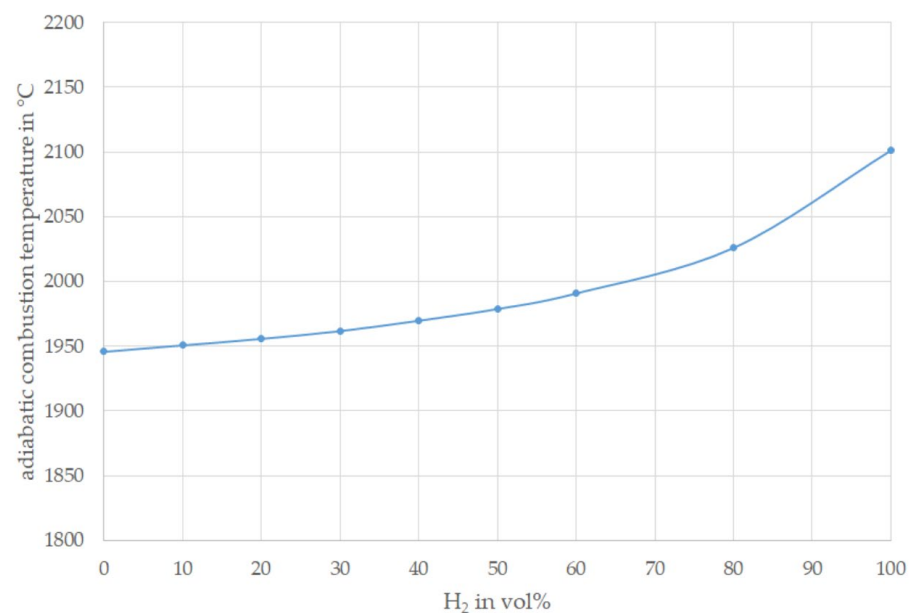
³ Een aandeel van 20 vol.-% waterstof in aardgas komt, door de lagere energie-inhoud van waterstof per m³, energetisch op ongeveer 8% waterstof neer.

2 Afbakening

2.1 Waterstof als brandstof

Waterstof als brandstof is niet nieuw. Al decennia wordt waterstof gebruikt dat vrijkomt als restgas van processen, bijvoorbeeld bij de raffinaderijen, de petrochemie en de chloor-alkali-industrie. Volgens branderproducent Zeeco lag het maximale waterstofgehalte dat vroeger gestookt werd rond de 60%. Tegenwoordig komt ook 85 tot 90% voor (Zeeco, 2021). Waterstof is een dure brandstof. Een bedrijf wil hier niet volledig van afhankelijk zijn. Daarom wordt het vaak gemixt met andere brandstoffen. Bijvoorbeeld dat een stoomketel op aardgas voor maximaal 30% met waterstof wordt bijgestookt (Zeeco, 2021).

Verder is van belang dat waterstof ongeveer 23% minder lucht nodig heeft om volledig te verbranden dan aardgas. Dit betekent dat de temperaturen veel hoger worden, zie ook Figuur 1 (Leicher, 2022)⁴. Ook biedt het de mogelijkheid om bij overschakeling van aardgas naar waterstof (veel meer) rookgas terug te voeren (RGR), zonder dat de hoeveelheid gassen in de verbrandingsruimte toenemen. Hierdoor gaat dan direct de verbrandingstemperatuur en de NO_x-uitstoot naar beneden.



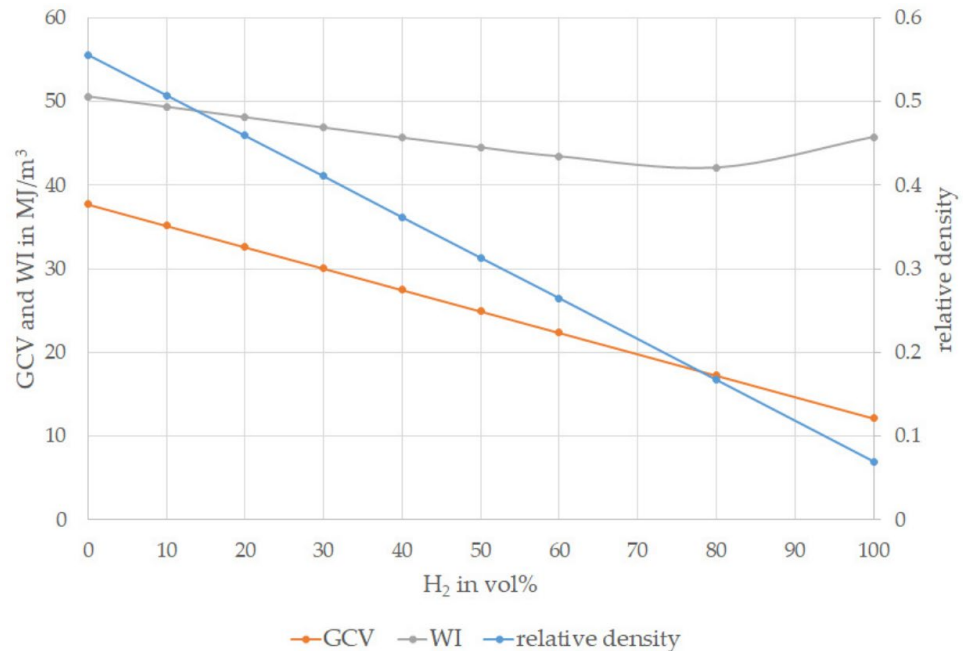
Figuur 1 Adiabatische⁵ vlamtemperatuur van methaan met toenemend aandeel waterstof (Leicher, 2022). Waarden bij een druk van 1,01325 bar.

Om dezelfde hoeveelheid energie in een installatie te krijgen is bij waterstof veel meer m³ brandstof nodig. Dit komt omdat een m³ waterstof aanzienlijk minder energie (circa factor 3,5-4) bevat dan een m³ aardgas, zie ook Figuur 2 (Leicher, 2022). Als

⁴ Een vergelijkbare figuur staat ook in (Huber, 2020).

⁵ De figuur heeft betrekking op een situatie waarbij er geen warmte wordt af- of toegevoerd (adiabatisch) en er sprake is van een stoichiometrische verbranding. Bij een stoichiometrische verbranding is er precies genoeg lucht om alle brandstof volledig te verbranden; ofwel een situatie met luchtvermaatsfactor $\lambda = 1$ en brandstof-lucht-equivalentie-verhouding $\phi = 1$.

het gaat om het aandeel waterstof in een installatie is dit verschil ook van belang. Een aardgasgestookte installatie die op volume basis 30% waterstof gebruikt, verbruikt energetisch maar 10% waterstof en draait dus, voor wat betreft de CO₂ emissie nog voor 90% op aardgas.



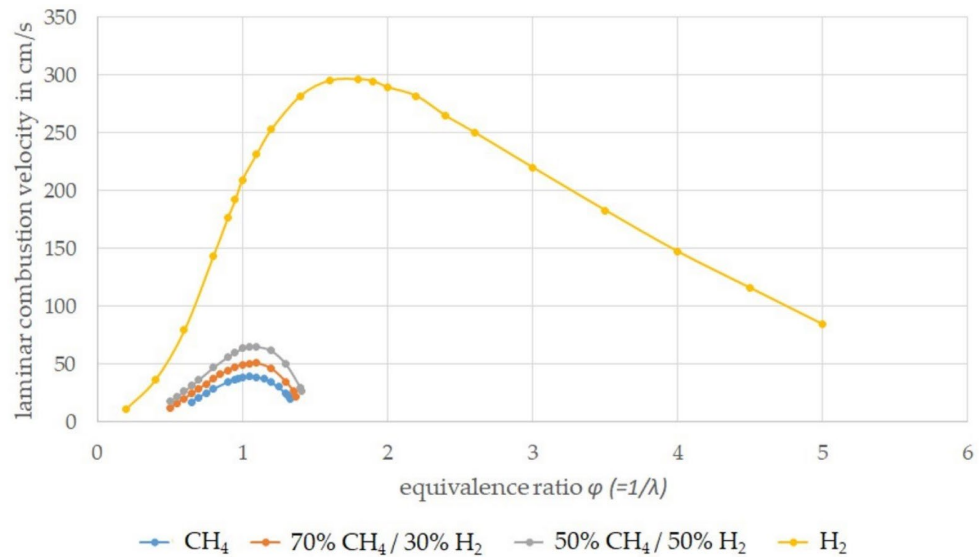
Figuur 2 Relatieve dichtheid, bovenste verbrandingswaarden (GCV) en Wobbe-index van methaan met toenemend aandeel waterstof (Leicher, 2022). Waarden bij 15°C.

Een vlam op waterstof heeft geen duidelijk zichtbare kleur⁶ (er is geen hete koolstof die de vlam een gele kleur kan geven en ook kan de CO-oxidatiereactie niet de kenmerkende blauwe-vlamkleur geven). Een waterstofvlam is dus voor ons niet goed zichtbaar, wel is wellicht de straling van het hete materiaal van de branderopening zichtbaar. Met een UV-detector is echter wel goed te meten of er een waterstofvlam aanwezig is.

De snelheid van verbranden van waterstof verschilt ook van aardgas. De vlamsnelheid van waterstof is circa 1,7 m/s en van aardgas ongeveer 0,4 (Zeeco, 2021)⁷, zie Figuur 3.

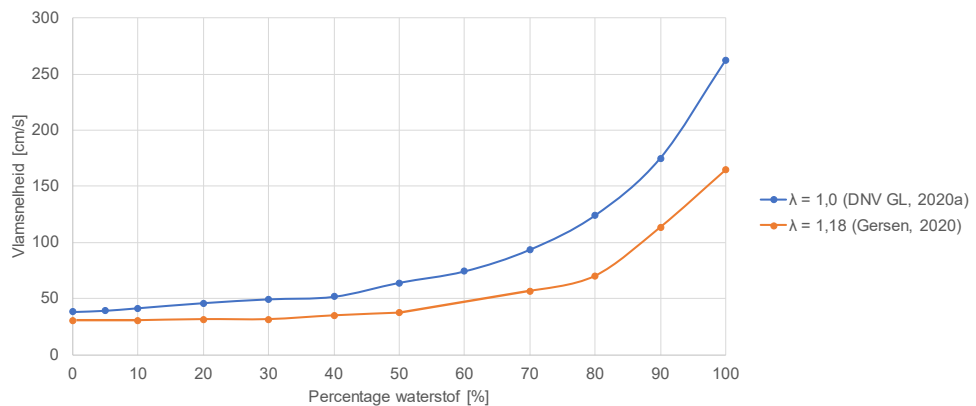
⁶ Een diffuse waterstofvlam heeft wel een zeer flauwe en dus slecht zichtbare (zeker tegen een stralende oppervlakte) paarse kleur in een visuele deel van lichtspectrum (Akhyarsi, 2010).

⁷ Zeeco citeert waarden uit het boek Combustion van Irvin Glassman uit 1987. Een artikel in Gawalo noemt de volgende verbrandingssnelheden: aardgas 0,3 m/s, methaan 0,37 m/s en waterstofgas circa 2,7 m/s (Gawalo, 2022). Kiwa noemt waarden voor de laminaire vlamsnelheid van waterstof van 3,46 m/s en voor aardgas 0,43 m/s, bron NAS 2004 (Kiwa, 2021). Een Chinese publicatie uit 2010 geeft als laminaire vlamsnelheid in lucht voor waterstof 1,85 m/s en voor aardgas 0,38 m/s (bij 1 bar, 298 K en $\lambda = 1$). Er zijn overigens verschillende definities voor de laminaire verbrandingssnelheid in gebruik (Amery, 2018). Verbrandingssnelheden van individuele gassen zijn ook te vinden in Tabel C.11 van het John Zink Hamworthy Combustion Handbook (Baukal, 2014).



Figuur 3 Laminaire verbrandingssnelheid van methaan, methaan-waterstof mengsels en waterstof als functie van de brandstof-lucht-equivalentie-verhouding ϕ ($=1/\lambda$) (Leicher, 2022)⁸.

De verbrandingssnelheid wordt beïnvloed door de luchtvermaat. In Figuur 4 (Gersen, 2020) (Dhv GL, 2020a) zijn laminaire verbrandingssnelheden⁹ zichtbaar, maar nu berekend voor verschillende methaan/waterstof mengsels en λ is 1 en 1,18. De vlamsnelheid neemt af bij een hogere luchtvermaat. De waarden voor 100% aardgas in Figuur 4 liggen in de range van een 2018 studie met metingen aan Nederlands aardgas (Amery, 2018).



Figuur 4 Verbrandingssnelheid bij mengsels van aardgas en waterstof bij verhouding $\lambda = 1,0$ uit (Dhv GL, 2020a) en $\phi = 0,85 / \lambda = 1,18$ uit (Gersen, 2020)¹⁰.

⁸ Bij een ϕ groter dan 1 is er te weinig zuurstof om alles te verbranden. Waterstof heeft dus ook al een grote verbrandingssnelheid als er maar weinig zuurstof aanwezig is. Er is dan ook een grotere kans op vlaminslag.

⁹ Overigens zijn er heel veel factoren die de verbrandingssnelheid beïnvloeden, waaronder gas/luchtverhouding, luchtvochtigheid, temperatuur en druk (Topsectorenergie, 2017). Dit rapport noemt de verbrandingssnelheid van waterstof een factor 6 hoger dan die van aardgas.

¹⁰ In deze figuur zijn gegevens uit twee verschillende publicaties verwerkt. Het absolute verschil kan daardoor beïnvloed zijn door verschillen in aardgassamenstelling of meetcondities.



Figuur 5 Voorbeeld vlaminslag als gevolg van waterstofbijmenging aan aardgas (DNV GL, 2020a).

In Figuur 5 is zichtbaar wat de grotere verbrandingssnelheid tot gevolg kan hebben, als de brander en de brandstoftoevoer hiervoor niet is aangepast. Een deel van de verbranding vindt in de toevoerleiding plaats.

Bij het vergelijken van waarden van de vlamsnelheid voor aardgas moet bedacht worden dat de samenstelling en bijvoorbeeld daarmee de Wobbe-index (Gersen, 2014)⁹ kan verschillen. Als het gaat om waterstofverbranding kan nog opgemerkt worden dat de diffusiesnelheid van waterstof groter is dan die van zuurstof. Dit veroorzaakt bij een diffusie vlam lokale concentratieverschillen langs de randen van een vlam, en maakt het doorrekenen van het verbrandingsgedrag complexer (Pitsch, 2021).

2.2 Andere eigenschappen waterstof

In Tabel 1 zijn nog een aantal andere eigenschappen opgenomen. Er is tussen waterstof en aardgas ook een groot verschil in minimale ontstekingsenergie en in explosiegrenzen.

Tabel 1 Aantal eigenschappen van aardgas (Groningen) en waterstof.

	Aardgas	Waterstof	Bron
Vlamtemperatuur °C	1200-1300	1500-1600	(Eco, 2018) ¹¹
Zelfontbrandingstemperatuur (°C)	670	560	(Eco, 2018)
Minimale ontstekingsenergie (bij stoichiometrisch mengsel)	0,274 mJ	0,017 mJ	(DNV GL, 2020a)
Onderste explosiegrens in %	5	4	(ECO, 2018)
Bovenste explosiegrens in %	16	75	(ECO, 2018)
Onderste verbrandingswaarde (MJ/Nm ³)	31,65	10,8	TNO intern
Bovenste verbrandingswaarde (MJ/Nm ³)	35,17	12,75	TNO intern
Onderste verbrandingswaarde (MJ/kg) ¹²	38,0	120	TNO intern
Dichtheid (kg/Nm ³)	0,833	0,09	

¹¹ In Eco drietreks stoomketel met enkele vuurgang.

¹² Methaan: 35,8 MJ/Nm³ en 50,0 MJ/kg; Ammoniak 14,135 MJ/Nm³ en 18,63 MJ/kg.

3 Wetgeving

3.1 Eisen aan CV-ketels (≤ 400 kW)

Voor CV-ketels op gas en olie met een warmteafgifte van ≤ 400 kW is er in het kader van de Ecodesign richtlijn 2009/125/EG de verordening 813/2013 (EC, 2013a). Volgens deze verordening geldt voor conventionele waterverwarmingstoestellen, die op gasvormige brandstoffen werken, een NO_x -emissie-eis 56 mg/kWh brandstof input. Het aantal kWh hierin is gerelateerd aan de GCV (Gross Calorific Value) of in het Nederlands de bovenste verbrandingswaarde of HHV. Dit laat zich voor Gronings aardgas (zie ook Tabel 1) omrekenen¹³ naar 15,55 mg/MJ HHV of 17,3 mg/MJ LHV en 61 mg NO_x/Nm^3 op basis van droog rookgas en 3% O_2 .

Hoewel in de omschrijving gesteld wordt dat het om gasvormige brandstoffen gaat moet er wel een warmtegenerator inzitten (Artikel 2 lid 1c), die warmte opwekt door verbranding van fossiele brandstoffen en/of brandstoffen uit biomassa (Artikel 2 lid 2a) (EC, 2013a).

Volgens artikel 1, lid 2a is de verordening niet van toepassing op waterverwarmingstoestellen die specifiek zijn ontworpen om op gasvormige of vloeibare brandstoffen te werken, die hoofdzakelijk op basis van biomassa zijn geproduceerd. Voor vaste brandstoffen, waaronder hout, is er in het kader van de Ecodesign richtlijn verordening 2015/1189 met eigen emissie-eisen.

Geldt de NO_x -eis van 56 mg/kWh ook voor waterstof? Omdat een waterstof CV-ketel niet ontworpen is om hoofdzakelijk op waterstof gemaakt met biomassa te werken, valt hij wel onder de richtlijn (niet uitgezonderd in artikel 1 lid 2a). Maar als hij op waterstof gemaakt met duurzame elektriciteit werkt (dus niet uit fossiele brandstof of biomassa), voldoet hij niet aan de eis van (artikel 2 lid 1c). Duidelijk is dat de verordening 2013 nog geen rekening hield met dit type CV-ketel.

Overigens liggen de Nederlandse emissies van CV-ketels ongeveer op de helft van de EU eis (Gastec, 2013).

3.2 Eisen aan ruimteverwarmingstoestellen (≤ 50 kW of ≤ 120 kW)

Voor ruimteverwarmingstoestellen op gas en olie worden in kader van de Ecodesign richtlijn ook eisen gesteld. De eisen gelden voor huishoudelijk toestellen tot vermogens van maximaal 50 kW en van toestellen voor lokale ruimteverwarming voor commerciële doeleinden met een nominale warmteafgifte tot maximaal 120 kW (EC, 2015).

Volgens deze richtlijn geldt zowel bij een gesloten als bij een open voorkant en zowel voor gas- als oliestook een NO_x -emissie-eis van 130 mg/kWh brandstof input in termen van GCV (bovenste verbrandingswaarde of HHV). Dit laat zich voor Gronings

¹³ De eis van 56 mg/kWh laat zich bij waterstof, met een bovenwaarde van 12,1 MJ/Nm³ en stookwaarde of onderwaarde (LHV) van 10,1 MJ/Nm³, omrekenen naar 15,55 mg/MJ HHV of 18,6 mg/MJ LHV en 90 mg NO_x/Nm^3 op basis van droog rookgas en 3% O_2 .

aardgas omrekenen naar 36,1 mg/MJ HHV of 40,1 mg/MJ LHV en 143 mg NO_x/Nm³ op basis van droog rookgas en 3% O₂.

De richtlijn bevat geen aanwijzingen dat de eisen niet voor andere gasvormige brandstoffen zou gelden dan aardgas. De eisen gelden derhalve ook voor waterstof. Door het andere rookgasvolume is dit 36,1 mg/MJ HHV of 43,3 mg/MJ LHV en 211 mg NO_x/Nm³ op basis van droog rookgas en 3% O₂.

3.3 Europese eisen aan ketels (tussen de 400 kW en 1 MW)

Als deze ketels op waterstof gestookt worden ontbreken algemene eisen.

Er zijn wel Europese keuringseisen voor ketels. Voor ventilatorbranders wordt in EN 676:2020 volgens Duitse informatie voor methaanhoudende gassen (Gasfamilie 2; hoog en laag calorisch aardgas) bij typekeuringen gesproken over ≤ 170 mg/kWh (NO_x klasse 1), ongeveer gelijk aan 168 mg/Nm³ bij Groningen gas. Andere klassen zijn: klasse 2 (≤ 120 mg/kWh) klasse 3 (≤ 80 mg/kWh) en klasse 4, voor ≤ 400 kW met 56 mg/kWh (BDH, 2020)¹⁴. Een andere bron noemt vergelijkbare waarden maar dan via EN 303-7 voor vermogens tot 1000 kW. Er is in het kader van dit rapport niet nagegaan wat exact de inhoud van deze normen is, omdat deze geen betrekking op waterstof hebben. Voor vrijwel zuiver waterstof is er sinds 2020 een nieuwe Gasfamilie 5 gedefinieerd (DVGW-Arbeitsblottes G 260) (NEN, 2021)¹⁵.

Gezien het ontbreken van Europese eisen is het wenselijk om Nederlandse eisen te stellen en deze zo te formuleren dat ook een mengsel van aardgas en waterstof eronder valt. Er is geen reden om deze ruimer te stellen dan de huidige eis in § 3.2.1 van het Activiteitenbesluit van 70 mg/Nm³ voor ketels op aardgas van 0,4 MWth en meer; zie ook paragraaf 3.5.

3.4 Vergunningplicht voor kleine installaties op waterstof

Het Besluit omgevingsrecht (Bor, 2022) stelt in artikel 1.4: “Als categorieën vergunningplichtige inrichtingen als bedoeld in artikel 2.1, tweede lid, worden inrichtingen aangewezen:

- a. waar een of meer stookinstallaties met een nominaal vermogen **groter dan 20 kilowatt** aanwezig zijn, waarin een **andere** stof wordt verstuikt dan:”

In de lijst met brandstoffen ontbreekt waterstof, wat dus vergunningplicht betekent.

In de geconsolideerde versie van het Besluit activiteiten leefomgeving (Bal, 2022) staat in Artikel 3.5 (aanwijzing vergunningplichtige gevallen):

“Het verbod, bedoeld in artikel 5.1, tweede lid, van de wet, om zonder omgevingsvergunning een milieubelastende activiteit te verrichten, geldt voor de milieubelastende activiteit, bedoeld in artikel 3.4, voor zover het gaat om het exploiteren van een stookinstallatie met een nominaal thermisch ingangsvermogen van **meer dan 100 kW**, waarin een **andere** stof wordt verstuikt dan:”... en dan volgt een lijst met brandstoffen. In deze lijst met brandstoffen ontbreekt waterstof, wat dus vergunningplicht betekent.

¹⁴ Dit is een andere klasse indeling dan voor gasgestookte CV-ketels uit EN 15502-1, waarvoor inmiddels geldt dat sinds 1 januari 2018 alle CV-ketels in o.a. Duitsland aan klasse 6 moeten voldoen 60mg/kWh.

¹⁵ Het lijkt erop dat er nog geen standaard testmethode is voor waterstof-aardgasmengsels die tussen beide Families invallen. Ook kan het zijn dat een ketel die beide brandstoffen aankan, van de ene naar de nadere norm moet overschakelen.

Ook in artikel 3.4 (aanwijzing milieubelastende activiteiten) van het Bal is al sprake van de 100 kW grens: "1 Als milieubelastende activiteit als bedoeld in artikel 2.1 wordt aangewezen het exploiteren van een stookinstallatie met een nominaal thermisch ingangsvermogen van meer dan 100 kW."

Ten aanzien van deze 100 kW grens is een versie van het Bal (versie met gemeente Leek) met toelichting de volgende tekst gevonden: 100 kW-grens

Een nominaal thermisch ingangsvermogen van 100 kW komt in de praktijk nagenoeg overeen met de grens van 130 kW gedefinieerd op bovenwaarde, zoals die in het Besluit omgevingsrecht (Bijlage I, onderdeel C, categorie 1.1 juncto artikel 2.1) wordt gehanteerd. De 100 kW-grens sluit aan bij de grens die in het Bbl (Besluit bouwwerken leefomgeving) wordt gehanteerd bij de keuringsplicht voor gasgestookte toestellen, die op zijn beurt is gebaseerd op de grens van de keuringsplicht voor die toestellen in het Activiteitenbesluit milieubeheer.

Voor niet-gasgestookte stookinstallaties geldt in het Activiteitenbesluit milieubeheer (Abm) een keuringsplicht vanaf 20 kW. Deze grens is overgenomen in het Bbl, maar niet in het Bal, omdat deze grens in de praktijk vrijwel alleen betrekking heeft op het gebouwgebonden stoken van biomassa in gebouwen. Niet-gasgestookte stationaire stookinstallaties kleiner dan 100 kW voor indirect gestookte processen komen in de praktijk niet of nauwelijks voor, zodat in het Bal een grens van 100 kW als aanwijzing voor een milieubelastende activiteit kan worden gehanteerd. Het Bal hanteert voor waterstofstook dus een vergunningsplicht vanaf 100 kW. Duidelijk is wel dat er naast vergunningplicht ook een keuringsplicht geldt.

3.5 Het Activiteitenbesluit milieubeheer (Abm)

3.5.1 *Middelgrote stookinstallaties op een standaard brandstof*

Het Activiteitenbesluit geeft regels voor het stoken van standaard brandstoffen (Abm, 2021). De eisen voor middelgrote stookinstallaties en ook een groep kleinere installaties (<1 MWth) in §3.2.1 van het Abm zijn niet van toepassing "voor het stoken van brandstoffen in stookinstallaties die ingevolge bijlage I, onderdeel C, categorie 1.4, onder a, van het Besluit omgevingsrecht er toe leiden, dat een inrichting vergunningplichtig is".

Het Besluit omgevingsrecht geeft dit via een ontkennde zin aan. Als categorieën vergunningplichtige inrichtingen als bedoeld in artikel 2.1, tweede lid, worden inrichtingen aangewezen. 1.4a "waar een of meer stookinstallaties met een nominaal vermogen groter dan 20 kilowatt aanwezig zijn, waarin een **andere** stof wordt verstoekt dan": aardgas; propaan; butaan; ... vergistinggas als bedoeld in artikel 1.1, eerste lid, van het Activiteitenbesluit milieubeheer.

Anders gezegd, de geformuleerde eisen voor gasvormige brandstoffen in paragraaf 3.2.1 gelden niet voor waterstof. Dit kan opgelost worden door waterstof als in het Besluit omgevingsrecht als standaard brandstof te definiëren en hiervoor in het Activiteitenbesluit (of na de overgang in het Bal) aan waterstofstook gekoppelde eisen op te nemen.

3.5.2 *Middelgrote stookinstallaties op een niet-standaard brandstof*

In een later stadium is echter § 5.1.5, over het in werking hebben van een middelgrote stookinstallatie, gestookt op een **niet-standaard brandstof** toegevoegd. Deze paragraaf is van toepassing op het in werking hebben van stookinstallaties met een nominaal thermisch ingangsvermogen van 1 MWth of meer (installaties van 0,4 MWth tot 1 MWth vallen hier dus niet onder; zie ook paragraaf 3.3). Er zijn verschillende uitzonderingen waaronder die voor stookinstallaties waar de gasvormige producten van het stookproces worden gebruikt voor het direct verwarmen, drogen of anderzijds behandelen van voorwerpen of materialen.

Voor nieuwe installaties op gasvormige niet-standaard brandstoffen gelden volgens het Abm dezelfde eisen als in het Besluit Activiteiten Leefomgeving (Bal), zie Tabel 2 in paragraaf 3.6.1.

Opgemerkt moet nog wel worden dat middelgrote stookinstallaties op een standaardbrandstof gekeurd moeten worden (artikel 3.10p), maar dat dit niet geldt als niet-standaard brandstoffen worden gestookt.

3.5.3 *Grote stookinstallaties*

De installaties van 50 MW input of meer worden behandeld in “5.1.1. Grote stookinstallatie”. Ook hier zijn installaties met direct contact tussen product en rookgas uitgezonderd.

Om te bepalen welke grote stookinstallaties onder deze normen vallen wordt verwezen naar hoofdstuk III, IV of VI, of bijlage I van de EU-richtlijn industriële emissies (IED).

In hoofdstuk III van deze richtlijn wordt gesteld dat: “Dit hoofdstuk is van toepassing op stookinstallaties met een totaal nominaal thermisch ingangsvermogen van 50 MW of meer, ongeacht het toegepaste type brandstof”.

In artikel 30 lid 9 staat echter wel: “Voor de volgende stookinstallaties beoordeelt de Commissie op basis van de beste beschikbare technieken of er op het niveau van de Unie emissiegrenswaarden nodig zijn, en of een aanpassing nodig is van de in bijlage V vastgestelde emissiegrenswaarden”.

En dan in de opsomming bij dit lid: “ c) stookinstallaties die met andere gassen dan aardgas worden gevoed”.

Voor 2014 zou de Commissie kijken of ze toch minimum eisen zouden invoeren. In 2013 concludeert de Commissie dat het hier nog te vroeg voor is en dat ze eerste de goedkeuring van de BBT-conclusies voor grote stookinstallaties (BREF LCP) wil afwachten, wat naar verwachting eind 2014 zal gebeuren (EC, 2013b).

Geconcludeerd kan worden dat installaties van 50 MWth of meer op waterstof (of ammoniak) onder de eisen van grote stookinstallaties in het Activiteitenbesluit vallen, maar dat de Europese IED hier (in 2013) geen minimum normen voor geeft.

Voor nieuwe installaties gelden volgens het Abm dezelfde eisen als in het Bal, zie Tabel 3 in paragraaf 0. Ook hier kunnen voor bestaande installaties soms andere eisen gesteld worden.

3.5.4 *Andere installaties*

In “afdeling 2.3. Lucht en geur”, zijn minimum eisen geformuleerd voor installaties die niet onder de middelgrote of grote stookinstallaties vallen. Deze zijn gekoppeld aan de milieuklasse. Ammoniak (NH₃) valt onder gA.3 en Stikstof oxide (NO_x) onder gA.5 (Arm, 2021) (Abm, 2021).

Tabel 2.5 bij artikel 2.5 van het Abm geeft aan dat voor een installatie die meer ammoniak (stofklasse gA.3) uitstoot dan de maximale grensmassastroom van 150 g/uur een emissiegrenswaarde van 30 mg/Nm³ geldt.

Voor NO_x (stofklasse gA.5) geldt een emissiegrenswaarde van 200 mg/Nm³ bij een uitstoot boven de 2000 g/uur.

Artikel 2.8, lid 7d geeft nog aan dat bij verbrandingsprocessen met gasvormige brandstoffen gerekend moet worden met droog rookgas met 3% zuurstof.

3.6 **Besluit Activiteiten Leefomgeving (Bal)**

De bedoeling is dat het Abm opgevolgd gaat worden door het Besluit Activiteiten Leefomgeving (Bal, 2022). De eisen in het Bal, waar het in dit rapport over gaat, zijn vergelijkbaar met die in van het Abm.

3.6.1 *Middelgrote stookinstallaties*

In het Bal komen de eisen voor middelgrote stookinstallaties op niet-standaard brandstoffen terug in § 4.127¹⁶ artikel 4.1338 en daarop volgende artikelen. De eisen gelden voor installaties van ten minste 1 MW waarop paragraaf 4.3 (grote stookinstallatie; 50 MWth input of meer), 4.4 (Afvalverbrandingsinstallatie en afvalmееverbrandingsinstallatie), 4.7 (Asfaltcentrale) of 4.126 (Kleine en middelgrote stookinstallatie voor standaard brandstoffen) niet van toepassing is. De eisen staan in Tabel 2.

Tabel 2 Eisen aan installaties van tenminste 1 MW tot 50 MW op niet-standaard brandstoffen in het Bal.

Bron/type installatie	Betreft	Eis en condities ¹⁷
Emissiegrenswaarden gasturbine (Tabel 4.1346)	Gasvormige brandstof	50 mg/Nm ³ bij 15% O ₂
Emissiegrenswaarden gasmotor (Tabel 4.1348)	Minder dan 2,5 MW	115 mg/Nm ³ bij 15% O ₂
Emissiegrenswaarden gasmotor (Tabel 4.1348)	Tenminste 2,5 MW	35 mg/Nm ³ bij 15% O ₂
Emissiegrenswaarden stookinstallatie anders dan gasturbine of zuigermotor (Tabel 4.1349)	Gasvormige brandstof, anders dan cokesovengas of hoogovengas	70 mg/Nm ³ bij 3% O ₂

¹⁶ Door henummering verschilt dit met nummering in andere versies.

¹⁷ Artikel 4.1345 (lucht: omrekenen van emissies); De emissies van stikstofoxiden worden berekend als stikstofdioxide. De emissies hebben, zoals ook elders in dit rapport betrekking op droog rookgas.

3.6.2 Grote stookinstallaties

In het Bal gaat § 4.3 over grote stookinstallaties. Artikel 4.29 (toepassingsbereik) stelt het volgende:

1. Deze paragraaf is van toepassing op het exploiteren van een stookinstallatie, met een totaal nominaal thermisch ingangsvermogen van 50 MW of meer, met uitzondering van:

a. een stookinstallatie voor het drogen of behandelen van voorwerpen of materialen door direct contact met verbrandingsgas; Hierna volgen nog meer uitzonderingen en artikel 2 over het samenvoegen van meerdere installaties.

3. In deze paragraaf wordt verstaan onder: a. grote stookinstallatie: stookinstallatie als bedoeld in het eerste lid, **ongeacht het type brandstof dat wordt toegepast**. Het is hiermee direct duidelijk dat de normen ook voor waterstof en ammoniak gelden.

Artikel 4.36 (lucht: emissie stikstofoxiden) geeft in Tabel 4.36 de Emissiegrenswaarden stikstofoxiden die voor grote installaties gelden. De voor deze rapportage relevante eisen zijn overgenomen in Tabel 3.

Tabel 3 Eisen aan installaties van tenminste 50 MW in het Bal (uit tabel 4.26 in het Bal).

Bron/type installatie	Betreft	Eis en condities ¹⁸
Gasvormige brandstoffen:	Gasturbine met inbegrip van een STEG	35 mg/Nm ³ bij 15% O ₂
Gasvormige brandstoffen:	Gasmotor	33 mg/Nm ³ bij 15% O ₂
Aardgas als brandstof:	Andere grote stookinstallatie	70 mg/Nm ³ bij 3% O ₂
Gasvormige brandstoffen:	Andere grote stookinstallatie	80 mg/Nm ³ bij 3% O ₂

Wordt een emissienorm van 80 mg/Nm³ bij 3% O₂ omgerekend naar g/MJ stookwaarde (onderste verbrandingswaarde) dan is dit voor aardgas circa 22,4 g/MJ, voor waterstof 16,3 g/MJ en voor ammoniak 22,0 g/MJ¹⁹.

3.7 BREF LCP 2017

In de discussie over normen voor grote stookinstallaties op andere brandstoffen dan aardgas heeft de Europese Commissie, in het kader van de EU-richtlijn industriële emissies (IED), verwezen naar vast te stellen normen voor de beste beschikbare technieken (BAT). In 2017 is een nieuwe "Best Available Techniques Reference Document for Large Combustion Plants" (BREF LCP) vastgesteld. Er staan hier BAT-ranges voor aardgas en restgassen van de ijzer- en staalproductie in (JRC, 2017a). Er ontbreken echter BAT-conclusies, die aan waterstof in vuurhaarden gekoppeld zouden kunnen worden.

Het dichtst in de buurt komen nog de BAT-conclusies voor gasgestookte (stoom)ketels die meerdere brandstoffen kunnen stoken (multi-fuel-fired plants). De BBT-ranges bij het 100% stoken op procesgassen in de chemische industrie staan in Tabel 4 (afkomstig uit tabel 10.34 van de BREF LCP) (JRC, 2017a). Omdat dit ook waterstofhoudende restgassen kunnen zijn, komt dit dichtst bij waterstofgebruik in de buurt.

¹⁸ Artikel 4.32 (lucht: toepassing emissiegrenswaarden); De emissies van stikstofoxiden worden berekend als stikstofdioxide.

¹⁹ Het rookgasvolume bij 273,15 K en 1 atm (101,3 kilo Pascal) en berekend als droog en zuurstofvrij is, betrokken op de stookwaarde, voor aardgas circa 0,2401 m³/MJ, voor waterstof 0,175 m³/MJ en voor ammoniak 0,235 m³/MJ. Dat het voor ammoniak meer is dan voor waterstof komt omdat de stikstof van de NH₃ in het rookgas achterblijft (bron: TNO).

Tabel 4 BAT ranges voor multi-fuel installaties op 100% restgassen uit de chemische industrie.

Eisen in mg/Nm ³ bij 3 vol.-% O ₂ en droog	Nieuwe installatie	Bestaande installatie
Bij alleen gasstook (jaargemiddeld)	30-85	80-290
Bij alleen gasstook (daggemiddeld of gemiddeld over monstername periode)	30-100	85-110

De tabel over restgassen in de chemische industrie wordt voorafgegaan door technieken die voor NO_x-reductie beschikbaar zijn (Paragraaf 10.5.1.3 tabel onder BAT 56). Algemeen toepasbaar zijn lage NO_x-branders, en toevoer van lucht of brandstof in verschillende lagen (Air staging/Fuel staging). Rookgasrecirculatie (RGR) wordt ook algemeen toepasbaar geacht bij nieuwe installaties. Bij RGR bij bestaande installatie mag de veiligheid niet in het geding komen.

3.8 BREF LVOC 2017

Procesfornuizen vallen ook onder de werkingssfeer van Abm 5.1.1 en Bal 4.3. Voor de organische bulkchemie is er in het kader van de IED ook een aparte BREF. In 2017 is de nieuwste versie van deze BREF, Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Large Volume Organic Chemicals (BREF LVOC), gepubliceerd (JRC, 2017b). De BBT-conclusies in dit document gaan ook over de verbranding van brandstoffen in procesfornuizen of verhitters bij de activiteiten die onder deze BREF vallen. Andere type stookinstallaties in deze sector, bijvoorbeeld stoomketels, vallen onder de BREF LCP.

De BREF LVOC geeft voor twee installaties BAT-ranges op het gebied van NO_x-emissies, zie Tabel 5. De ranges zijn verder niet gerelateerd aan vermogen of type brandstof.

Tabel 5 BAT ranges uit de BREF LVOC (gemiddelde per dag of bemonsteringsperiode).

Eisen in mg/Nm ³ bij 3 vol.-% O ₂ en droog	Nieuwe installatie	Bestaande installatie
Kraakfornuis voor lagere olefinen	60-100	70-200
Kraakfornuis ethyleendichloride productie		50-100

In de BREF-LVOC wordt waterstof genoemd als component van de restgassen die meestal als brandstof voor de krakers gebruikt worden. Uit de voor de BREF verzamelde gegevens van stoomkrakers komen waterstofgehalten van 0,5 tot 60% naar voren. De gebruikelijk range ligt tussen de 5 en 25%. Uit de inventarisatie komt geen duidelijke correlatie naar voren tussen waterstof en NO_x-emissie.

Naast type brandstof zijn er nog veel andere factoren die de emissie bepalen, bijvoorbeeld het toepassen van NO_x-reductietechnieken (zie bijvoorbeeld Figuur 3.8 in het BREF LVOC rapport). Bij een aantal krakers met een gemiddelde emissie beneden de 80 mg NO_x/Nm³ bij 3% O₂ wordt SCR toegepast. Een tweetal hiervan zitten met SCR zelfs gemiddeld onder de 10 mg/Nm³ (zie Figuur 3.9 in het BREF LVOC rapport).

4 Warmwaterketels/CV-ketels kleiner of gelijk aan 400 kW

4.1 Deels op waterstof

Ongeregelde apparaten

Verbrandingstemperaturen in ongeregelde apparaten worden ook beïnvloed door de verschuivende luchtvermaatverhoudingen: hoewel waterstofbijmenging leidt tot hogere verbrandingstemperaturen, wordt dit grotendeels gecompenseerd als de luchtvermaatverhouding niet actief wordt aangepast²⁰. Daarom hebben de NO_x-emissies in voorgemengde apparaten bij toenemend waterstofgehalte in aardgas de neiging af te nemen, aangezien ze sterk afhankelijk zijn van verbrandings-temperatuur.

Een verbrandingscontrolesysteem dat een constante luchtvermaatverhouding afdwingt en dus bij een hoger waterstofgehalte ook minder lucht toevoert zorgt juist voor hogere verbrandingstemperaturen. In de residentiële en commerciële sector, zijn voorgemengde branders gebruikelijk en kan, bij een goede regeling, bijmenging van waterstof voor de NO_x-emissie ongunstig uitpakken. Dit in tegenstelling tot niet-voorgemengde branders waar de beheersing van de verbranding door bijvoorbeeld goede menging en interne rookgasrecirculatie over het algemeen helpt om de verhoogde NO_x-vorming door waterstof te verminderen (Leicher, 2022).

Bijmengen maximaal 20% waterstof bij aardgas

In 2012 is gerapporteerd over experimenten in de periode 2007-2011 bij 14 woningen op Ameland met kooktoestellen van drie verschillende fabrikanten en een viertal verschillende CV-ketels. De CV-ketels hadden een maximaal vermogen van 22,5 tot 24 kW en een minimaal vermogen dat 75% of meer lager lag. In de experimenteerperiode werd tot 20% waterstof bij het aardgas gemengd. Ten aanzien van NO_x was de conclusie: "Het toevoegen van waterstof aan aardgas geeft een hogere adiabatische vlamtemperatuur. Door de hogere adiabatische vlamtemperatuur wordt de vorming van NO_x verhoogd. De vergroting van de luchtvermaat²¹ zorgt er echter voor dat de temperatuur, en daarmee de NO_x-vorming daalt. Het blijkt dat de NO_x-verlagende invloed groter is de NO_x-verhogende invloed" (Kiwa, 2012). In een rapport uit 2020 wordt deze conclusie herhaald (Kiwa, 2020).

THyGa project

Het THyGa (Testing Hydrogen admixture for Gas Applications) project²² is een Europees demonstratieproject van installaties op waterstof. In het THyGa kader zijn een groot aantal metingen gedaan aan huishoudelijke gasapparatuur. Dit varieerde van CV-ketels tot gasfornuizen en ovens en waterstofpercentages tot 50 vol.-%

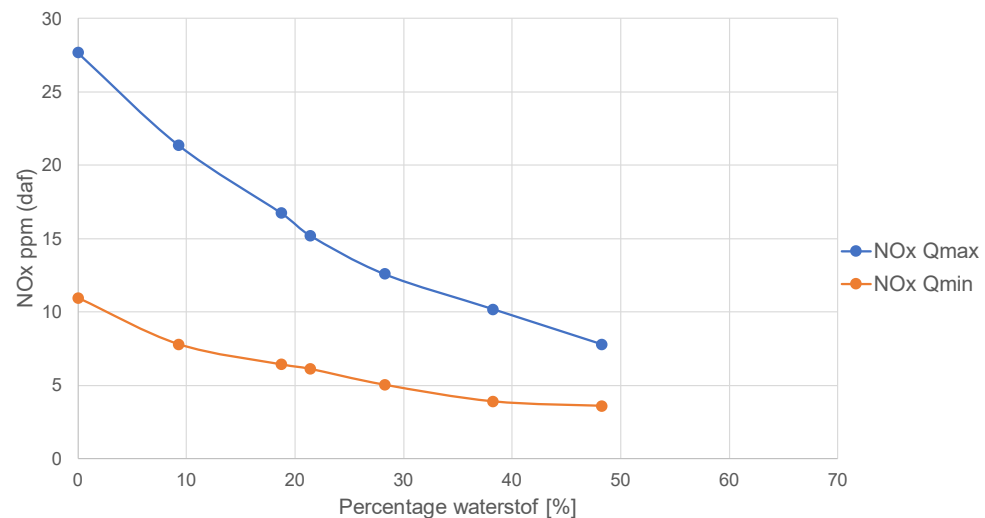
²⁰ Toelichting: Als het aandeel waterstof in de brandstof toeneemt, zakt de energie-inhoud per m³ brandstof en de hoeveelheid zuurstof die voor verbranding nodig is. Wordt toch dezelfde hoeveelheid lucht toegevoerd als bij 100% aardgas, dan neemt de luchtvermaat toe en zakt de verbrandingstemperatuur.

²¹ Het rapport geeft niet aan waar deze hogere luchtvermaat vandaan komt. Bij installaties waarbij voor de lucht-brandstofregeling niet het zuurstofgehalte in het rookgas gemeten wordt, ontstaat deze vanzelf, omdat aardgas met extra waterstof per m³ een lagere verbrandingswaarde heeft (minder lucht nodig) en bovendien waterstof per eenheid van energie minder lucht nodig heeft dan aardgas.

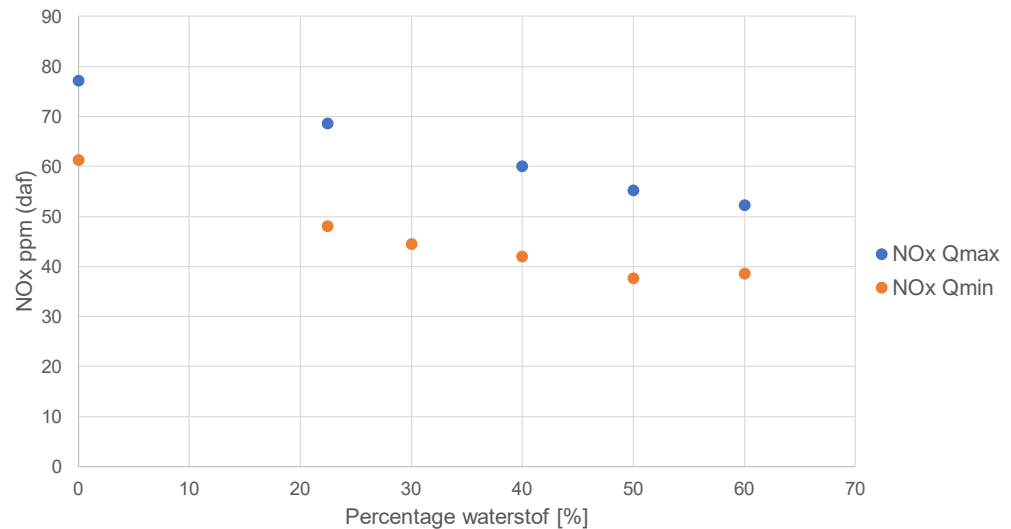
²² <https://thyga-project.eu/>

(THyGa, 2022). Wordt een gasmengsel met meer waterstof toegevoerd en blijft de hoeveelheid lucht gelijk, dan neemt de luchtvermaat toe en daalt de NO_x -emissie. Dit kwam ook uit de metingen naar voren. De hoogte van de emissie en de omvang van de daling hing van het specifieke toestel af. Met het toenemende waterstofaandeel kan ook het vermogen van de installatie dalen, maar dit hoeft niet altijd een probleem te zijn.

De zogenaamde flashback bleek bij atmosferische ketels mee te vallen. Geteste atmosferische apparatuur bleek tot 30 vol.-% waterstof goed aan te kunnen. Bij voorgemengde branders, die afgesteld waren op een bepaald waterstofgehalte doet zich een veiligheidsprobleem voor als tijdelijk gewoon aardgas gebruikt wordt. Dan loopt de luchtvermaat terug en kan er veel CO worden gevormd. Aan voorgemengde branders werden echter nauwelijks metingen gedaan omdat fabrikanten niet toestaan om lucht-brandstof verhoudingen aan te passen. Wordt de standaard afstelling wel aanpasbaar gemaakt dan wordt minstens 40 vol.-% waterstof haalbaar geacht. In Figuur 6 en Figuur 7 zijn twee voorbeelden uit het interim-rapport overgenomen (THyGa, 2022). In de figuur staat daf voor dry and air free; ofwel droog en 0% O_2 . Bij deze omstandigheden is 10 ppm NO_x (daf) ongeveer gelijk aan 17,6 mg NO_x/Nm^3 bij 3% O_2 . Gemeten is bij zowel het maximum vermogen (Q_{max}) als bij het minimum vermogen (Q_{min}). Dit zijn voorbeelden om het dalende effect te laten zien; zoals al gesteld hangt de hoogte van de emissie sterk van het specifieke toestel af.



Figuur 6 Voorbeeld van de NO_x -uitstoot van voorgemengde ketel (bij 20 kW en 4,8 kW).



Figuur 7 Voorbeeld van de NO_x-uitstoot van oven (bij 2,5 kW en 1 kW).

Avacon project met 20% waterstofbijmenging in Sachsen-Anhalt²³

In oktober 2021 is door Avacon een project begonnen om tot 20% waterstof bij te mengen in 35 km lang gedeelte van een lokaal aardgasnet. Het gaat hierbij om netgedeelte met ongeveer 340 aansluitingen, zonder grote industriële bedrijven. De aanwezige installaties (352 installaties van 30 fabrikanten) zijn op locatie getest op een gasmengsel met 23% waterstof²⁴. Uiteindelijk zijn 5 apparaten vervangen door nieuwe apparaten die geschikt zijn voor waterstof (DVGW, 2021) (DBI; 2021) (Brandes, 2022). Uit laboratorium metingen blijkt dat veel huishoudelijke apparaten ook al geschikt zijn voor 30% waterstof metingen in het laboratorium (DVGW, 2021). De publicaties over dit onderzoek melden geen gegevens over NO_x-uitstoot per installatie. Wel wordt gemeld dat naast 8% minder CO₂-uitstoot gemiddeld 26% minder NO_x-uitstoot wordt verwacht (Avacon, 2021).

4.2 Volledig op waterstof

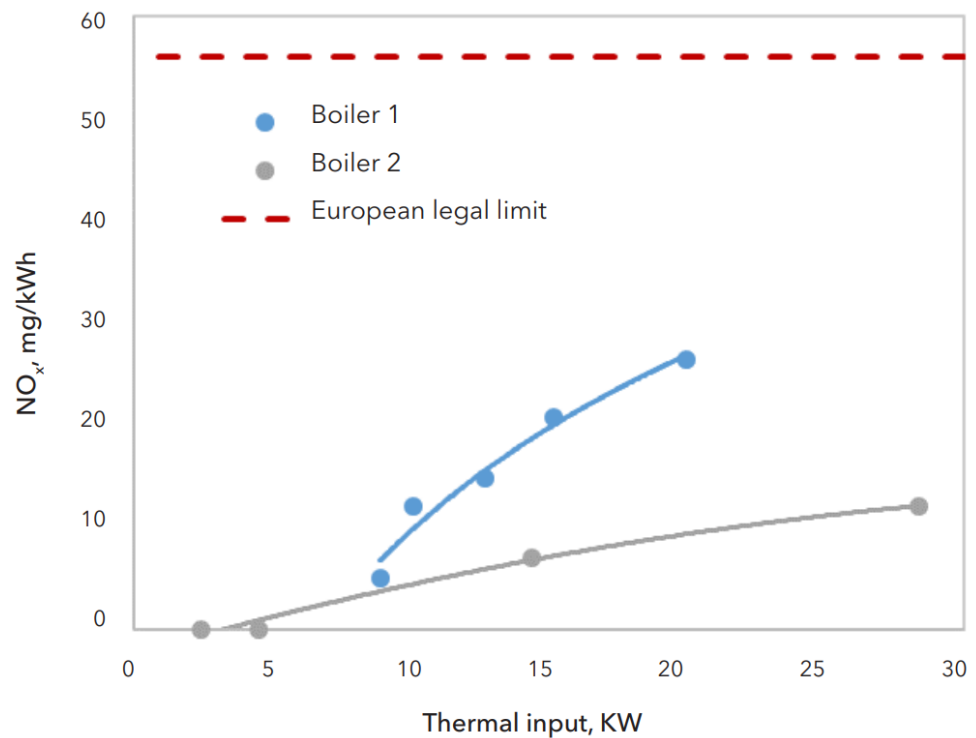
Waterstofwijk Hoogeveen

Een onderzoek naar de mogelijkheden voor een waterstofwijk in Hoogeveen concludeert dat de NO_x-uitstoot van de waterstof-CV-ketel veel lager is dan gedacht, en ook lager dan van de huidige aardgasketels²⁵. In veel studies wordt vermeld dat de NO_x-uitstoot bij waterstof hoger zou zijn, vanwege hogere vlamtemperaturen. De technologie die binnen dit project is ontwikkeld laat echter zien dat de NO_x-uitstoot duidelijk lager is. (Waterstof Hoogeveen, 2020). Hierbij wordt onder andere verwezen naar het rapport van DNV GL (DNV GL 2020). Uit dit rapport is Figuur 8 overgenomen.

²³ <https://www.avacon-netz.de/de/avacon-netz/forschungsprojekte/wasserstoff-im-gasnetz.html>

²⁴ <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201902-artikel-avacon-projekt-h2-20.pdf>

²⁵ De vraag is of het hier gaat om de normen van de Ecodesign richtlijn of de werkelijk uitstoot van het CV-ketel park in Nederland, dat veel lager ligt.

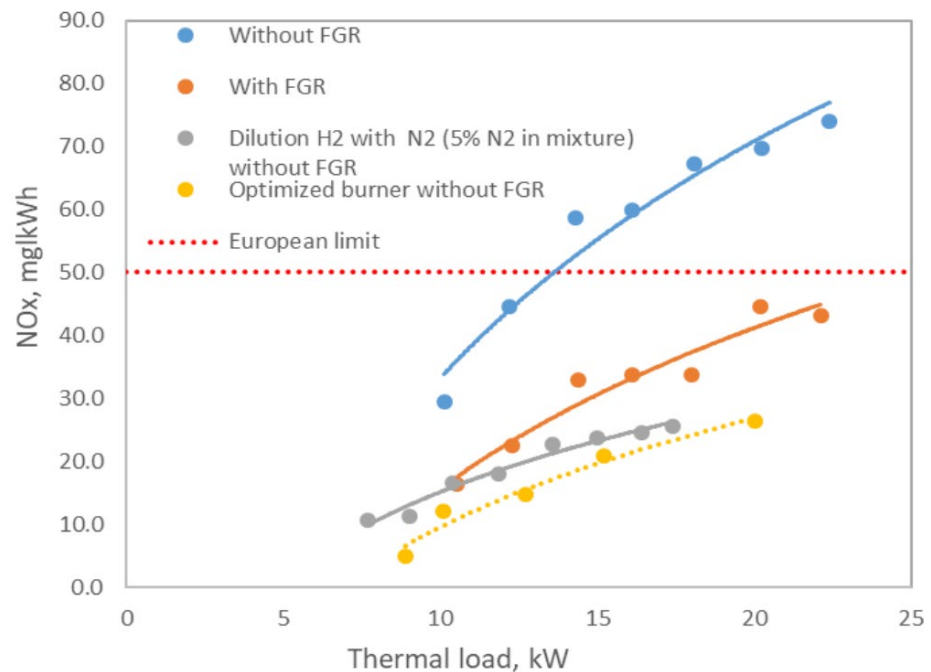


Figuur 8 NO_x-emissie van 2 waterstof CV-ketels in vergelijking met de Europese norm.

Het maximum van boiler 1 van 27 g/kWh laat zich vertalen naar 43 mg/Nm³ bij 3% O₂. Hierbij moet opgemerkt worden dat het rookgasvolume van waterstof per MJ energie (LHV) 27% lager is dan bij aardgas. Dit levert bij dezelfde energiehoud als aardgas bij waterstof dus hogere waarden per Nm³ rookgas op. De emissie bij boiler 2, ontwikkeld door DNV GL/Gas Terra, blijft beperkt tot 12 mg/kWh ofwel circa 19 mg/Nm³ bij 3% O₂.

De figuur uit het DNV GL rapport komt deels terug in een publicatie uit 2020 (Gersen, 2020a). Hieruit blijkt dat boiler 1 in Figuur 8 een ketel is van Bekeart Combustion Technology. Voor de waterstof ketel is de normale premixed brander vervangen door een speciaal hiervoor ontwikkelde premixed brander geschikt voor de hogere verbrandingssnelheid (Gersen 2020a).

Figuur 9 schets diverse opties die bij DNV GL/Gas Terra zijn onderzocht om te komen tot een lage NO_x-verbranding geschikt voor waterstof. De blauwe lijn geeft de situatie aan zonder (externe) rookgasrecirculatie (RGR of in het Engels FGR; flue gas recirculation). De gele lijn geeft het voorlopige resultaat van de zoektocht weer, met een maximale emissie van de van 26 mg/kWh circa 49 mg/Nm³. Als gekeken wordt naar Figuur 8 dan is het blijktbaar gelukt om de NO_x-emissie nog verder te beperken.



Figuur 9 NO_x-emissie van DNV GL/Gas Terra ketel op waterstof.

Worcester Bosch

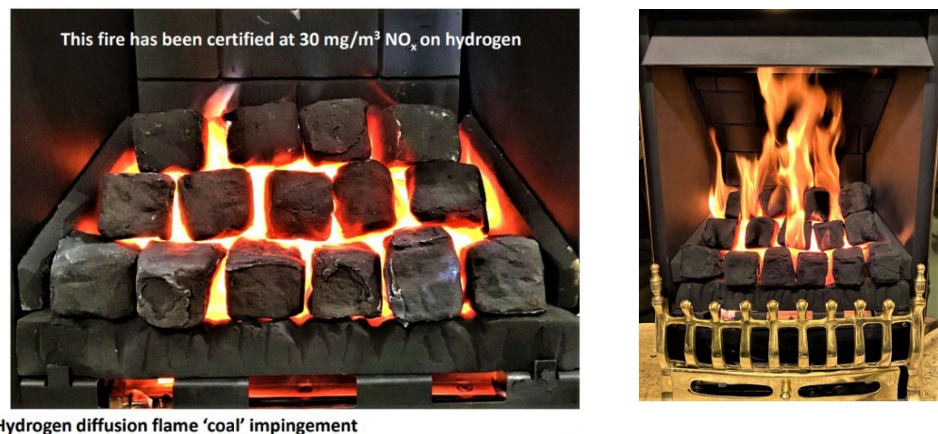
In het kader van het Engelse Hy4Heat heeft project heeft Worcester Bosch een prototype ontwikkeld voor een 30 kW combi CV-ketel. In 2020 is dit geïnstalleerd in de DNV GL testsite te Spadeadam in Northumberland. De NO_x-emissie bleven beneden de **25 mg/kWh** (Worcester Bosch, 2021). Gesteld dat dit conform de definitie in de Ecodesign richtlijn is, dan is dit equivalent met 40 mg NO_x/Nm³ op basis van droog rookgas en 3% O₂. In een later stadium zijn ook CV-ketels gemaakt die op aardgas met maximaal 20% waterstof konden werken. Deze ketels zijn waterstof ready en kunnen door een paar onderdelen te vervangen binnen een uur naar 100% waterstof worden omgebouwd. Overigens kunnen alle “Greenstar condensing gas boilers” van dit bedrijf die sinds 2000 verkocht zijn al op mengsels tot 20% waterstof werken (<https://www.worcester-bosch.co.uk/hydrogen-blend-boilers>). Op de website van dit bedrijf staat een waterstofstrategie waarin verondersteld wordt dat er ergens tussen 2025 en 2030 tot 20% waterstof bij aardgas gemengd kan gaan worden (<https://www.worcester-bosch.co.uk/hydrogen-timeline>).

Katalytische branders

Sinds 2003 verkoopt Giacomini waterstof ketels met een katalytische brander. Het huidige model, de H₂hydroGEM, heeft een vermogen van 5 kW. Doordat de katalytische reactie bij 300°C plaatsvindt wordt er geen NO_x gevormd (Ley, 2021). Ook andere bronnen rapporteren voor katalytische branders zeer lage NO_x-emissies. Een onderzoek uit 2018 met een 2,7 kW brander noemt NO_x-emissies van bijna nul tot 0,6 mg/Nm³ (Fumeya, 2018). Katalytische branders in CV-ketels zijn ongebruikelijk en zouden een nieuwe ontwikkeling zijn op de Nederlandse markt.

4.3 Openhaard op waterstof

In het kader van het Hy4Heat project is ook naar openhaarden gekeken. Omdat waterstof vlammen slecht zichtbaar zijn, moeten dan de keramische elementen voor het “openhaard-effect” zorgen (zie ook Figuur 10). Veel Engelse huizen (23 mln) hebben een open gashaard (rendement circa 65%²⁶). Tijdens een conferentie in 2021 zijn resultaten van een onderzoek gepresenteerd (Andrews, 2021). Uitgangspunt is een type (Focal Point Blenheim Slimline fire)²⁷ waarvan er jaarlijks meer dan 70 000 verkocht worden met regelbaar vermogen van 1,8 tot 3,2 kW en een NO_x-emissie op aardgas van 105-128 mg/kWh (114-140 mg/Nm³ bij 3% O₂). In de openhaard werd voor onder de keramische elementen een andere brander ontwikkeld en geïnstalleerd. Het is met name de gebruikte twee lagen keramische “kolen” elementen die de lage NO_x-emissie bewerkstelligen. Op brandend waterstof die een “kolen bed” verhit blijft de emissie onder de 30 mg/Nm³, zie Figuur 10. Uit de rest van de informatie blijkt dat dit een tikfout is. In de publicatie wordt ook gesproken over 35 mg NO_x/kWh en een recent resultaat van 30 mg NO_x/kWh (48 mg/Nm³ bij 3% O₂). Het rendement gaat overigens ook naar beneden, naar circa 55%. De ontwikkelde open haard kan overigens ook gewoon aardgas verbranden. Dit levert dan wel veel beter zichtbare vlammen op (NO_x-emissie 94 mg/kWh / 102 mg/Nm³ bij 3% O₂).



Figuur 10 Openhaard op waterstof (links) en op aardgas (rechts) (Andrews, 2021).

Uit de presentatie van (Andrews, 2021), blijkt dat er nog wel wat problemen met het prototype zijn, bijvoorbeeld bij aardgasverbranding, die wel oplosbaar zijn.

De cijfers van (Andrew, 2021) komen terug in een Hy4Heat presentatie van (Maxfield, 2020). Hierin wordt nog een tweede openhaard aangehaald met een standaard emissies van 83 mg/kWh, die na aanpassing met als beste waarden tot 31 mg/kWh op waterstof (50 mg/Nm³ bij 3% O₂) en 48 mg/kWh op aardgas uitkomt (53 mg/Nm³ bij 3% O₂).

Overigens zijn niet alle openhaarden even emissiearm. Een derde, van 4 kW, noemt voor waterstof 107 mg NO_x/kWh en voor aardgas 67 mg NO_x/kWh (Maxfield 2020).

²⁶ “Net thermal efficiency” dus gebaseerd op de stookwaarde of onderste verbrandingswaarde.

²⁷ <https://www.focalpointfires.co.uk/product-category/conventional-gas-fires/>

4.4 Conclusies kleine installaties

Het lijkt erop dat tot 20 vol.-% waterstofbijmenging bij aardgas, bij de juiste keuze van apparatuur uit de huidige markt, geen problemen op het gebied van veiligheid en levensduur hoeft te leveren. Ook heeft het maar beperkte effecten op de NO_x-uitstoot. Afgaande op het Avacon en het THyGa project zou hiervan bij de kleinere installaties door een toename van luchtvermaat-situaties een lichte daling in de NO_x-uitstoot verwacht worden.

Een voor waterstof geoptimaliseerde brander moet een emissie kunnen halen die beneden de 35 mg/Nm³ (droog bij 3% O₂) ligt. Dit kan vergeleken worden met de huidige eis voor aardgasstook van 70 mg/Nm³ of de eis van 56 mg/kWh (61 mg/Nm³) uit de Ecodesign richtlijn. Hierbij moet opgemerkt worden dat de 56 mg/kWh voor aardgasstook erg ruim is vergeleken met een gemiddelde emissie van circa 29 mg/kWh en gasketels die in 2011 al aan 20 mg/kWh voldeden²⁸. De mogelijkheden voor Nederland om eigen (strenger) beleid te voeren bij installaties die onder de Ecodesign richtlijn vallen zijn overigens beperkt omdat dit al handelsbeperking in de EU-markt kan worden opgevat. Een stimuleringsbeleid is wellicht wel mogelijk.

Het verdient aanbeveling om te kijken of het voldoende concreet te maken is dat in de toekomst bepaalde wijken volledig op waterstof over gaan. In die wijken zou alleen nog apparatuur geplaatst mogen worden die waterstof ready is. Als het plan is om waterstof bij te mengen bij het aardgasnet, verdient het aanbeveling om alleen nog die gasapparatuur in Nederland te verkopen die hiervoor geschikt is. In Europees verband wordt overigens al nagedacht om in het kader van de Ecodesign richtlijn alleen nog nieuwe apparatuur op de markt te laten komen die geschikt is voor 20% waterstof. Ook wordt gesproken over etikettering en criteria voor waterstof-ready apparatuur (Euractiv, 2021) (EC, 2021).

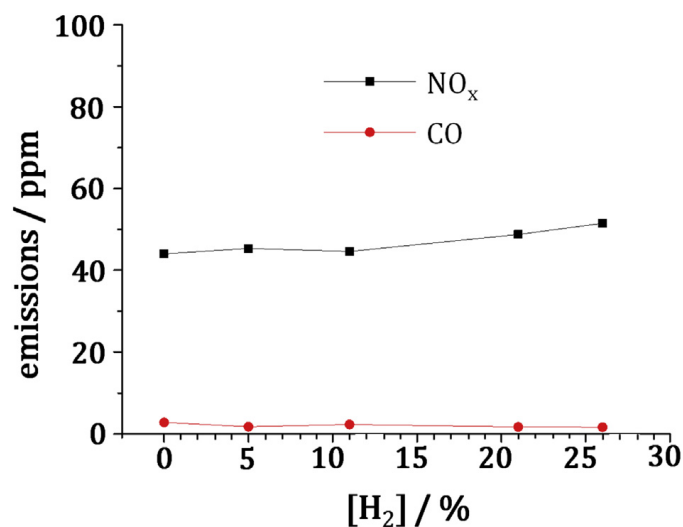
²⁸ Geciteerd uit de Duitse inbreng in een Ecodesign discussie. 20 mg/kWh is bij aardgas gelijk aan 22 mg/Nm³ en bij waterstof 32 mg/Nm³ (beide droog rookgas en 3% O₂) (Germany, 2022).

5 Ketels en fornuizen

5.1 Deels op waterstof

Bijmenging van 20% waterstof heeft beperkt effect op NO_x-emissies

In 2019 is Chinees onderzoek gepubliceerd naar waterstof bijmenging in een aardgasbrander met een wervelde vlam (natural gas swirling flame). Bij deze “radially-staged DLE (Dry Low Emission) burner” werden op volume basis bijmenghoeveelheden van 0 tot 26% doorgemeten. De vlam had een vermogen van 72,4 kW en 89% van de brandstof werd opzij ingevoerd en 11% werd gebruikt als centrale ontstekingsbrandstof. De NO_x-resultaten zijn zichtbaar in Figuur 11. Bij toenemende percentages waterstof stijgt de NO_x-emissie langzaam. Tijdens de verschillende testen werd een constante hoeveelheid lucht toegevoerd, die eerst verhit was tot 327°C, om het effect van voorverhitting (of luchtcompressie) mee te nemen (dit veroorzaakt ook de hoge NO_x-emissie). Doordat waterstof minder lucht voor verbranding nodig heeft, stijgt de grafiek minder dan bij constant zuurstof gehalte het geval zou zijn. Kijkend naar de vlamlengte wordt deze tot 5% waterstof stabiel steeds korter²⁹. Ook wordt de vlam breder (Ge, 2019). Er zijn nog een groot aantal andere publicaties die naar het vlamgedrag van aardgas-waterstof mengsels gekeken hebben. Niet alleen voor branders in ketels en fornuizen, maar met name ook ten behoeve van gasturbines. Bijvoorbeeld ook (Rajpara, 2018).



Figuur 11 NO_x- en CO-emissies van een aardgasbrander met waterstofbijmenging.

Saacke Branders

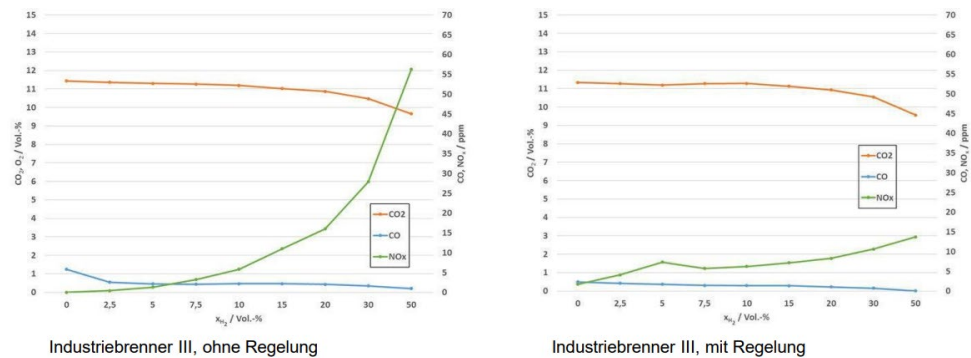
Het Duitse bedrijf Saacke verkoopt een viertal waterstofbranders. Type TEMINOX en ATONOX (te gebruiken tot 20% waterstof in aardgas) en SKVG en SSBG geschikt voor 100% waterstof (Saacke, 2020). Rond 2020 zijn er circa 30 branders verkocht.

²⁹ Het onderzoek richtte zich specifiek op de stabiliteit van de vlam, die een zekere trillingsfrequentie heeft (oscillerende vlam). Het lijkt erop dat waterstofbijmenging een stabiliserend effect heeft.

Voor waterstof zijn branders leverbaar van 1 tot 50 MW³⁰. Tot 20% waterstof levert het eigenlijk geen problemen op. Alleen de luchttoevoer moet gekoppeld worden aan de verhouding aardgas-waterstof, anders wordt het rendement lager. Dit kan door de Wobbe-index te meten, door het UV-licht van de vlam te meten of met een zuurstofsensor. Bij meer dan 20% moet het materiaal in de branderkop bestand zijn tegen de hogere temperaturen, moeten er NO_x-maatregelen getroffen worden (rookgasrecirculatie) en moet nagegaan worden of de componenten in de toevoering (kleppen, ventielen, etc.) tegen waterstof kunnen. Zonder rookgasrecirculatie gaat de NO_x-emissie met een factor 2 tot 3 omhoog (Krausnick, 2021b), (Eco, 2018).

GWl (test met FLOX brandersysteem)

Het Duitse Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. in Essen publiceert met enige regelmaat de resultaten van onderzoek. Uit een rapportage van een onderzoek in 2014-2017 is Figuur 12 afkomstig (GWl, 2017). De figuur maakt duidelijk dat met een goede regeling de toename van de NO_x-emissies beperkt zijn. De extreem lage NO_x-emissies bij alleen aardgas komen omdat hier de FLOX verbrandingstechniek wordt toegepast (zie ook HyFlexFIOx beschrijving verderop in dit hoofdstuk). Hierbij wordt, met uitlaatgas, de toegevoerde lucht extreem verwarmt (tot bijvoorbeeld 700°C) waarna er een vlamloze verbranding plaatsvindt.



Figuur 12 Industriebrenner met en zonder regeling, tot 50% waterstof (droog, 1% O₂).

THyGa project

Het Europese THyGa project, waar in paragraaf 4.1 ook al aan gerefereerd wordt, concludeert dat aardgas waaraan waterstof wordt toegevoegd in het algemeen tot hogere NO_x-emissies leidt, door lokale toename van de vlamtemperatuur, bij branders waarbij de brandstof en lucht niet vooraf gemengd wordt (geen premixed burners). Het gaat hier om branders met geforceerde lucht toevoer (forced draught burner), meestal met ventilatorbrander aangeduid, die bij grotere (vaak industriële) ketels worden toegepast tot vermogens met dubbele cijfers in MW. De NO_x-toename hangt ook af van de brander belasting. Bij 70% aardgas en een 600 kW ventilator brander verdubbelde de emissies bij het laagste vermogen, maar nam bij vol vermogen “maar” 50% toe (Huber, 2020). Rookgasrecirculatie kan de NO_x-emissie aanzienlijk verminderen, maar wordt meestal alleen toegepast bij hogere vermogens. (THyGa, 2020, pag 16).

³⁰ De meeste waterstof die verbrand wordt zijn reststromen, bijvoorbeeld van de chloor-alkali-industrie. Voor grotere hoeveelheden waterstof ligt levering aan de raffinage sector of de staalindustrie, meer voor de hand, of toekomstige afzet in de transportsector. Voor deze sectoren is waterstof veel meer waard, dan voor een grote verbrandingsinstallatie (Krausnick, 2021b).

BREF LCP (75% waterstof bij Dow)

Het “Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants” bevat in Figure 8.7 van dat rapport twee emissiecijfers van ketels die deels op waterstof branden, zie Tabel 6 (afgelezen uit de genoemde figuur). Deze installaties stoken 75% waterstof en 25% aardgas en maken gebruik van lage NO_x-branders en rookgasrecirculatie (RGR) (JRC, 2017a). Beide stoomketels zijn gebouwd in 2010 en zijn circa 7000 uur per jaar in gebruik met een tijdgemiddelde belasting van 36-38% (informatie uit hoofdstuk 13 van de BREF LCP). De installaties bij Dow in het Duitse Stade gebruiken waarschijnlijk waterstof afkomstig van chloor-alkali productie.

Tabel 6 Emissies van 2 stoomketels op 75% waterstof en 25% aardgas met LNB en RGR.

Nummer	Gemiddeld	Range (5-95 percentiel)	Eenheid
157-1V (165 MW)	71	62-85	mg/Nm ³ ,droog 3% O ₂
157 2V (165 MW)	72	61-85	mg/Nm ³ ,droog 3% O ₂

Eco Steam and Heating Solutions

Eco geeft in een presentatie over waterstof als brandstof aan wat het verschil is tussen een vlampijpketel op aardgas en op waterstof. De vlamtemperatuur wordt 300°C hoger, en de gemiddelde rookgastemperatuur in de ketel neemt met ca. 10% toe (en het te verhitten medium kan ook heter worden). Bij een bestaande ketel dient eventueel het thermisch vermogen met ca. 10-15% gereduceerd te worden. Tenslotte dient de ketel van externe rookgasrecirculatie voorzien te worden (Eco, 2018).

Voor wat betreft de brander, moet deze tegen een hogere temperatuur kunnen. Om de vlam te ontsteken moet aardgas of LNG gebruikt worden. De luchtvermaat verhouding moet bij waterstof aangepast worden ten opzichte van aardgas en afhankelijk van de keteluitvoering zal, als geen verdere maatregelen worden genomen, de thermische NO_x met een factor 2,5 tot 3 toenemen. De problemen kunnen beperkt worden door aanvullende externe rookgasrecirculatie voor de koeling van branderkop en de reductie van NO_x-emissie toe te passen (Eco, 2018).

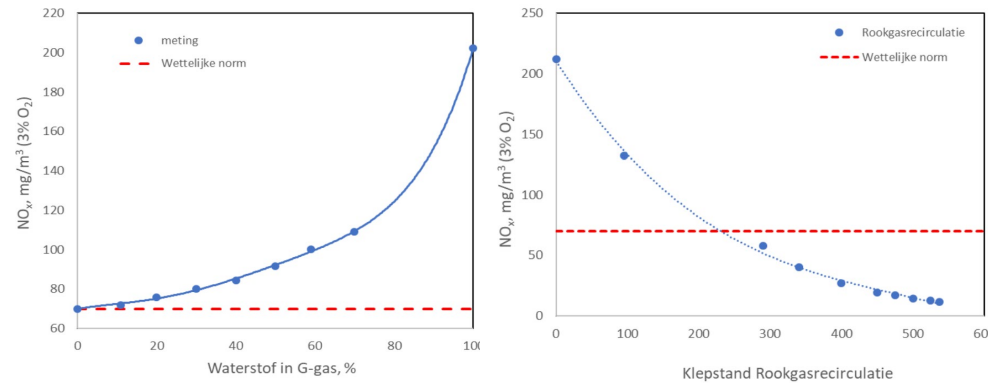
ClearSign brander

De Amerikaanse firma ClearSign heeft een brander ontwikkeld die minder dan 5 ppm NO_x bij 4% O₂ (10,8 mg NO_x/Nm³ bij 3% O₂) uitstoot. De brander maakt hiervoor o.a. gebruik van een op keramiek gebaseerde module. Volgens informatie van het bedrijf kan dit type brander een vermogen van 20 MMBTU/h (5,9 MW) leveren en zou het geschikt zijn om tot 80% waterstof te verbranden (Clearsign, 2022). Van het Amerikaanse DOE (U.S. Department of Energy) heeft het bedrijf in 2022 subsidie ontvangen om een brander op 100% waterstof te ontwikkelen (Hydrogen-central, 2022).

5.2 Volledig op waterstof**DNV GL onderzoek bijstookketels in warmtenetten**

DNV GL heeft onderzocht wat de mogelijkheden voor waterstof zijn in bijstookketels van warmtenetten (DNV GL, 2020a). In 2020 zijn 3 leveranciers van stoom- en warmwaterketels geïnterviewd. Deze hadden op dat moment geen geschikte brander om alle combinaties van aardgas en waterstof te stoken. Ze noemden voor de

ontwikkeling verschillende uitdagingen, waarvan hier er drie genoemd worden. Allereerst de stijging van de vlamtemperatuur en de hogere NO_x-emissie, die daardoor boven de 70 mg/Nm³ uit kan komen. Ook kan de snellere verbranding tot hogere temperaturen bij de brander leiden en problemen geven bij het starten van de brander. Een derde punt dat genoemd werd is de aanwezigheid van meer waterdamp waardoor de rookgascondensator groter moet worden.



Figuur 13 Links: NO_x-emissie neemt toe met het waterstofgehalte; Rechts: rookgasrecirculatie kan de NO_x-emissie bij waterstofverbranding fors terugdringen. Beide bij 500 kW en een ventilator voorzetbrander (DNV GL, 2020a) (Gersen, 2020b).

In dit onderzoek is door DNV GL ook gemeten aan een 500 kW ventilator voorzetbrander van branderfabrikant Zantingh (TKI Nieuw Gas, 2020). In het Varigas project³¹ bleek dat de NO_x-emissie fors oploopt met hogere gehalten waterstof. Het toevoegen van 8% CO₂ bleek de stijging al te compenseren (Gersen, 2020b). In een volgende test bleek dat rookgasrecirculatie een zeer effectieve methode is om de NO_x-emissie terug te dringen. Een conferentiepapier spreekt zelfs over een factor 10 minder NO_x-emissie bij 100% waterstof (Gersen, 2020b). Een traject dat in het DNV GL verbrandingslab nu met drie branderfabrikanten in het project “hydrogen as a fuel for heating” verder geoptimaliseerd wordt.

Het rapport bevat ook een kosteninschatting voor een ketel met een waterstofbrander. Voor de range 8 tot 14 MW liggen de totale branderkosten tussen de 4300 en 6000 euro, circa 1,3 tot 1,5 maal de kosten voor een aardgasbrander³². Wordt naar de combinatie ketel en brander gekeken dan liggen de geschatte meerkosten voor de brander tussen de 2,0 en 4,1%. Dit zijn de kosten inclusief gasstraat, ventilator, rookgasrecirculatie, extra bestuurbare klep, aanpassing gaskop, vlambewaking etc. Het verschil tussen hoge en lage meerkosten hangt samen met de aanname of de brander 30 of 50% duurder is (DNV GL, 2020a).

³¹ In het Varigas project van DNV GL Oil & Gas Netherlands in samenwerking met Zantingh B.V. en Stork Thermeq wordt gewerkt aan de ontwikkeling van branders die aardgas met variërende en hogere gehalten aan waterstof kunnen verbranden. Het idee hierachter is, om met geschikte branders het mogelijk te maken, om in de toekomst het industriële energieverbruik te vergroenen via toenemende gehalten aan duurzaam geproduceerd waterstof.

³² Het rapport stelt: “Voor de brander schatten wij in, dat de prijs een factor 1,3 tot 1,5 hoger zal liggen voor een waterstofbrander. Dit is hier geïnterpreteerd als 30 tot 50% duurder dan een aardgasbrander.

TSE-H2 van DNV GL

In het TSE H2 programma is binnen DNV GL, met inmiddels meer dan 30 partijen, een onderzoeksprogramma gestart. De geïnterviewde branderfabrikanten verwachten binnen circa 2-3 jaar (2022-2023) een brander op de markt te hebben die geschikt is voor waterstof. (CelSian/DNV, 2021), (Topsectorenergie, 2021).

Saacke branders in Ibbenbüren

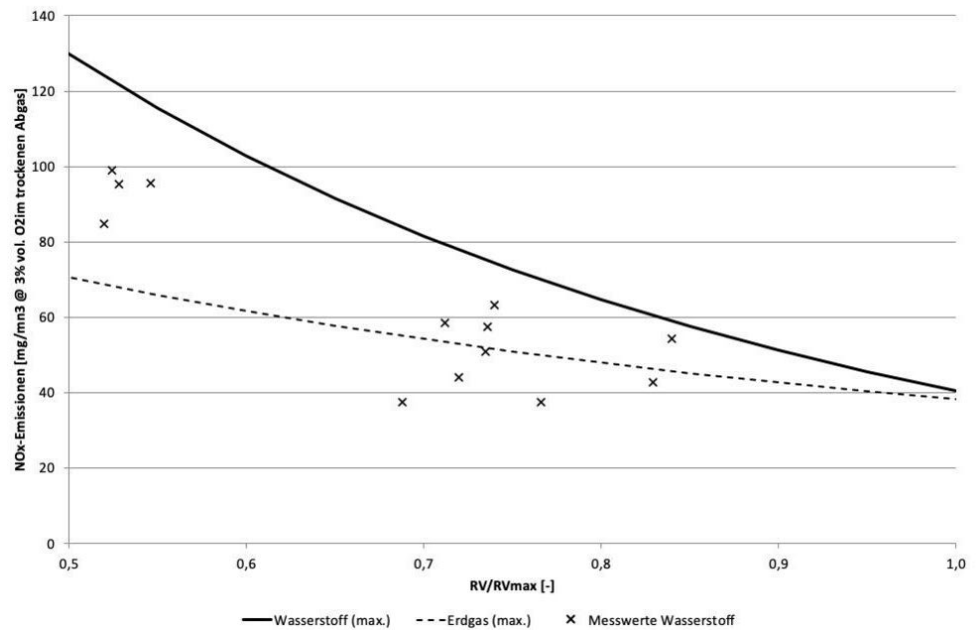
Door het Duitse bedrijf Saacke zijn bij Nouryon in Ibbenbüren een drietal branders geplaatst die naast aardgas ook waterstof kunnen verbranden. Het gaat om zogenaamde SKVGD (Saacke Keilriemen Ventilator Gas Doppelt) branders, afhankelijk van de installatie variërend van 4,3 bis 7,6 MW. De installaties zijn voorzien van geavanceerde rookgasrecirculatie (RGR). Tabel 7 laat de opgelegde emissie-eis zien en de waarde die in de installatie bereikt is. Als reservebrandstof moet ook lichte olie gestookt kunnen worden. Een speciale regeling zorgt dat bij verschillende verhoudingen waterstof-aardgas toch de juiste hoeveelheid lucht toegevoerd wordt. Doordat in dit project de waterstof met een heel kleine overdruk aankomt, zijn nog speciale maatregelen genomen om het drukverlies te verminderen.

Tabel 7 Emissie-eisen voor de installatie in Ibbenbüren (Krausnick, 2021a).

Brandstof	Opgelegde emissienorm	Bereikte praktijkwaarde
Aardgas	110 mg/Nm ³	100 mg/Nm ³
Waterstof	200 mg/Nm ³	100 mg/Nm ³
Lichte olie	200 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³

Er is bij dit project echter ook een onderzoek gedaan naar de mogelijkheden. De hierbij gemeten emissiecijfers zijn zichtbaar in de verticale as van Figuur 14 (Krausnick, 2021a). De horizontale as geeft de hoeveelheid teruggevoerde (gerecirculeerde) rookgas aan ten opzichte van het maximum voor deze brander. Opgemerkt moet worden dat dit maximum voor aardgas en waterstof verschillend kan zijn³³. De figuur laat zien dat de gemeten emissie bij waterstof bij lage RGR niveaus, van circa 80-100 mg/Nm³ bij 3% O₂, ongeveer 40% boven die van aardgas ligt. Bij hogere RGR niveaus komt het met 40-60 mg NO_x/Nm³ bij 3% O₂ dicht bij die van aardgas. Dat met een hoog niveau van rookgasrecirculatie niveaus vergelijkbaar met aardgas bereikt kunnen worden (Krausnick, 2021b), wordt ook door anderen genoemd.

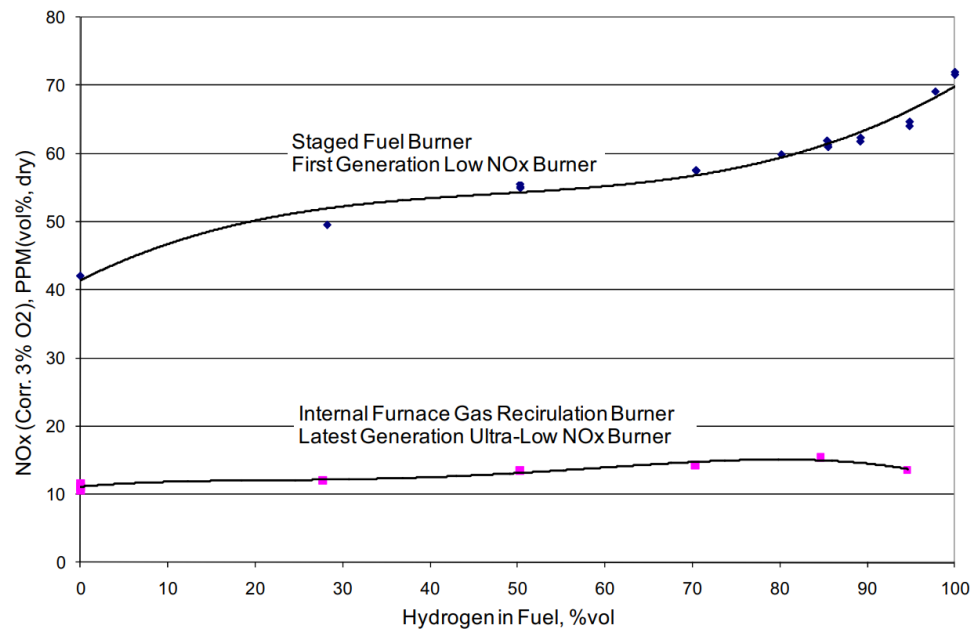
³³ Bij een bepaalde energie hoeveelheid toegevoerde brandstof ontstaat bij waterstof minder rookgas dan bij aardgas. Voor dezelfde hoeveelheid gas door de ketel, kan bij waterstof meer rookgas worden teruggevoerd (gerecirculeerd).



Figuur 14 NO_x-Emissies bij Nouryon in Ibbenbüren in relatie tot rookgasrecirculatie (RV) uitgedrukt ten opzichte van de maximaal toegelaten rookgasrecirculatie bij dit brandertype (SKVG) (Krausnick, 2021a).

COOLstar® procesbrander

In 2011 is onderzoek gedaan naar branders op aardgas die tot 95% waterstof gingen gebruiken. Getest is een John Zink COOLstar™ ultra low NO_x-brander die gebruikt wordt in de procesindustrie en de raffinaderijen en wordt verkocht in vermogens van 0,5 tot 6 MW. Als alternatief is ook gekeken naar John Zink PSFFG-brander met getrapte verbranding, een wat oudere NO_x-reductie techniek met vermogens van 0,2 tot 2,5 MW. De gemeten NO_x-emissies zijn zichtbaar in Figuur 15. De emissies van de COOLstar-brander blijven over het hele traject onder de 15 ppm ofwel onder de **30,8 mg/Nm³ bij 3% O₂**. Opgemerkt werd nog dat het lastig was om bij hoge waterstofbelastingen de vlamlengte te meten (Lowe, 2011). Inmiddels wordt de COOLstar-brander voor diverse brandstoffen aangeboden, waaronder ook 100% waterstof met een garantiewaarde onder de 15 ppmvd (John Zink, 2019).



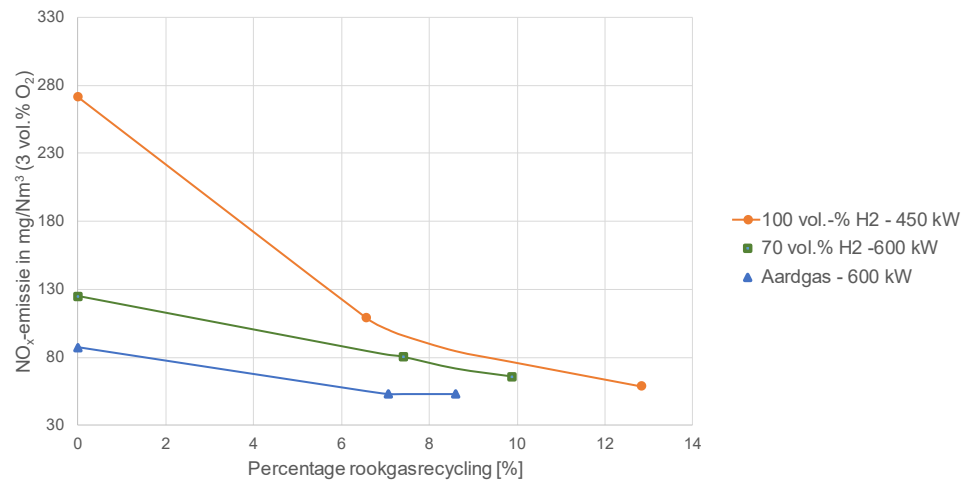
Figuur 15 Metingen aan twee John Zink-branders (Lowe, 2011)³⁴.

Dreizler marathon-brander

In 2020 zijn metingen gepubliceerd aan een 600 kW Dreizler marathon ventilatorbrander met hollowflame®-technology en verschillende percentages rookgasrecirculatie. De resultaten zijn zichtbaar in Figuur 16. De metingen laten ook zien dat met externe rookgasrecirculatie (RGR) ook bij (variabele) mengsels van waterstof en aardgas de NO_x-emissies beperkt kunnen worden. Emissiewaarden van 60 mg/Nm³ bij 3% O₂ zijn haalbaar. Bij waterstof en hoge RGR-percentages, moet echter wel met meer condensatierisico rekening worden gehouden. Ook wordt opgemerkt dat bij de hogere waterstofpercentages, de gasdruk in de brandstoftoevoer hoger moet worden om voldoende (volume) aan brandstof toe te voeren³⁵. Anders kan het vermogen, zoals in Figuur 16 het geval is, bij hogere percentages waterstof lager uitvallen.

³⁴ 1 ppm NO_x/m³ is 2,0525 g NO_x/m³.

³⁵ Meer precies het drukverschil tussen het gas in de toevoerleiding en de verbrandingskamer.



Figuur 16 Metingen met verschillende percentages externe rookgasrecirculatie aan een 600 kW brander op aardgas, een mengsel van aardgas en waterstof en aan 100% waterstof (Huber, 2020).

Walfire™ brander John Zink

Door John Zink is een waterstofbrander ontwikkeld, die in de wand van bijvoorbeeld een kraker gemonteerd kan worden. De brander kan tot 100% waterstof stoken en heeft een vermogen van 0,15 tot 0,6 MW (John Zink 2018). De brander is onder andere in een ethyleenkraker in de USA geplaatst (John Zink, 2022). Helaas ontbreken emissiecijfers. Oudere wandbranders van deze producent hadden op 50% aardgas en 50% waterstof emissies tussen de 20 en 40 mg/Nm³ bij 3% O₂ (bron patentaanvraag uit 2003). Omdat waterstof ook aanwezig is in industriële restgassen worden er meerdere typen branders verkocht die hoge waterstofgehalten aan kunnen.

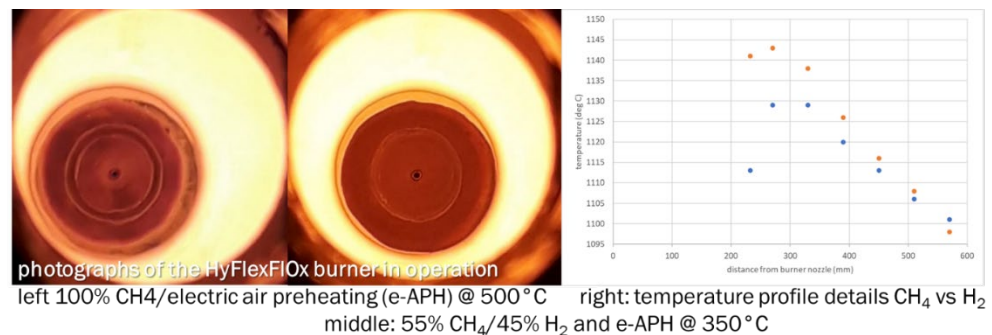
Hy4Heat project in het VK

In het kader van het Hy4Heat project in het VK is gekeken naar de ombouw van industriële installaties. In het eindrapport van werkpakket 6 wordt in hoofdstuk 9.2 per sector en type installatie stilgestaan bij de effecten van de overschakeling van aardgas op waterstof. Enkele opmerkingen uit het rapport zijn hier opgenomen. Het zijn bij branders en fornuizen vooral de branderfabrikanten die met waterstofverbranding bezig zijn. Er zijn inmiddels diffuse branders en droge lage NO_x-branders ontwikkeld, die op 100% waterstof kunnen werken. Ook zijn er branders die geen risico op vlamterugslag hebben. Voor ombouw van fornuizen worden weinig problemen verwacht; bij brander vervanging moet ook waarschijnlijk naar beperking van NO_x-emissies gekeken worden. Hoewel er een tendens is dat NO_x-emissie hoger worden, kan men met laatste generatie lage NO_x-branders binnen de VK-limieten blijven (Hy4Heat, 2019). Voor het emissieniveau verwijst het rapport naar de EU-eisen voor grote en middelgrote stookinstallaties en naar BREF LCP. Hieraan wordt toegevoegd dat de locaties die waterstof gaan gebruiken waarschijnlijk geen ruimte krijgen om meer NO_x uit te stoten dan dat ze bij 100% aardgasstook zouden doen (Hy4Heat, 2019, pag 29). Verder noemt het rapport een groot aantal technieken die bij aardgasverbranding worden toegepast om NO_x-emissies te verminderen en die ook bij waterstofverbranding toegepast kunnen worden met hetzelfde doel. Opgemerkt moet nog wel worden dat de ontwikkelingen

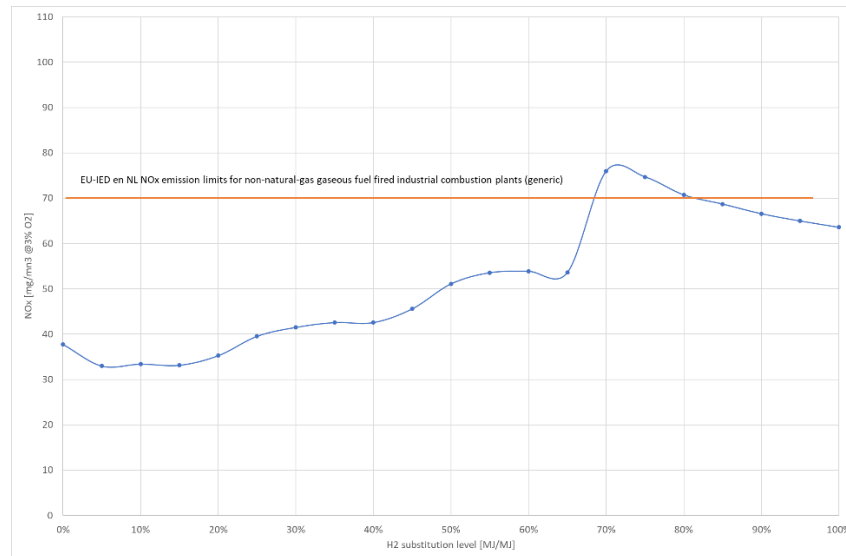
de laatste jaren erg snel gaan. De alinea's over gasturbines, in het betreffende rapport, zouden bijvoorbeeld op dit moment waarschijnlijk anders geformuleerd worden.

HyFlexFIOx concept van TNO

In 2022 heeft TNO expertisegroep Biobased and Circular Technologies (BCT) een nieuwe branderconcept ontwikkeld, gebaseerd op het principe van diffuse, "vlamloze" verbranding. Deze vorm van verbranding is gekenmerkt door een zeer homogene temperatuur in de verbrandingskamer, wat tot een lage NO_x -vorming leidt. Theoretisch, door het diffuse karakter van het oxidatieproces, is deze variant ook minder gevoelig voor de kwaliteit van de brandstof, en dus ook geschikt voor waterstof in mengsels met ander brandstoffen. Dit principe is reeds commercieel toegepast door o.a. het Duitse WS Warmeprosesstechnik (www.flox.com). Deze branders vereisen echter zeer specifieke stromingsomstandigheden in de verbrandingskamer en zijn niet altijd gemakkelijk toe te passen in bestaande fornuizen/ketels. In het geval van TNO is het ontwerp specifiek bedoeld als een retrofit apparaat. Verder is dit ontwerp uitgebreid met een geïntegreerde elektrische verbrandingslucht voorverwarming (de z.g. e-Air Preheater, e-APH), wat ook hybride warmtelevering (elektrisch + verbranding) mogelijk maakt – waar het concept zijn naam aan ontleed: Hybrid fuel-Flexible Flameless Oxidation (HyFlexFIOx). In 2022 is dit integrale concept, op labschaal (ca. 5 kWth), getest. In Figuur 17 is een grafische samenvatting van deze testen weergegeven met NO_x -performance samengevat in Figuur 18.



Figuur 17 Grafische samenvatting van HyFlexFIOx-brander testen met aardgas, waterstof en verschillende elektrische verbrandingslucht voorverwarming temperaturen (TNO, 2022).



Figuur 18 NO_x-emissies gemeten tijdens HyFlexFIOx concept testen bij een constante thermische belasting in het volledig aardgas/waterstof mengbereik (TNO, 2022).

Zoals in de bovengenoemde figuren te zien is, geeft een HyFlexFIOx-brander concept een tamelijk lage NO_x-emissies in een volledig aardgas-waterstof mengbereik. Niettemin is een geleidelijke toename wel degelijk waarneembaar met hogere concentraties van waterstof, maar voornamelijk bij >65% energetische vervangingspercentages (>90% volume vervanging). Desalniettemin, blijven de emissies met ong. 65 mg/Nm³ ook bij 100% waterstof onder de huidige EU en NL emissielimiet voor industriële fornuizen met gasvormige brandstoffen anders dan aardgas.

Langere vlammen

Een probleem dat nog niet geadresseerd is, is de vlamlengte. Een manier om de NO_x-uitstoot te beperken is de vlam te splitsen in een brandstofrijke zone en verderop een brandstofarme zone. De vlam kan hierdoor zo lang worden dat hij tegen de andere kant van de verbrandingsruimte komt en daar door te hoge temperaturen schade veroorzaakt. Bij de ontwikkeling van lage NO_x-branders voor waterstof verbranding is dit dus één van de aspecten waarbij in de ontwikkeling rekening mee moet worden gehouden, en zoveel mogelijk moet worden voorkomen.

5.3 Conclusies over branders op waterstof

Het bijmengen van, tot 20 vol.-% waterstof, bij aardgas, lijkt niet tot hele grote problemen te leiden. Wel moet de installatie hiermee op de juiste manier omgaan. Hoewel in eerste instantie verwacht zou worden dat de NO_x-emissie omhoog zou gaan, hoeft dit niet het geval te zijn als gelijktijdig ook de luchtvermaat omhoog gaat. Het is hierbij wel van belang om onderscheid te maken in volume% en aandelen in de brandstofinhoud. Een percentage van 20 vol.-% levert, door de lagere energie-inhoud van een m³ waterstof, maar een beperkt aandeel van de brandstoftoevoer. Een conclusie zou kunnen zijn dat bij dit beperkte energetische aandeel, maar weinig verandering in NO_x-emissie oplevert.

Hogere percentages aan waterstof, bijvoorbeeld 30%, kunnen bij bestaande installaties problemen geven door bijvoorbeeld een hogere temperatuur bij de branderkep en door oplopende NO_x-emissies. Er zijn dan aanpassingen nodig³⁶.

Een algemene conclusie voor branders op waterstof is, dat als het verbrandingsproces eenmaal goed beheerst wordt, er met aardgas vergelijkbare NO_x-emissiereductiemaatregelen toegepast kunnen worden. Bij branders die volledig op waterstof moeten kunnen werken is onderscheid te maken in branders die beperking van NO_x-emissies bereiken via rookgasrecirculatie (RGR) of via een aangepast branderontwerp (met bijvoorbeeld interne RGR). Ook de toepassing van FLOX ofwel vlamloze verbranding kan hier een belangrijke technische oplossing zijn.

Met RGR kunnen emissies beneden (bijvoorbeeld) de 50 mg/Nm³ bereikt worden. Bij een goede regeling kan het hele gebied van 100% aardgas naar 100% waterstof bestreken worden. Het te bereiken emissieniveau, hangt natuurlijk af van de gestelde emissie-eis. RGR moet beschouwd worden als een techniek, die zeker bij nieuwe ketels en branders algemeen toepasbaar is (BAT³⁷). Voor bestaande installaties hangt het van de lokale situatie af. Van belang is hierbij dat men bij het willen stoken van waterstof, sowieso aanpassingen aan de branders moet doorvoeren.

Het lijkt erop dat met uitgebalanceerde lage NO_x-branders, net als bij aardgas, lage NO_x-emissies bereikt kunnen worden. Een niveau van 30 mg/Nm³ (bij 3% O₂) is blijkbaar haalbaar. Op basis van de beperkte informatie is niet te concluderen dat elke fabrikant op dit moment al dergelijke branders kan leveren.

Opgemerkt moet worden dat uit de BREF LCP geconcludeerd zou kunnen worden, hoewel dit niet precies op waterstof betrekking had, dat het BAT-niveau voor nieuwe installaties in 2017 al rond de 30-70 mg/Nm³ lag. Indien door bijvoorbeeld luchtvoorverhitting emissieniveaus hoger komen te liggen, kan overwogen worden om SNCR (selectieve niet katalytische reductie) of SCR (selectieve katalytische reductie) toe te passen³⁸.

³⁶ Bij het invoeden van een bepaald debiet aan waterstof in het aardgasnet moet er dus op gelet worden dat de concentraties, door een lage aardgasvraag, niet te hoog oplopen, als de apparatuur die dit aardgas afneemt, daar nog niet geschikt voor is.

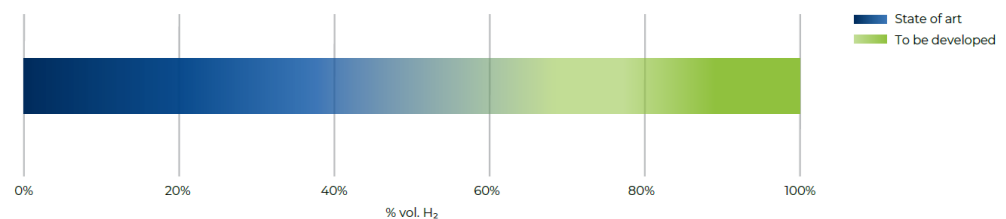
³⁷ Best Available Technology; in het Nederlands aangeduid met beste beschikbare techniek (BBT).

³⁸ In beide gevallen moet in respectievelijk de verbrandingsruimte of het rookgaskanaal een reductiemiddel dat de NO_x afbreekt, bijvoorbeeld ammoniak of ureum, worden ingespoten.

6 Gasturbines

6.1 Ontwikkeling richt zich op steeds hogere waterstof percentages

Een rapport uit 2020 over de stand van zaken rond gasturbines op waterstof stelt: Het uiteindelijke onderzoeks- en ontwikkelingsdoel is dus het bereiken van state-of-the-art lage NO_x -emissies (< 25 ppm) bij stookgasmengsels met toenemende hoeveelheden (groene) waterstof (uit elektrolyse) tot 100% H_2 . In het rapport staat ook Figuur 19, die een indruk geeft van de stand van zaken begin 2020 (ETN Global, 2020). Een groot aantal fabrikanten melden op dat moment al succesvolle testen met 20 tot 30 vol.-% waterstof.



Figuur 19 Huidige acceptabel aandeel van H_2 in gasturbines (ETN Global, 2020).

Niet voor gemengde branders, zelfde uitdagingen als bij ketels

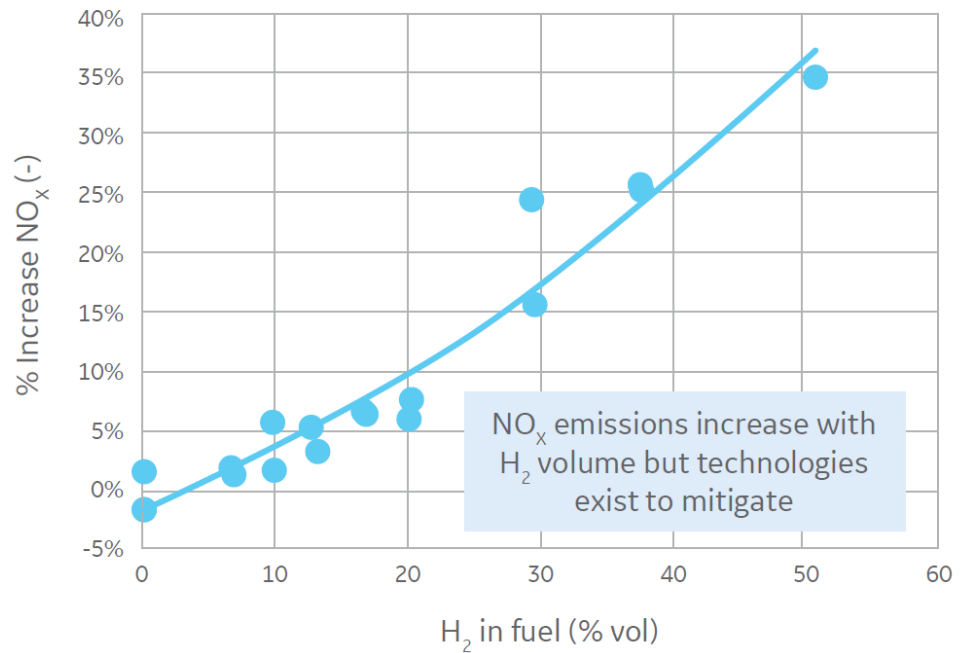
De uitdagingen van dit soort branders bij ketels komen terug bij branders in kleine (micro) gasturbines. Van mengsels met waterstof wordt verwacht dat ze tot hogere NO_x -emissie leiden, omdat de hoofdverbranding bij stoichiometrische omstandigheden en hogere lokale temperatuur zal plaatsvinden. De vlam kan zich hierbij dichter naar de brandermond verplaatsen, in omvang afnemen en lokaal oververhitting veroorzaken. Maar dit alles hangt sterk af van de precieze branderontwerp en of de regelsystemen in gebruik zijn of niet (THyGa, 2020).

Kawasaki gasturbine

Met de "Kawasaki Hydrogen Road" werkt KGE aan de ontwikkeling van een integrale toeleveringsketen voor waterstof. Zo ontwikkelt Kawasaki momenteel waterstofgedreven gasturbines die flexibel en betrouwbaar zijn en een beperkte uitstoot hebben (Cogen Vlaanderen, 2020). Bij een kleine gasturbine van Kawasaki van 1,85 MW op aardgas en 1,90 MW op waterstof worden emissie warden genoemd van 37 ppm bij aardgas en 73 ppm op waterstof (Kawasaki, 2021). In Kobe (Japan) is in 2018 ook een droge techniek getest, geschikt voor zowel waterstof als aardgas, een zogenaamde micro-Mix burner in een 1,5 MWe gasturbine. Op 100% waterstof werd een NO_x -emissie van 50 ppm bij 16% O_2 gemeten (60 ppm bij 15% O_2 ; 110 mg/Nm^3 bij 15% O_2) (Tekin, 2018), (Kawasaki, 2020). Ter vergelijking, de Nederlandse eis in het Activiteitenbesluit voor gasvormige brandstoffen in gasturbines is 35 mg/Nm^3 bij 15% O_2 .

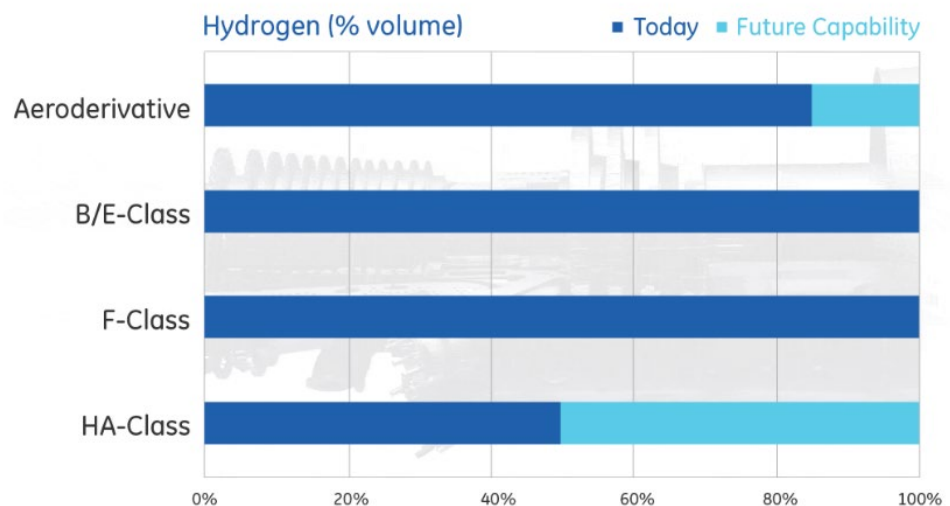
GE gasturbines

Er zijn gasturbinebranders van GE in ontwikkeling die al voor een groot deel op waterstof kunnen draaien. Voor volledig op waterstof wordt voorlopig gezegd dat het dan misschien verstandiger is om ook SCR te gebruiken.



Figuur 20 Toename van de NO_x-uitstoot bij GE-gasturbine bij meer waterstof zonder extra maatregelen (GE, 2020).

GE is druk bezig met het onderzoek naar verbrandingskamers die op nieuwe en bestaande gasturbines geplaatst kunnen worden. De stand van zaken begin 2022 staat in Figuur 21 (GE, 2022c). In een artikel uit 2019 wordt door GE nader ingegaan op de branders waarmee gewerkt wordt (GE, 2019). Hierbij wordt bijvoorbeeld opgemerkt dat er bij waterstof in plaats van aardgas 3 keer zo veel m³ brandstof aan de brander moet worden toegevoerd. In Tabel 8 staan wat gegevens over GE-gasturbines uit verschillende bronnen.



Figuur 21 Geschiktheid van GE gasturbines (na aanpassing) voor het stoken van waterstof (GE, 2022a, 2022c).

GE gasturbine in bedrijf in de praktijk getest op 5% waterstof

Inmiddels heeft GE een eerste commerciële gasturbine in bedrijf bij Long Ridge Energy Terminal in Ohio (USA) die 15 tot 20% waterstof kan verbranden. Het gaat om een GE 7HA.02 gasturbine in een combined cycle situatie van 485 MWe, die nu getest is bij 5% waterstof. GE geeft aan dat de waterstofbranders die ze ontwikkelen ook toepasbaar zijn bij bestaande gasturbines. GE gaat er van uit dat dit in de loop van de tijd verhoogd moet kunnen worden naar 100% (GE, 2022e). GE streeft naar beschikbaarheid van branders op 100% waterstof voor al zijn gasturbines in 2030. In 2022 zullen er nog praktijktesten volgen bij twee andere typen gasturbines.

Tabel 8 Gegevens van diverse GE gasturbines (15% O₂)³⁹.

Brander	Type gasturbine	Brandstof	NO _x -emissie
DLN 2.6	6F, 7F	Aardgas en diesel/stookolie	< 9 ppm
DLN2.6+	6F, 7F, 9F	Veel flexibiliteit; tot 20% waterstof	tot 15 ppm (9F) < 9 ppm (7F)
7F DLN 2.6+ FLEX	7F	Veel brandstoffen 5-10% waterstof	< 9 ppm (7F)
DLN2.6e	7HA.03, 9HA	50% waterstof	<25 ppm, <2,5 met SCR-
-	7E	100% waterstof	< 3 ppm (zonder SCR) ⁴⁰

Een specifiek onderzoek naar de GT13E2 met een AEV Burner (Advanced Environmental burner) een E-klasse gasturbine van 187-210 MWe liet zien dat tot waterstofgehalten van 60 vol.-% de NO_x-emissie beneden de 15 ppm, bleef (ETN Global, 2020).

GE 90 MWe gasturbine

Volgens de website van GE Gas Power heeft de SE.03 gasturbine (60 HZ) van 90 MWe de mogelijkheid om 100% waterstof te stoken. Ook wordt gesteld dat de emissie kleiner is dan 3 ppm NO_x. Op de website is niet duidelijk of dit niveau NO_x-niveau ook bij 100% waterstof gehaald wordt. Wordt aangenomen dat de 3 ppm bij 15% zuurstof is (dit is voor GE een gebruikelijk percentage), dan komt dit overeen met 6,2 mg/Nm³ bij 15% O₂ (GE 2022d).

Aurelia® A400 (400 kWe)

Aurelia Turbines Oy (<https://aureliaturbines.com/h2>) heeft een kleine gasturbine van 400 kWe ontwikkeld die onder andere op 100% waterstof kan werken. Een NO_x-emissie waarde beneden de 20 mg/m³ (bij 15% O₂) wordt hierbij genoemd. Tussen de compressor uitlaat en de verbrandingskamer wordt de toe te voeren lucht gekoeld wat de temperatuur en daarmee de NO_x-vorming in de verbrandingskamer beperkt. De hele installaties heeft twee compressiestappen met een tussenkoeler. Ook de expansie vindt in twee aparte turbines plaats. Uiteindelijk wordt door deze twee assige uitvoering een elektrisch rendement van 40% bereikt (ASUE, 2019) (Aurelia, 2019).

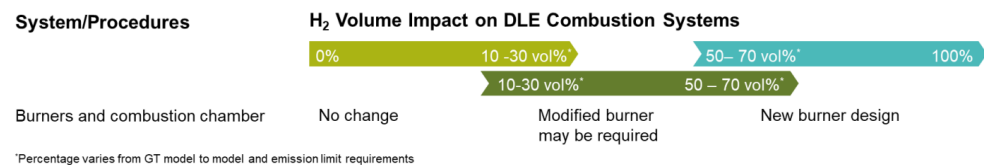
³⁹ Hoewel niet altijd vermeld is omrekening van 15% O₂ in het rookgas gebruikelijk. Bij het vergelijken van emissiefactoren moet met het zuurstofgehalte rekening worden gehouden: 10 ppm NO_x bij 15% O₂ is gelijk aan 20,5 mg/Nm³ bij 15% O₂ en 62 mg/Nm³ bij 3% O₂.

⁴⁰ <https://www.ge.com/gas-power/products/gas-turbines/7e>. De productcatalogus van GE 2021/2022 vermeldt voor de 7E 4 ppm en geschikt voor 100% waterstof.

Siemens Gas turbines

In 2020 heeft Siemens een roadmap naar 100% waterstof in hun gasturbines gepubliceerd (Siemens, 2020). Op dat moment waren de droge lage NO_x-branders (Dry Low Emission/DLE) van hun zware gasturbines (SGT5 & SGT6) al geschikt voor 30 vol.-% waterstof. Voor hun andere turbines (industriële of van vliegtuig afgeleid) is het beeld wisselend van 5 tot 50% voor lage NO_x-verbrandingskamers tot 15 tot 100% voor verbrandingskamers met waterinjectie (figuur 3 in de roadmap). Siemens heeft in april 2020 al 55 turbines met hoge gehalten aan waterstof wereldwijd geplaatst.

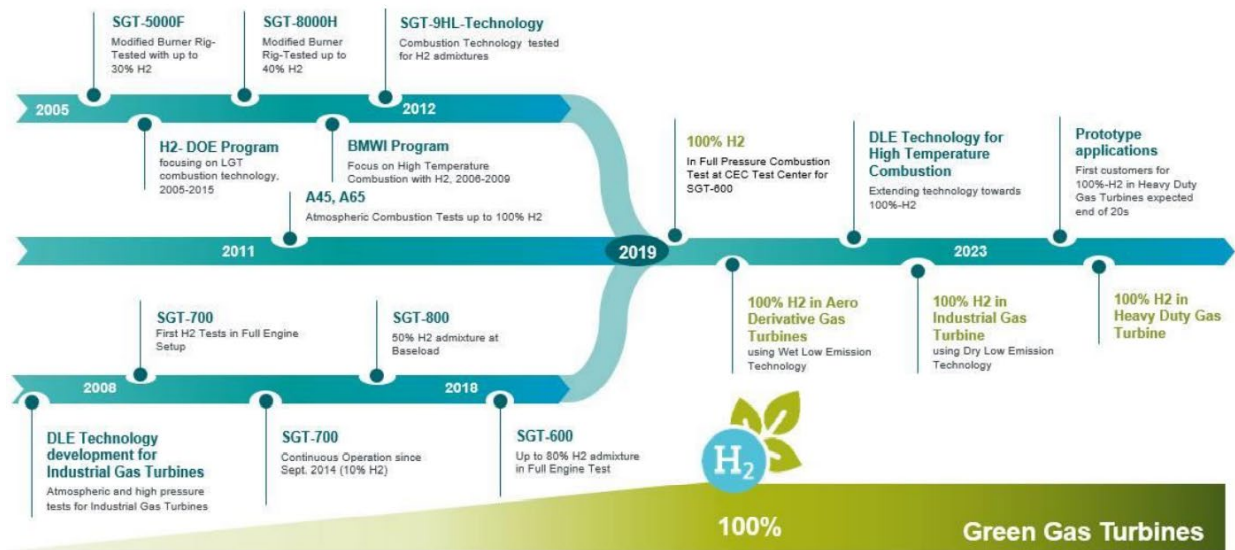
In Figuur 22 is in grote lijnen aangegeven wat bij droge low NO_x-verbrandingskamers moet gebeuren. Bij lage gehalten zijn geen aanpassingen nodig, bij hogere gehalten moeten de verbrandingskamers worden aangepast en bij gehalten boven de 50-70% is een nieuw branderontwerp nodig. Uitdagingen die genoemd worden zijn de hogere verbrandingssnelheid waardoor de verbranding dichter bij het injectiepunt plaatsvindt, of zelfs, doordat waterstof sneller zelf ontbrandt, al in het menggedeelte. Ook verandert het thermo-akoestische geluidspatronen vanwege de verschillende verdeling van de warmteafgifte van de vlam, wat de levensduur van componenten kan verminderen. Door het gebruik van 3D-printing (additive manufacturing technology) kunnen nu echter wel aanzienlijk sneller nieuwe branderontwerpen getest worden.



Figuur 22 Effect van waterstofgehalte op lage NO_x-verbrandingskamers (Siemens, 2020).

Bij niet-DLE systemen wordt de brandstof ongemengd of gedeeltelijk met lucht gemengd in de verbrandingskamer gebracht. Deze systemen kunnen een grote variatie aan brandstoffen aan (sommige nu al tot 100% waterstof). De NO_x-emissie kan dan beperkt worden door stikstof bij te mengen of stoom of water te injecteren. Een probleem is er wel voor de gasturbines waarbij de compressor en de turbine op dezelfde as zitten. Bij hoge waterstofgehalten verandert de lucht brandstof verhouding. Dit is op te lossen door of de compressor of de turbine aan te passen.

Voor de zware turbines is het doel van Siemens om (ruim voor) 2030 voor 100% waterstof geschikte DLE verbrandingskamers te hebben (zie Figuur 23). Volgens deze figuur uit de roadmap is het de bedoeling dat voor industriële gasturbines de DLE verbrandingskamers al eerder beschikbaar zijn. Hoewel dit natuurlijk van de situatie en de specifieke turbine afhangt geeft Siemens in de roadmap aan dat nieuwe technologie ook bij oudere gasturbines van hetzelfde type toe te passen is (retrofit).



Figuur 23 Roadmap naar gasturbines geschikt voor 100% waterstof bij Siemens (Siemens 2020).

Siemens geeft aan in het 2020 document recent een 2000E gas turbine geschikt voor tot 27% waterstof geleverd te hebben, met een emissie beneden de 50 mg/Nm³ (Siemens ,2020). De SGT5-2000E heeft, volgens de Siemens website een vermogen van 187 MW, is geschikt voor 30% waterstof en heeft NO_x-emissie beneden de 25 ppm bij 15% O₂ (zonder waterinjectie) (Siemens 2022a). Dit is equivalent met 51 mg/Nm³ bij 15% O₂. Deze turbine voldoet daarmee niet automatisch aan de Nederlandse eis voor grote gasturbines, die op 35 mg/Nm³ ligt.

De 10 MW SGT 400 is in 2021 volgens een voorgangsrapportage in het HYFLEXPOWER project succesvol getest met een DLE verbrandingskamer op 100% waterstof. Emissiecijfers staan nog niet op de projectwebsite. Van de 24 MW SGT 600 wordt in 2019 gemeld dat deze bij 60 vol.-% waterstof onder de 25 ppm blijven. De 48 MW SGT 800 blijft bij 75 vol.-% waterstof onder de 40 ppm. In 2017 is, met de toenmalige brander al onderzocht wat bij 30 en 50 vol.-% waterstof nodig zou zijn om beneden de 15 en 25 ppm NO_x te blijven. In 2020 wordt de 25 ppm (51 mg/Nm³ bij 15% O₂) bij 50% waterstof ook commercieel aangeboden.

De SGT-A65 (60-75 MW) kan al op 100% waterstof draaien en blijft onder de 25 ppm als van waterinjectie (Wet Low Emission/WLE) gebruik gemaakt wordt (Robb, 2019).

OPRA OP16 gasturbine en Ansaldo Thomassen FlameSheet™-brander

In 2019 is Nederlandse subsidie gegeven aan het verder ontwikkelen en testen van een FlameSheet-brander en het uiteindelijk toepassen van deze brander bij een OPRA gasturbine van 1,85 MWe. De brander, wordt sinds 2015 commercieel gebruikt, is modulair opgebouwd en is schaalbaar en kan daarom worden toegepast bij vermogens van 1 tot 300 MW⁴¹. Doel van het onderzoek was een emissie bereiken over het hele traject tussen 100% aardgas en 100% waterstof van 9 ppm. Volgens de samenvatting is dit doel niet bereikt, maar is wel onder de 25 ppm (51 mg/Nm³ bij 15% O₂) gebleven (Ansaldo, 2021).

⁴¹ De flamesheet brandertechniek kan volgens TU Delft en Thomassen Energy/PSM worden toegepast bij: General Electric 6F, 7F, GF; Siemens/Mitsubishi 501B/D/F/G, 701B/D/F/G; General Electric Fr3, Fr5, 6B, 7E, 9E; en OPRA OP16 (Klein, 2021).

De OP-3B gasturbine met DLE-brander heeft normaal een emissie beneden de 15 ppm (30 mg/Nm³) (OPRA, 2020a). Tot 30 vol.-% waterstof blijft de emissie onder de 25 ppm (OPRA, 2020b). De versie met een diffusebrander kan al wel 100% waterstof verbranden maar de emissie kan dan door de hoge vlamtemperatuur oplopen tot 130 of 180 ppm (OPRA 2020a, 2020b). In het Nederlandse subsidieproject is een andere brander voor de turbine getest. OPRA heeft de losse brander eerst onder atmosferische omstandigheden getest (van 100% aardgas tot 100% waterstof). De emissie bleef toen beneden de 9 ppm (18 mg/Nm³ bij 15%) en voor het grootstel deel van de range zelfs onder de 5 ppm (10 mg/Nm³ bij 15% O₂) (OPRA, 2020a) (Koomen, 2022). In 2021 wordt gemeld dat bij de metingen onder normale hoge druk de emissie bij vollast bij 100% aardgas lager dan 6 ppm (12 mg/Nm³ bij 15% O₂) was en bij 100% waterstof kleiner dan 10 ppm (20 mg/Nm³ bij 15% O₂) (Klein 2021).

Het doel van OPRA is om met een verbrandingskamer te komen die over de hele waterstof-aardgas range onder de 10 ppm (20 mg/Nm³ bij 15% O₂) blijft (OPRA, 2020b). De technologie zal dan ook toepasbaar zijn op bestaande gasturbines, waarbij, voor retrofit, dan de branders, de brandstofvoer en de regeling aangepast moeten worden. De turbine is dan direct geschikt voor bijvoorbeeld 20 vol.-% waterstof, maar hoeft niet meer aangepast te worden als dit percentage later verder oploopt naar 100%.

Ansaldo Energia

Dit bedrijf meldt dat het bij drie GE gasturbine bij Dow in Nederland (de range van dit soort turbines is 132-147 MWe) heeft laten zien dat ze met een aanpassing op 25 vol.-% waterstof kunnen werken met NO_x-emissies beneden de 9 ppm (Klein, 2021). De emissie bleef ook bij 35 vol.-% onder deze waarde (ETN Global, 2020). Ze zijn in 2020 al 2 jaar in bedrijf. De Thomassen HyFlex LEC-III-brander is inmiddels ook besteld voor de RoCa3 Frame 8 turbine van Uniper en zal naar verwachting in 2023 worden geplaatst. Uniper wil hiermee tot 30% waterstof kunnen gebruiken (Burke, 2022). De LEC III-brander heeft op aardgas emissies in de range van 3-5 ppm (PSM, 2019). Wat bij 30% waterstof verwacht wordt is in de persberichten niet gepubliceerd (Burke, 2022).

Mitsubishi Heavy Industries (MHI)

Het Japanse MHI meldt in een brochure uit 2022 dat hun gasturbines geschikt zijn voor 20% waterstof en dat de technici verwachten dat 30% ook gaat lukken. Probleem bij dit laatste is nog wel vlamterugslag (bij voorgemengde branders) en drukfluctuaties. Het bedrijf verwacht rond 2025 gasturbines op 100% waterstof beschikbaar te hebben in de kleine en midden klasse (40 MW klasse) en rond 2030 voor de grote gasturbines (450 MW klasse) (MHI, 2022).

6.2 Conclusies rond waterstof in gasturbines

Een groot aantal gasturbine-fabrikanten zijn bezig om branders voor hun gasturbines te ontwikkelen, die ook op waterstof kunnen werken. GE kiest hierbij de weg om in stapjes naar branders met garanties voor 100% waterstof toe te gaan. Het lijkt erop dat hierbij vergelijkbare garantiewaarden (bijvoorbeeld <25 ppm / 51 mg/Nm³ bij 15% O₂) worden afgegeven als voor aardgas. Verwacht wordt dat de belangrijkste fabrikanten binnen enkele jaren voor het marktsegment waar ze waterstof verwachten met voor waterstof geschikte branders komen die bij bestaande gasturbines kunnen worden toegepast.

Kijkend naar de doelstellingen van de fabrikanten, mag verwacht worden dat een aantal gasturbines op waterstof uiteindelijk onder de 10 ppm NO_x ppm (20 mg/Nm³ bij 15% O₂) uit gaan komen en dus aan de Nederlandse eis gaan voldoen zonder SCR of water- of stoominjectie. Er zijn namelijk al jaren regio's en stedelijke gebieden in de USA waar minder dan 10 ppm NO_x (20,5 mg NO_x/Nm³) of lager de grens is. Dit kan vergeleken worden met de emissie-eis voor gasturbines uit het Activiteitenbesluit van 35 mg/Nm³; beide bij 15% O₂ in het rookgas.

Uit de diverse publicaties komt naar voren dat men verwacht dat het waterstofgehalte in het aardgasnet voorlopig niet veel hoger zal komen dan 20%. Dit heeft zowel te maken met de verwachte beschikbaarheid van waterstof als met de wellicht noodzakelijke aanpassingen (corrosie en lektheid) in het gasnet. Dit moet eigenlijk met de bestaande branders gehaald kunnen worden.

Probleem is dat men verwacht dat de gehalten daarna hoger kunnen worden, maar dat ook niet altijd voldoende waterstof beschikbaar is, en dus ook met 100% aardgas nog rekening gehouden moet worden (back-up brandstof). Het is met name de noodzaak om flexibel tussen 100% aardgas en 100% waterstof te kunnen zijn, die het lastig maakt om over het hele traject tot lage NO_x-emissies te komen.

Niet uitgesloten is dat voor gasturbines die zeer flexibel met verschillende type brandstof om moeten gaan, de combinatie van brander met SCR voorlopig geadviseerd wordt.

7 Gasmotoren

7.1 Gasmotoren op 100% waterstof in ontwikkeling

Eigenschappen waterstof versus aardgas

Een belangrijke factor voor gasmotoren is de klopvastheid. Dit wordt aangegeven door het methaangetal.

Tabel 9 Methaan getal van brandstoffen (COGEN Vlaanderen, 2015).

Brandstof	Samenstelling	Methaangetal
Waterstof	H ₂ 100%	0
Methaan	CH ₄ 100%	100
Aardgas (typisch)	CH ₄ 88,5%	72-98
	C ₂ H ₆ 4,7%	
	C ₃ H ₆ 1,6%	
	C ₄ H ₁₀ 0,2%	
	N ₂ 5,0%	
Biogas	CH ₄ 65%	134
	CO ₂ 35%	

INNIO Jenbacher

In 2020 is door INNIO hun eerste waterstof gasmotor geplaatst bij HanseWerk Natur in Hamburg-Othmarschen, Duitsland. Het gaat om een INNIO Jenbacher J416 gasmotor die nu zowel op aardgas, als op waterstof als op mengsels van beide kan draaien (INNIO, 2022a). Het vermogen op aardgas is 999 kW en verandert bij volledig op waterstof naar >600 kW. Het elektrisch rendement verandert van ~42 naar ~40% en het totale rendement van ~93,5 naar ~93%.

Er waren al eerder gasmotoren die deels op waterstof draaien geleverd. Bijvoorbeeld in 2008 een 1,4 MW gasmotor die tot 42 vol.-% op waterstof kan draaien (INNIO, 2022b). De website geeft ook een aantal eigenschappen van hun waterstofmotoren. Deze zijn te zien in **Error! Reference source not found.** Een emissieniveau van <100 mg/Nm³ bij 5% O₂ is vergelijkbaar met **<37 mg/Nm³ bij 15% O₂** (<112,6 mg/Nm³ bij 3% O₂) of 23 g NO_x/GJ waterstof (LHV).

Tabel 10 Gegevens Jenbacher motoren op waterstof; 50 Hz versie (INNIO, 2022c).

Brandstof	Motor type	Elektrisch vermogen [kWe]	Warmte vermogen [kWth]
Waterstof; NO _x <100 mg/Nm ³ bij 5% O ₂ (NO _x < 0,3 g/bph.hr)	J412	531	630
	J416	710	838
	J420	890	1049

Wärtsilä motoren

Fabrikant Wärtsilä hoopt in het derde kwartaal van 2021 twee 34SG gasmotoren te leveren (samen 11,6 MWe) aan Keppel Offshore & Marine's (Keppel O&M) voor het Floating Living Lab' (FLL). Een drijvend onderzoekproject in Singapore. De motoren moeten standaard op aardgas met 3 vol.-% waterstof kunnen draaien, wat met aanpassingen naar 25 vol.-% opgevoerd kan worden. De installatie moet in het eerste

kwartaal van 2022 draaien (Wärtsilä, 2021a). Wärtsilä gaat er van uit dat aardgas met 25 vol.-% waterstof (maar 8,5% waterstof op energie basis!), wat milieueisen betreft, nog steeds onder “aardgas” valt en aan de aardgas-eisen moet voldoen.

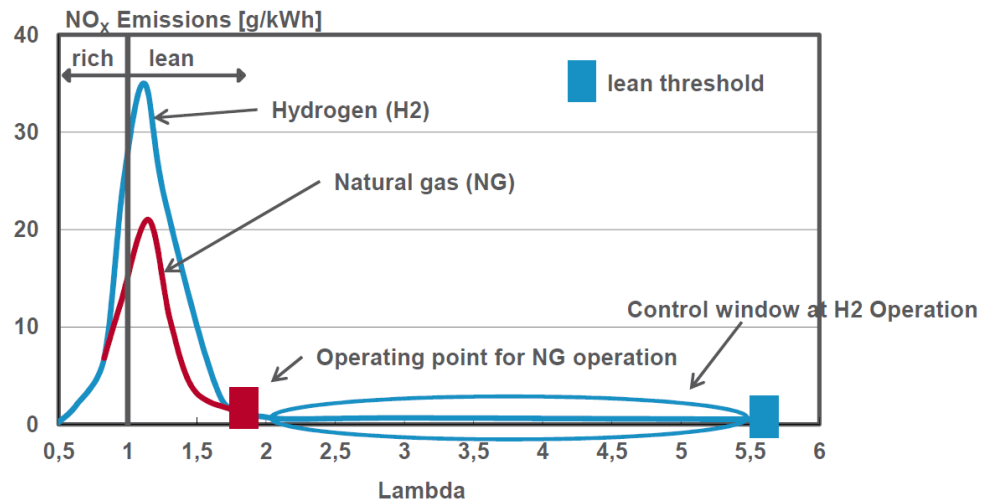
Voor het draaien op 100% waterstof is een ombouwset nodig (Wärtsilä, 2022a). De meerkosten van de installatie blijven onder de 30%. Wel gaat het vermogen naar 73% (27% lager). Het rendement blijft wel ongeveer even hoog. Wärtsilä verwacht in 2025 een installatie voor 100% waterstof op de markt te kunnen brengen, ofwel “operation ready” (Wärtsilä, 2021b). In 2020 verwacht Wärtsilä dat de NO_x-emissies een klein beetje hoger zullen zijn dan bij aardgas, maar dat de fijn stof emissies minimaal zullen zijn (Wärtsilä, 2020). Overigens zijn de grotere stationaire gasmotoren in Nederland inmiddels van SCR voorzien, die een beperkt hogere NO_x-concentratie in het motoruitlaatgas voldoende kunnen reduceren.

2G Energy AG

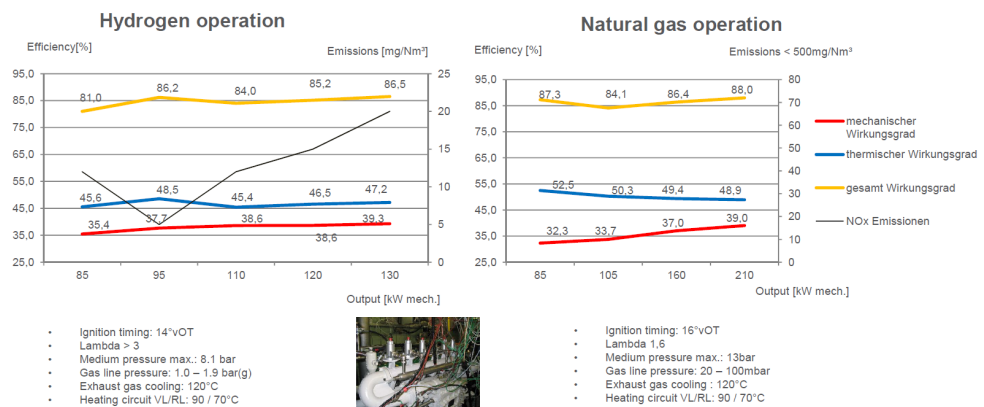
Het Duitse bedrijf 2G heeft een waterstof gasmotor (CHP Agenitor 406 SG), met een vermogen van 200 kWe, geleverd aan Stadtwerke Hassfurt. De installatie maakt gebruik van waterstof die via elektrolyse, uit overschotten aan wind elektriciteit, is geproduceerd. Het totaal rendement van de WWK is boven de 80% (Decarb Europe, 2019). Op een website van de Duitse overheid staat een presentatie van 2G Energy AG. Hieruit zijn Figuur 24 en Figuur 25 overgenomen⁴². Figuur 24 laat zien dat bij waterstof met lean burn motoren naar veel hogere luchtvermaat gehalten gegaan kan worden⁴³. Bij een lambda (λ) van 1 is de uitstoot bij de waterstofmotor veel groter. Bij een hoge lambda (λ) daalt de uitstoot beneden die van aardgas. In een andere publicatie staat dat die bij deze figuur onder de detectie limiet komt. Figuur 25 schets rechts de prestaties bij aardgasgebruik. Aan de Duitse emissie-eis van 500 mg/Nm³ bij 5% O₂ (186 mg/Nm³ bij 15% O₂) wordt hierbij voldaan. De Nederlandse eis voor motoren op aardgas kleiner dan 2,5 MWth input is 95 mg/Nm³ bij 15% O₂. Voor aardgasmotoren \geq 2,5 MWth is dit 35 mg/Nm³ bij 15% O₂.

⁴² Het is bij beide figuren niet helemaal helder of de interpretatie van de NO_x-emissieniveaus klopt; zijn het de gemeten concentraties of zijn ze al omgerekend naar 5% O₂?

⁴³ Bij een lambda (λ) van 1 is er precies genoeg lucht op de brandstof volledig te verbranden. Is λ groter dan 1 dan is er luchtvermaat en blijft er zuurstof over. Het zuurstofgehalte in het uitlaatgas gaat dan omhoog.



Figuur 24 Luchtvermaat bij een aardgas en een waterstofmotor (Banken, 2019).



Figuur 25 Motor eigenschappen in relatie met motorvermogen (Banken, 2019).

De linkerkant van Figuur 25 laat de prestaties bij waterstof zien. De waterstofmotor heeft een iets lager rendement en een lager vermogen dan de aardgasuitvoering. Over het hele vermogensbereik blijft de NO_x-concentratie beneden de 20 mg/Nm³. Helaas ontbreekt het zuurstofgehalte. De 20 mg/Nm³ laat zich vertalen in 17 mg/Nm³ bij 15% O₂ als de lambda (λ) 3 zou zijn en 29 mg/Nm³ bij 15% O₂ als de lambda (λ) 5,5 zou zijn (het genoemde doel in Figuur 24). Als de figuur zou kloppen dan kan geconcludeerd worden dat de emissie van deze gasmotor op waterstof **beneden de 30 mg/Nm³ bij 15% O₂** kan blijven, en daarmee zelfs beneden de Nederlandse eis voor grotere gasmotoren.

Agenitor-motoren

Het reeds genoemde bedrijf 2G Energy AG levert voor waterstof geschikte Agenitor-motoren voor vier verschillende vermogens van “Agenitor 402c H2” met 115 kW e output tot “Agenitor 412 H2” met 360 kW e output (2G Energy, 2022a, 2022b). Inmiddels is ook de Agenitor 420 H2 gereed met een vermogen van 750 kW e. Het bedrijf meldt in maart 2022 zeven projectreferenties voor waterstofmotoren (waaronder die in Hassfurt) en nog twee waarover nog niet beslist is. De motoren hebben geen last van onzuiverheden in de waterstof. Ook wordt gemeld dat 2G-

motoren in de toekomst omgebouwd kunnen worden (retrofitted) naar waterstof (2G Energie, 2022c). Op een ander plek wordt gesproken over 15 geplaatste motoren die 100% waterstof kunnen draaien.

SENERGIE GmbH

Door de firma F.u.n.k.e. SENERGIE GmbH worden warmtekrachtinstallaties (WKK-installaties) op de markt gebracht met een vermogensbereik van 65-160 kW. De motoren zijn voorzien van een turbo installatie die de lucht comprimeert, waarna deze afgekoeld wordt. De waterstof wordt daarna met de lucht gemengd voordat deze de motor ingaat. Door de goede menging blijft, ondanks de hogere druk, de NO_x-emissie beneden de NO_x-emissiewaarde⁴⁴ van <100 mg/Nm³ (Strässle, 2017). Twee motoren worden bijvoorbeeld toegepast bij een experimenteel systeem van een brandstofcel en 2 een WKK met twee gasmotorinstallaties (90 kWe en 160 kWe) bij een groot windturbinepark (<https://www.rh2-wka.de/projekt.html>).

7.2 Conclusies over gasmotoren op waterstof

Er zijn al diverse gasmotoren te koop die op 100% waterstof kunnen draaien. Om dit te kunnen moet een gasmotor wel aanzienlijk aangepast worden. Maar met de juiste set kunnen ook bestaande gasmotoren te zijner tijd aangepast worden.

Op dit moment wordt vooral gekeken naar kleinere motoren. Dit heeft ook te maken met de beperkte beschikbaarheid van uit duurzame energie geproduceerde waterstof. De markt richt zich in principe op het voldoen aan de Duitse TA luft norm van 500 mg/Nm³ bij 5% O₂ (186 mg/Nm³ bij 15% O₂). Maar er zijn ook motoren die de helft halen, en daarmee ook aan de Nederlandse eisen < 2,5 MWth voldoen (bij aardgas 95 mg/Nm³ bij 15% O₂).

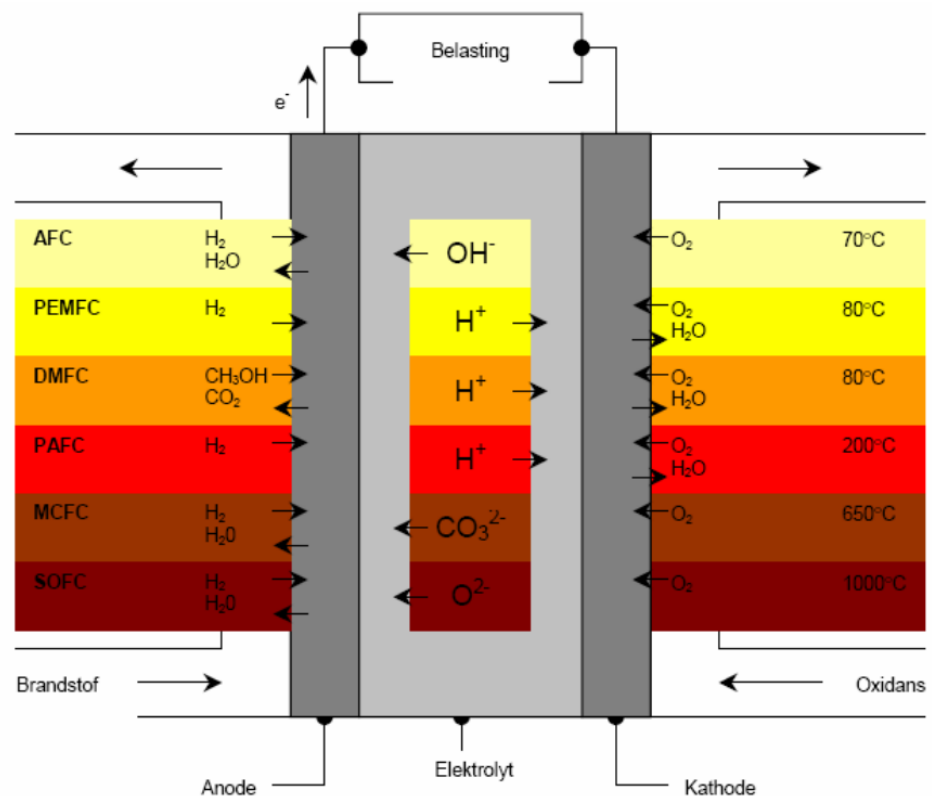
Er zijn echter ook al motoren die aan de Nederlandse eis voor installaties ≥2,5 MWth (35 mg/Nm³ bij 15% O₂) voldoen, zonder toepassing van rookgasreiniging. Dit heeft te maken met de hoge luchtvermaat die bij waterstof kan worden gebruikt. Mocht niet aan de Nederlandse eis voldaan worden dan kan, net als bij motoren op aardgas groter of gelijk aan 2,5 MWth gebruikelijk is, een SCR worden toegepast. Voor kleinere motoren is ook stoichiometrische verbranding met een driewegkatalysator mogelijk, waarbij NO_x met waterstof wordt omgezet in stikstof en water.

⁴⁴ Bij de firma zelf kon geen emissiewaarde op de website gevonden worden. Het zuurstofgehalte is dan ook onbekend. In Duitsland geldt voor gasmotoren een eis bij van 500 mg/Nm³ 5% zuurstof. Is dat geval, dan is <100 mg/Nm³ bij 5% O₂ vergelijkbaar met <37 mg/Nm³ bij 15% O₂.

8 Brandstofcellen

8.1 NO_x-emissie hangt af van de naverbranding

In een brandstofcel wordt zonder verbrandingsproces elektriciteit uit waterstof, geproduceerd. Hierbij komt ook warmte vrij die opgevangen en nuttig gebruikt kan worden. Een stationaire brandstofcelinstallatie is dan ook een zogenaamde warmtekrachtinstallatie. In de brandstofcel zelf wordt nauwelijks NO_x gevormd. De NO_x wordt gevormd bij de naverbranding van de niet omgezette brandstof. Er zijn verschillende soorten brandstofcellen in ontwikkeling, zie Figuur 26, hier overgenomen uit een promotieonderzoek (Huisseune, 2007). De opgenomen brandstofcellen in de figuur zijn de AFC (alkaline fuel cell), de PEMFC (polymer electrolyte membrane fuel cell), de DMFC (direct methanol fuel cell), de PAFC (phosphoric acid fuel cell), de MCFC (molten carbonate fuel cell) en de SOFC (solid oxide fuel cell). Omdat maar een beperkt deel van de toegevoerde brandstof niet verbruikt wordt in de brandstofcel, is de NO_x-emissie in relatie tot het brandstofverbruik erg laag. Behalve voor elektriciteitsproductie worden brandstofcellen ook gebruikt voor de aandrijving van voertuigen op waterstof.



Figuur 26 Werkingsprincipe en werkingstemperatuur van de verschillende brandstofceltypen.

In een rapport uit 2004 wordt een studie van 1997 uit New York (NYSERDA) geciteerd met metingen aan een PAFC (fosforzuur brandstofcel) van 200 kW (PC25B-units). De NO_x-emissie lag tussen de 0,9 en 1,7 g/GJ (Gerwen, 2004).

In een boek uit 2009 wordt voor een fosforzuur brandstofcel een emissie, van de low-NO_x-brander genoemd van 2,4 g NO_x/MWh en 3,2 g CO/MWh. Emissies die veel lager liggen dan bij gewone verbrandingsinstallaties (Appleby, 2009).

Het KEMA rapport uit 2004 meldt ook emissies van een 1 MW MCFC-systeem (gesmolten-carbonaat brandstofcel) met 4 250 kW stacks van twee Japanse fabrikanten (Hitachi en Ishikawajima-harima Heavy Industries, IHI). De NO_x-emissies van dit systeem waren lager dan 10 ppm (Gerwen, 2004).

Het KEMA rapport uit 2004 rapport haalt ook cijfers van de MTU HotModule MCFC-systeem aan van 250 kW. De emissies die door de fabrikant worden opgegeven zijn NO_x < 2 ppm, CO < 9 ppm. Uitgaande van een luchtfactor van circa 3,8 (op basis van de rendementsgegevens) komt dit overeen met 4 g/GJ NO_x (~ 20 mg/Nm³ bij 3% O₂) en 11 g/GJ CO. (Gerwen, 2004). Het 2008 rapport noemt ook voor NO_x < 2 ppm, maar zet erbij niet detecteerbaar; MTU heet dan inmiddels Tognum-CFC Solutions (Ruijter, 2008).

FuelCell Energy heeft een systeem waarna de MCFC-brandstofcel gevolgd wordt door een katalytische-brander. De emissie hiervan is NO_x: 0,5 g/GJ (bij luchtfactor van 1,15 is dit circa 0,87 ppm of 1,77 mg/Nm³) (Ruijter, 2008).

Van de solid polymer brandstofcel (SPFC) noemt, het 2004 rapport, UTC Fuel Cells die specificeert dan zijn brandstofcel minder dan 2 g/GJ NO_x emitteert. UTC Fuel cells is in 2013 overgenomen door ClearEdge Power (Gerwen, 2004).

Het 2008 rapport vermeldt cijfers van de NedStack PEM-brandstofcellen (proton exchange membrane; maar ook wel SPFC genoemd). Hierbij is de NO_x-emissie < 1 ppm. (Ruijter, 2008)

Een KEMA-rapport uit 2008 noemt voor de vast oxide brandstofcellen (SOFC) van 250 kW van Rolls Royce een NO_x-emissie < 2 ppm (Ruijter, 2008) Voor een Siemens SOFC brandstofcel van 125 kWe wordt een emissie < 0,5 ppm vermeld (Ruijter, 2008).

Inmiddels zijn er zelf waterstofopties die mobiele dieselgeneratoren vervangen. Een voorbeeld hiervan is de H2-45 ontwikkeld door verhuurbedrijf Atlas Copco Rental Europe, zie Figuur 27 (Atlas, 2021). In Mei 2021 bevond het prototype van deze installatie zich in de laatste fase van bouw en de eerste testfase.



Figuur 27 45 kV Elektriciteitsgenerator op waterstof met nul emissie (Atlas, 2021).

8.2 Conclusies brandstofcellen

De “standaard” emissie van een brandstofcel ligt in de orde van 1 tot 2 g/GJ. Bij 3% zuurstof komt dit uit op 2-5 ppm of 4-10 mg/Nm³. Er zijn echter ook systemen die voor de naverbranding lage NO_x-branders gebruiken en beneden de 1 ppm of 2 mg/Nm³ bij 3% O₂ uitkomen.

Duidelijk is wel dat het wenselijk is om restromen bij brandstofcellen in een lage NO_x-brander te verbranden, om zo nodeloze milieubelasting te vermijden.

Er is hier niet onderzocht in hoeverre er verschil is in de hoeveelheid rest waterstof die verbrand moet worden per type brandstofcel. Waterstof afvoer is hetzij nodig om ophoping van verontreinigingen te voorkomen, hetzij een noodzakelijke afvoer om de stijging van de waterstoftemperatuur in de brandstofcel te beperken.

9 Conclusies

In Nederland zijn er voor waterstofgebruik in verbrandingsinstallaties, algemene eisen geformuleerd in wetgeving voor installaties groter dan 1 MWth. Vergunningplicht geldt echter al bij veel kleinere installaties. Uit oogpunt van helderheid kan het wenselijk zijn om de eisen voor waterstof en waterstof-aardgasmengsels apart te benoemen, vooral bij hogere mengpercentage van waterstof (>70% volume-basis).

Bij kleinere installaties richten de fabrikanten zich duidelijk op 100% waterstof. De fabrikanten van grotere installaties richten zich commercieel vooral op een mengsel van aardgas (of een industrieel restgas) met een beperkt aandeel waterstof. Mede omdat duurzaam waterstof nog maar beperkt beschikbaar is, verwacht men niet op korte termijn grote installaties, die alleen waterstof verbruiken.

Men richt zich wat onderzoek betreft wel op 100% waterstofstook in grote installaties. Een probleem is dat industriële bedrijven zich (waarschijnlijk) nog niet op alleen waterstof vast willen leggen. Dit betekent dat de (grotere) verbrandingsinstallaties zowel aardgas, als waterstof, als mengsel van beide moeten kunnen verbranden.

Verschillende fabrikanten hebben aangegeven dat verwacht mag worden dat ze binnen enkele jaren energie-installaties ontwikkeld hebben die op 100% waterstof kunnen draaien. Men richt zich niet alleen op nieuwe installaties, maar ook op aanpassing van bestaande (retrofit). Als de ontwikkelingen zich voortzetten, richting een snelle overgang naar duurzame energie, is er voor 2030 een ruime beschikbaarheid van "retrofit" pakketten te verwachten. Een deel van de producenten levert (op beperkte schaal) "waterstof ready" installaties. Mocht 100% waterstof beschikbaar komen, dan kunnen deze installaties "eenvoudig" worden aangepast.

Retrofit pakketten betreffen de branders en bij gasturbines de verbrandingskamers. Bij stationaire motoren kan dit echter nog ingrijpender zijn. Van belang is hierbij wel dat het primair gaat om het aanpassen van de installatie om op een veilige, efficiënte en over langere tijd gegarandeerde (geen extreme corrosie problemen) waterstof te kunnen gebruiken. Het laag houden van de NO_x-emissie, vergt hierbij maar een beperkt deel van de investering.

Het algemene beeld is dat een beperkte (<20 vol.-%) bijmenging van waterstof bij aardgas, maar beperkte effecten hoeft te hebben op de NO_x-emissie. Wel moeten de installaties hiervoor geschikt zijn en moet voorkomen worden dat er regelsystemen gaan werken die juist de NO_x-emissie verhogen. Op verschillende plekken in Europa worden stappen gezet richting brede geschiktheid voor 20 vol.-% waterstof (energetisch is dit ongeveer 8% waterstof).

Systemen op 100% waterstof hebben, mede omdat hierop bij de ontwikkeling op gelet wordt, geen NO_x-emissie die hoger is dan in een normale situatie bij aardgas zou ontstaan. Dit rapport laat met voorbeelden zien dat dit goed haalbaar is. In veel gevallen worden bij installaties bedreven op 100% waterstof ook emissies gerapporteerd die merkbaar lager liggen. Het kan dus ook beter. Een probleem is dat men zich bij de ontwikkeling lijkt te richten op huidige (algemene EU) eisen en niet op voor Nederland noodzakelijke striktere eisen, om bij een duurzame energievoorziening ook de stikstofemissies zoveel mogelijk te verminderen. Normstelling kan hierbij helpen.

Het is niet zo dat op korte termijn overal dezelfde emissie bereikt kunnen worden als nu bij de schoonste aardgasgestookte installaties. Bij systemen waarbij bepaalde fabrikanten door jarenlang onderzoek “extreem” lage NO_x-emissiewaarden hebben bereikt, zal het moeilijk zijn om dit, in een beperkt aantal jaren voor waterstof, in alle retrofit toepassingen te bereiken. In dit soort gevallen is er, voor zeer lage emissies, vaak nog de mogelijkheid om SCR toe te passen.

Conclusies per type installatie

Bij CV-ketels < 400 kW op waterstof worden NO_x-emissieniveaus gerapporteerd die op minder dan de helft liggen van Europese Ecodesign-richtlijn (omgerekend 61 mg NO_x/Nm³ bij 3% O₂). Dit is niet zo verwonderlijk als bedacht wordt dat veel Nederlandse CV-ketels op aardgas ook al een veel lagere emissie hebben. De mogelijkheden voor Nederland om eigen (strenger) beleid te voeren bij installaties die onder de Ecodesign-richtlijn vallen zijn overigens beperkt omdat dit al snel als handelsbeperking kan worden opgevat.

Voor branders in ketels, fornuizen en overige installaties kan op basis van de gevonden informatie worden gesteld dat als men het verbrandingsproces eenmaal goed beheerst, met aardgas vergelijkbare reductiemaatregelen toegepast kunnen worden. De Europese BREF-LCP (Best Reference document for large combustion plants) noemt bij aardgas voor de beste beschikbare technieken een niveau van 30-70 mg/Nm³ bij 3% O₂. De 30 mg/Nm³ is ook bij 100% waterstof haalbaar. Een gangbare techniek om meer te reduceren, als de brander nog teveel NO_x produceert, is de vlamtemperatuur te beperken door rookgasrecirculatie (RGR). Waar dit problematisch is, kan altijd nog actieve NO_x-reductie met SCR of SNCR worden toegepast.

Europese, maar bijvoorbeeld ook Japanse, fabrikanten van gasturbines zijn druk bezig om gasturbines te kunnen garanderen voor 20% waterstof en werken ook aan turbines voor 100% waterstof. Men richt zich hier vaak op ruimere NO_x-eisen dan in Nederland gebruikelijk zijn. Dit betekent dat in Nederland wellicht SCR moet worden toegepast. Dit wordt ook genoemd voor gasturbines die flexibel moeten kunnen wisselen tussen 100% aardgas, aardgas-waterstof mengsels en 100% waterstof. Omdat er regio's zijn waar eisen beneden de 10 ppm (20,5 mg NO_x/Nm³ bij 15% O₂) liggen, worden er ook branders voor 100% waterstof ontwikkeld die zich hierop richten. Deze hebben dan een veel lagere emissie dan de 35 mg/Nm³ bij 15% O₂ in het rookgas uit het Nederlandse activiteitenbesluit.

Bij gasmotoren op waterstof richten een aantal fabrikanten zich op het voldoen aan de Duitse eisen van, omgerekend, 186 mg/Nm³ bij 15% O₂. Er zijn echter motoren die richting de helft hiervan gaan. Nederland heeft voor aardgas een eis van 95 mg/Nm³ voor motoren kleiner dan 2,5 MW_{th} (waar dus al aan voldaan kan worden) en 35 mg/Nm³ voor installaties ≥2,5 MW_{th}. Om aan deze laatste eis te voldoen wordt bij aardgas meestal SCR toegepast. Bijzonder is dat bij waterstof naar een veel grotere luchtvermaat gegaan kan worden, waardoor 35 mg/Nm³ bij 15% O₂ wellicht haalbaar is zonder SCR.

Brandstofcellen op waterstof hebben zelf geen NO_x-emissie, maar er kan wel emissie ontstaan als een rest waterstof om technische redenen verbrand moet worden. Dan moet onnodige NO_x-emissie vermeden worden.

Tenslotte kan ook nagedacht worden over emissie-eisen als geïmporteerd waterstof, in de vorm van ammoniak, direct als brandstof ingezet zou gaan worden. Het voldoen aan emissie-eisen vergt dan een veel stringenter reductie-aanpak. Ook zijn er bij het gebruik, transport en opslag van het giftige ammoniak veiligheidsrisico's.

10 Literatuur

2G Energy (2022a): Agenitor. The highly efficient 2G system with optimised gas motor - reduces fuel costs. Website bericht van 2G Energy AG, Heek, Duitsland, Laatste bekeken 5 mei 2022.

<https://www.2-g.com/en/agenitor-75-to-450-kw/>

2G Energy (2022b): Agenitor. 2G Hydrogen CHP. Website bericht van 2G Energy AG, Heek, Duitsland, Laatste bekeken 5 mei 2022.

<https://www.2-g.com/en/hydrogen-chp/>

2G Energy (2022c): Success with H2 CHP technology in NRW & abroad, 2G Energy AG, Heek, Duitsland, 9 maart 2022.

https://www.nrwinvest.com/fileadmin/Redaktion/Bilder_PDFs_fuer_jp_Eventsseite/2022-03-14_2G.pdf

Abm (2021): Activiteitenbesluit Milieubeheer. Geldend van 1 juli 2021 t/m heden. Geraadpleegd op 15 april 2022.

<https://wetten.overheid.nl/BWBR0022762/2021-07-01>

Akhyarsi, Odi, Mohamad Farid, Susumu Noda (2010): Characteristics of Gaseous and Liquid Fuel Combustion in Laboratory-scale Furnaces. Journal of Environment and Engineering, vol 5, no 1, 2010.

https://www.jstage.jst.go.jp/article/jee/5/1/5_1_157/_pdf/-char/en

Amery, Ali al (2018): The measurement of the laminar flame speed of Dutch natural gas. An investigation on the burning characteristics of Dutch natural gas Masterscriptie, TU Delft, 1 juni 2018.

Andrews, Gordon, et. al (2021): Hy4Heat decarbonisation of the gas grid: Gas appliances with dual fuel operation on natural gas and hydrogen. University of Leeds, The Fuel and Energy Research Forum's 1st FERIA Conference, University of Nottingham, UK, 6-8th September, 2021

<https://irp.cdn-website.com/57706d10/files/uploaded/1st%20FERIA%20G.%20Andrews%206B.pdf>

Ansaldo (2021): High hydrogen gas turbine retrofit to eliminate carbon emissions. Public Summary RVO project – English, Thomassen Energy B.V. Rheden, 2021.

<https://projecten.topsectorenergie.nl/storage/app/uploads/public/61f7a3/45a/61f7a345ac28b478860182.pdf>

Appleby (2009): Fuel cells- phosphoric acid fuel cells; Overview. In Encyclopedia of Electrochemical Power Sources (pag. 76-107), ISBN 978-0-444-52745-5, Elsevier, 2009.

<https://www.sciencedirect.com/topics/chemistry/phosphoric-acid-fuel-cells-system>

Arm (2021): Activiteitenregeling milieubeheer. Geldend van 16-10-2021 t/m heden, Geraadpleegd op 14 mei 2022.

<https://wetten.overheid.nl/BWBR0022830/2021-10-16/0>

ASUE (2019): Tagungsband. Sammelband der Präsentationen. ASUE Expertenkreis Gasturbinentechnik, Bremen, 25-26 Juni 2019.

https://asue.de/sites/default/files/asue/themen/gasturbinen/2019/broschueren/ASUE_Expertenkreis-Gasturbinen_Tagungsband_Juni_2019.pdf

Atlas (2021): Atlas Copco Rental Europe voegt oplossing op waterstof toe aan zijn vloot. Nieuwbericht, 20 mei 2021. Atlas Copco Specialty Rental - Netherlands Zwijndrecht, 20 mei 2021.

<https://www.atlascopco.com/nl-nl/rental/news/hydrogen-solution-rental-europe>

Aurelia (2019): Aurelia Turbine technology. Aurelia Turbines Oy, Lappeenranta Finland, Oktober 2019.

https://circularenergy.eu/wp-content/uploads/2019/11/Aurelia-Turbines_details.pptx

Avacon (2021): Wasserstoff im Gasnetz. Avacon AG, Helmstedt, Duitsland, 29 juni 2021.

<https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/h2-wochen-h2-showcase-wasserstoff-im-gasnetz.pdf>

Bal (2022): Besluit activiteiten leefomgeving. Geraadpleegd 13 mei 2022.

<https://iplo.nl/publish/pages/191119/besluit-activiteiten-leefomgeving-stb-versie-geconsolideerd-13-05-2022.pdf>

Banken, Andre (2019): CHP-Technology for Green Hydrogen, undesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 5 maart 2019

https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Praesentationen/2019/190311-ir-australien-praes2.pdf?__blob=publicationFile&v=3

BDH (2020): NOx-Emission bei Feuerungsanlagen. Entstehung, Reduktionsmöglichkeiten, Messtechnik und aktuelle Grenzwerte. Informationsblatt Nr. 66, Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie Februar 2020.

http://kuntke.de/uploads/media/Infoblatt_Nr_66_NOx-Emission_Feuerungsanlagen_022020_02.pdf

Baukal, Charles E., et.al. (2014): The John Zink Hamworthy Combustion Handbook, Second Edition. Volume III— Applications. CRC press, London, 2014.

Beach, Joe (2020): Cracking ammonia for NH₃+H₂ blends or high purity H₂. Ammonia Energy Association, Cracking Panel, 17 November 2020.

<https://www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2020/12/Joe-Beach.pdf>

BO (2022): Besluit omgevingsrecht, Geldend van 02-03-2022 t/m heden, Geraadpleegd op 25 mei 2022.

<https://wetten.overheid.nl/BWBR0027464/2022-03-02/#Bijlage1>

Bolwerk, T.M.A.J. (2020): Experimental study of the combustion of ammonia using Raman spectroscopy. Master study, Eindhoven University of technology, 8 May, 2020.

https://research.tue.nl/files/151825864/1037544_Bolwerk_T.M.A.J..pdf

Brandes, Angela (2022): Beimischung von Wasserstoff im Erdgas H2-20. Niedersächsische Energietage 2022, Hannover, 23 November 2022.
https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Vortr%C3%A4ge/2022/NET2022_FF4_Brandes.pdf

Brown, Trevor (2017): Round-trip Efficiency of Ammonia as a Renewable Energy Transportation Media. Internet bericht, Ammonia Energy Association, 20 October 2017.
<https://www.ammoniaenergy.org/articles/round-trip-efficiency-of-ammonia-as-a-renewable-energy-transportation-media/>

Burke, Jack (2022): Gas turbine power plant getting hydrogen retrofit. Website bericht Diesel & Gas Turbine Worldwide, 10 May 2022.
<https://www.diesलगasturbine.com/news/gas-turbine-power-plant-getting-hydrogen-retrofit/8020456.article>

ÇelSian/DNV (2021): Moving forward with hydrogen as a fuel for high temperature heating processes; Project update (June 2021). DNV GL, Groningen, augustus 2021.
<https://brandcentral.dnv.com/download/DownloadGateway.dll?h=BE1B38BB718539CC0AB58A5FF2EA7A83654B8D2504BABDE3B3FFD5A1132D8814BE80A70F12EFABB0220D6111513A057E>

Change (2022): Eerste transport van vloeibare waterstof over zee. Nieuwbericht Change Inc., Amsterdam, 27 januari 2022.
<https://www.change.inc/mobiliteit/eerste-transport-van-vloeibare-waterstof-over-zee-37641>

Clearsign (2020): ClearSign Core™ Process Burner. Brochure, Tulsa, Oklahoma, USA, December 2020.
<https://clearsign.com/wp-content/uploads/2023/01/Process-burner-2-Pager-FINAL.pdf>

COGEN Vlaanderen (2015): Basishandboek Warmte-krachtkoppeling. Versie 2015.1, COGEN Vlaanderen vzw, Leuven, 2015.
https://cdn.nimbu.io/s/uo3nd3c/channelentries/m1yuxik/files/WKK-Handboek%20Cogen%20Vlaanderen%20v2015.1_finaal.pdf?ktalmob

COGEN Vlaanderen (2020): WKK-Wegwijzer 2021. COGEN Vlaanderen, Leuven, september 2020.
https://cdn.nimbu.io/s/uo3nd3c/channelentries/i7gae62/files/WKK_Wegwijzer_2021.pdf?qls9xop

DBI (2021): Einspeisebegehren Wasserstoff. Anforderungen an und Auswirkungen auf die Gasversorger eines Wasserstoffeinspeisebegehrens im Vergleich zur Biomethaneinspeisung; Abschlussbericht. DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg, Leipzig, Duitsland, 19 November 2021.
https://www.dbi-gruppe.de/files/PDFs/Dokumente/11_GWB/2021_Bericht%20GWB_31.pdf

Decarb Europe (2019): Innovative hydrogen cogeneration plant in Hassfurt, Germany. Internet nieuwsbericht, Decarb Europe, 3 september 2019.
<https://decarbeurope.org/2019/09/03/hassfurt-hydrogen-cogeneration/>

DNV GL (2020a): Haalbaarheid waterstof in bijstookketels voor warmtenetten. Rapport nr.: OGNL 192904, DNV GL, Groningen, 10 september 2020.
<https://www.zantingh.com/files/2/DNV-GL-rapport-Bijmengen-waterstof-warmtenet.pdf>

DNV GL (2020b): Demonstration of High performance (Low NOx) domestic hydrogen boilers. DNV GL/Bekaert Heating, Groningen, 5 november 2020.
https://www.waterstofhoogeveen.nl/fileadmin/waterstof_hoogeveen/PDF/DNV_GL_-_Bekaert_-_Demonstration_of_domestic_hydrogen_boilers_-_November_5_-_2020.pdf

DNV GL (2020c): Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie. Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat 0.1. DNV GL Netherlands B.V. (Martijn Duvoort), Arnhem, 15 april 2020.
<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2020/04/15/bijlage-rapport-taskforce-infrastructuur-klimaatakkoord-industrie>

Dong, C., Zhou, Q., Zhang, X. et al (2010): Experimental study on the laminar flame speed of hydrogen/natural gas/air mixtures. Front. Chem. Eng. China, 4, pag. 417–422, 2010.

DVGW (2021): Erstmals 20 Prozent Wasserstoff im deutschen Gasnetz. Innovationsprojekt von E.ON, Avacon und DVGW startet mit Wasserstoffbeimischung. Gemeinsame Presseinformation DVGW, E-on en Avacon, Helmstedt, Oktober 2021.
<https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/aktuelles/presse/gempi-dvgw-avacon-eon-beimischung-h2.pdf>

EC (2010): Richtlijn 2010/75/EU van het Europees Parlement en de Raad van 24 november 2010 inzake industriële emissies (geïntegreerde preventie en bestrijding van verontreiniging) (herschikking), Publicatieblad van de Europese Unie, L 334/17, 17 december 2010.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010L0075&from=EN>

EC (2013a): Verordening (EU) Nr. 814/2013 van de Commissie van 2 augustus 2013 tot uitvoering van Richtlijn 2009/125/EG van het Europees Parlement en de Raad wat eisen inzake ecologisch ontwerp voor waterverwarmingstoestellen en warmwatertanks betreft. Publicatieblad van de Europese Unie, L 239/162 6 september 2012.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R0814&qid=1650029897594&from=EN>

EC (2013b): Verslag van de commissie aan het Europese Parlement en de Raad. Verslag van de Commissie over de overeenkomstig artikel 30, lid 9, en artikel 73 van Richtlijn 2010/75/EU inzake industriële emissies uitgevoerde evaluaties van de emissies van de intensieve veehouderij en stookinstallaties /* COM/2013/0286 final */. 52013DC0286.

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52013DC0286&from=HR>

EC (2015): Verordening (EU) 2015/1188 van de Commissie van 28 april 2015 tot uitvoering van Richtlijn 2009/125/EG van het Europees Parlement en de Raad wat eisen inzake ecologisch ontwerp voor toestellen voor lokale ruimteverwarming betreft, Publicatieblad van de Europese Unie, L 193/76, 21 juli 2015.

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R1188&from=EN>

EC (2021): Review Ecodesign. Hydronic space heaters and combination heaters. Ecodesign and Energy Labelling Consultation Forum 27, September 2021.

<https://circabc.europa.eu/ui/group/418195ae-4919-45fa-a959-3b695c9aab28/library/a386b788-d613-4b8b-aad6-56f29b3da07d>

Eco (2018): Waterstof als brandstof. Eco Steam and Heating Solutions, Presentatie tijdens vakbeurs energie, Brabanthallen 's-Hertogenbosch, 12 t/m 14 oktober 2018.

<https://www.industrialheatandpower.nl/files/54events/energie/pdf/2018/Waterstof%20als%20brandstof.pdf>

ETN Global (2020): Hydrogen gas turbines. The path toward a zero-carbon gas turbine. European Turbine Network (ETN Global), Brussel, January 2020.

Euractiv (2021): EU ponders 20% hydrogen-ready standard for gas boilers.

Nieuwsbericht Euractiv, 1 December 2021.

<https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/eu-ponders-20-hydrogen-ready-standard-for-gas-boilers/>

Fumeya, B., Buetler T., Vogt, U.F. (2018): Ultra-low NO_x emissions from catalytic hydrogen combustion. Applied Energy, Volume 213, Pages 334-342, 1 March 2018.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918300436?via%3Dihub>

Giacomini (2018): H₂ydroGEM, the hydrogen-based heat generator by Giacomini. Website bericht. Laatst bekeken 18 februari 2023.

<https://www.giacomini.com/business-area/hydrogen-systems/giacomini-hydrogem/h-ydrogem-the-hydrogen-based-heat-generator-by-giacomini>

Gastec (2007): Inventarisatie van NO_x-emissiegegevens; Een inventarisatie van de NO_x-emissies van huishoudelijke centrale verwarmingstoestellen over de periode 2002 tot en met 2006. VGI/319/LE, Gastec Technology B.V., Apeldoorn, juni 2007.

Gawalo (2022): Eigenschappen van aardgas voor stoken en verbranden. Bijgewerkt artikel op Gawalo internetsite, 28 november 2022.

<https://www.gawalo.nl/8367/eigenschappen-van-aardgas-voor-stoken-en-verbranden>

GE (2022a): Hydrogen Overview. Factsheet, https://www.ge.com/content/dam/gepower-new/global/en_US/downloads/gas-new-site/future-of-energy/hydrogen-overview.pdf

GE (2022b): Hydrogen for power generation Experience, requirements, and implications for use in gas turbines. GEA34805 maart 2022 https://www.ge.com/content/dam/gepower-new/global/en_US/downloads/gas-new-site/future-of-energy/hydrogen-for-power-gen-gea34805.pdf

GE (2022c): Hydrogen fueled gas turbines. Website bericht, laatst bekeken 19 mei 2022. <https://www.ge.com/gas-power/future-of-energy/hydrogen-fueled-gas-turbines>

GE (2022d): 7E gas turbine. Website pagina, GE, laatst bekeken 19 mei 2022 <https://www.ge.com/gas-power/products/gas-turbines/7e>

GE (2022e): Decarbonizing the future. Long Ridge Energy Terminal and GE Gas Power have announced a successful first step to transition the HA-powered facility to carbon-free hydrogen with multiple successful hydrogen demonstration tests in 2022. Internet bericht. GE, april 2022. https://www.ge.com/gas-power/future-of-energy/hydrogen-fueled-gas-turbines?gecid=H2_nda11_DC_H2EN

GE (2019): Power to gas: hydrogen for power generation. GEA 33861, General Electric Company, Boston, Massachusetts, USA, February 2019. https://www.ge.com/content/dam/gepower/global/en_US/documents/fuel-flexibility/GEA33861%20Power%20to%20Gas%20-%20Hydrogen%20for%20Power%20Generation.pdf

Ge, Bing, Yongbin Ji, Zilai Zhang, Shusheng Zang, Yinshen Tian, Hai Yu, Mingmin Chen, Guangyun Jiao, Dongfang Zhang (2019): Experiment study on the combustion performance of hydrogen-enriched natural gas in a DLE burner. International Journal of Hydrogen Energy 44 (2019) 14023-4031, 25 april 2019.

Germany (2022): Additional German comments regarding the proposal for a revised ecodesign and energy label regulation for space and water heaters. The federal Government, 4 August 2022

Gersen, S. H. Darneveil. M. Van Essen, G. H. Martinus, O.J. Teerling (2020a): Domestic hydrogen boilers in practice: enabling the use of hydrogen in the built environment. DENV GL/Gas Terra B.V./ Bekart heating. International Gas Union Research Conference (IGRC) 2020, Muscat, Oman, 24-26 februari 2020. https://www.researchgate.net/publication/339900014_Domestic_hydrogen_boilers_in_practice_enabling_the_use_of_hydrogen_in_the_built_environment

Gersen, S., B. Slim, R. Zeijlmaker, M. Van Essen, R. Tichelaar (2020b): The Development of a Natural Gas/Hydrogen Boiler System. International Gas Union Research Conference 2020, Muscat, Oman, 24-26 February 2020.

Gersen (2014): Effect van 0,5% waterstof -en variatie van weersomstandigheden op de verbrandingssnelheid van G-gassen. DNV GL, Arnhem, 31 januari 2014.
<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2014/04/Weersinvloeden%20en%20waterstofbijmengen.pdf>

Gerwen, R.J.F. van (2004): Brandstofcellen in de glastuinbouw: status en mogelijkheden. 50361503-KPS/SEN 03-3008, Kema, Arnhem, 15 april 2004.
<https://edepot.wur.nl/289102>

Goldmeer, Jeffrey (2021): Ammonia as a Gas Turbine Fuel, GE Gas Power, 7 May, 2021

Guarco, John, Bob Langstine, Michael Turner Zeeco (2022): Practical Considerations for Firing Hydrogen Versus Natural Gas. Website artikel Combustion Engineering Association, Sedgfield, UK, 2022.
<https://cea.org.uk/wp-content/uploads/2021/06/ZeeCo-Hydrogen-Article.pdf>

GWl (2017): Untersuchung von Wasserstoffzumischungen ins Erdgasnetz auf industrielle Feuerungsprozesse in thermoprozesstechnischen Anlagen, Schlussbericht IGF-Vorhaben 18518 N/1, 2017.
https://www.gwi-essen.de/fileadmin/dateien/abschlussberichte/2017/18518N_H2_Subst_abschluss_korr.pdf

Hy4Heat (2019): Work Package 6 Conversion of Industrial Heating Equipment to Hydrogen. Element Energy Limited, Cambridge, November 2019.
<https://static1.squarespace.com/static/5b8eae345cfd799896a803f4/t/5e287d78dc5c561cf1609b3d/1579711903964/WP6+Industrial+Heating+Equipment.pdf>

Huber, Andreas (2020): Auswirkungen von Wasserstoff und Erdgas-Wasserstoffgemischen auf Gasgebläseebrenner. Publicatie op www.prozesswaerme.net, 04/2020.
https://www.dreizler.com/wp-content/uploads/2020/09/A1434-Fachartikel-Prozessw%C3%A4rme-04-2020-dreizler-Auswirkungen-H2-und-H2_CH4-Gemische.pdf

/Huisseune, Henk (2007): Tweedimensionale modellering van de warmteoverdracht en waterhuishouding in een PEMFC. Promotieonderzoek, Universiteit Gent, 29 mei 2007.
https://libstore.ugent.be/fulltxt/RUG01/001/312/007/RUG01-001312007_2010_0001_AC.pdf

Hume, David (2021): Ammonia as Maritime Fuel. Ammonia for H2@Scale Virtual Panels. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, USA, 7 May 2021.
<https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-08/9-nh3-maritime-fuel.pdf>

Hydrogen Central (2022): ClearSign Technologies Corporation Awarded Grant from Department of Energy to Develop a Hydrogen Fueled Ultra Low NOx Process Burner. Internet nieuwsbericht, Hydrogen Central, 25 May 2022.
<https://hydrogen-central.com/clearsign-technologies-corporation-awarded-grant-department-energy-develop-hydrogen-fueled-ultra-low-nox-process-burner/>

INNIO (2022a): First H₂ engine in industrial scale. Website bericht, INNIO Jenbacher, Austria, Laatst geraadpleegd 3 mei 2022.
<https://www.innio.com/en/solutions/power-generation/hydrogen-fired-power-generation>

INNIO (2022b): Jenbacher* J420 gas engine harnesses the promise of global renewable energy with hydrogen. Website publicatie, INNIO Jenbacher, Austria, 2022.
https://www.innio.com/en/news-media/media-center?task=download&file=seb_media_file&id=6841

INNIO (2022c): Technical Details of Type 4 for H₂. Website bericht, INNIO Jenbacher, Austria, Laatst geraadpleegd 3 mei 2022.
<https://www.innio.com/en/jenbacher/solutions/power-generation/hydrogen-fired-power-generation/technical-details-of-type-4-for-h2>

IPLO (2022): Toepassingsbereik middelgrote stookinstallaties voor niet-standaard brandstoffen (paragraaf 4.127 Bal). Website bericht Informatiepunt Leefomgeving, laatst bekeken 14 mei 2022.
<https://iplo.nl/regelgeving/regels-voor-activiteiten/middelgrote-stookinstallaties-standaard/toepassingsbereik-melding/>

IRENA (2022): Innovation Outlook Renewable Ammonia. International Renewable Energy Agency. , Abu Dhabi, Ammonia Energy Association, Brooklyn, May, 2022.
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_Innovation_Outlook_Ammonia_2022.pdf?rev=50e91f792d3442279fca0d4ee24757ea

Ito, Shintaro, Masahiro Uchida, Shogo Onishi, Toshiro Fujimori (2018): Performance of Ammonia-Natural Gas Co-Fired Gas Turbine for Power Generation. AIChE Annual Meeting 31 October 2018
<https://nh3fuelassociation.org/wp-content/uploads/2018/12/1545-Performance-of-Ammonia%E2%80%93Natural-Gas-for-Power-Generation-for-Power-Generation.pdf>

JRC (2017a): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants. JRC107769, European IPPC Bureau, Joint Research Centre, Seville, Spain 2017.
https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC107769/jrc107769_lcp_bref2017%281%29.pdf

JRC (2017b): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Large Volume Organic Chemicals JRC109279, European IPPC Bureau, Joint Research Centre, Seville, Spain 2017.
https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/2019-11/JRC109279_LVOC_Bref.pdf

John Zink (2018): WALFIRE™ Radiant Wall Burner. The Highest Hydrogen Compatibility Available From A Radiant Wall Burner. John Zink, Tulsa, Oklahoma, USA, 2018.
<https://www.johnzinkhamworthy.com/wp-content/uploads/walfire-radiant-wall-burner.pdf>

John Zink (2019): COOLstar® Burner Ultra-low NOx performance. Brochure, John Zink, Tylsa, Oklahoma, USA, mei 2019
<https://www.johnzinkhamworthy.com/wp-content/uploads/coolstar-burner-1.pdf>

John Zink (2022): Creative Combustion. GlobalHydrogenReview.com, spring 2022.

Kawasaki (2021): Gasturbinen Generator Aggregat GPB17H2. Kawasaki Gas Turbine Europe GmbH, Bad Homburg, Germany, 2021.

Kawasaki (2020): World's First Successful Technology Verification of 100% Hydrogen-fueled Gas Turbine Operation with Dry Low NOx Combustion Technology. Nieuwsbericht, Kawasaki Heavy Industries Ltd, 21 July 2020.
https://global.kawasaki.com/news_200721-1e.pdf?fbclid=IwAR1EJKAV_hGsgt5g1rLw4sZMY5xKf4drLTRLPamx1S9tVSO8WwnTkyLL6ec

Kiwa (2012): Waterstof in aardgas op Ameland. De invloed van maximaal 20% waterstof in het aardgasdistributienet op materialen en gastoestellen; aangevuld met de ervaringen bij bewoners. GT-120093, Kiwa Gas Technologie B.V., Apeldoorn, 10 april 2012.
<https://www.installatie.nl/wp-content/uploads/2018/06/Waterstof-in-aardgas-op-Ameland.pdf>

Kiwa (2020): De impact van het bijmengen van waterstof op het gasdistributienet en de gebruiksapparatuur. GT-190250, Kiwa Technologie B.V., Apeldoorn, 8 september 2020.
https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Waterstof_56_1586657439.pdf

Klein, Sikke, Peter Stuttaford (2021): High hydrogen gas turbine retrofit to enable a low carbon reliable electricity system. Industrial Heat & Power, Brabanthallen, 14 oktober 2021.
https://www.industrialheatandpower.nl/files/54events/industrialheatandpower/Programma/Presentaties%202021/SikkeKlein_PeterStuttaford_final2.pdf

KNB (2022): Waterstof als energiebron voor baksteen stap dichterbij. Internet nieuwsbericht, Vereniging Koninklijke Nederlandse Bouwkeramiek (KNB), Velp, 6 oktober 2022.
<https://www.knb-keramiek.nl/nieuws/waterstof-als-energiebron-voor-baksteen-stap-dichterbij/>

Koomen, Joris, et.al. (2022): High Pressure Testing With Optical Diagnostics of a Hydrogen Retrofit Solution to Eliminate Carbon Emissions. ASME Turbo Expo 2022: Turbomachinery Technical Conference and Exposition, October 2022.

Krausnick, M. (2021a): Wärmeerzeugung mit Wasserstoff durch effiziente Reststoffnutzung. gwf Gas + Energie 4/2021
https://gwf-gas.de/wp-content/uploads/2021/04/GE_04_2021_AdP_Saacke.pdf

Krausnick, M. (2021b): Effiziente Reststoffnutzung: Wärmeerzeugung mit Wasserstoff – Video-Interview im Rahmen der "Best of Energy Days 2021" des VDE Verlags mit SAACKE Entwicklungsingenieur Max Krausnick, 16 februari 2021
<https://www.youtube.com/watch?v=ZuAxnJlyjEs>

Kurata, Osamu, et. al. (2018): Development of low-NOx combustor of micro gas turbine firing ammonia gas. NH3 Fuel Conference (2018 AIChE Annual Meeting) Pittsburgh PA, USA, October 31, 2018.
https://www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2019/12/1330-NH3FuelConf_OsamuKurata.pdf

Lanser, Albert (2022): Experiences with Industrial applications for ammonia combustion. Duiker Combustion Engineers, Ammonia Combustion meeting, King Abdullah University of science and Technology, Thuwal, Saudi Arabia. 10 February 2022.
https://www.youtube.com/watch?v=CCGgO_u3KpU

Leicher, Jörg, Johannes Schaffert, Hristina Cigarida, Eren Tali, Frank Burmeister, Anne Giese, Rolf Albus, Klaus Görner, Stéphane Carpentier, Patrick Milin, Jean Schweitzer (2022): The Impact of Hydrogen Admixture into Natural Gas on Residential and Commercial Gas Appliances. *Energies*, 2022, 15, 777, 21 January 2022.
https://mdpi-res.com/d_attachment/energies/energies-15-00777/article_deploy/energies-15-00777.pdf?version=1644217728

Lowe, Cliff, Nick Brancaccio, Dan Batten, Chris Leung, Dick Waibel (2011): Technology Assessment of Hydrogen Firing of Process Heaters. *Energy Procedia* 4 (2011) 1058–1065, 2011.

Lucentini, Ilaria, Xènia Garcia, Xavier Vendrell, Jordi Llorca (2021): Review of the Decomposition of Ammonia to Generate Hydrogen. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 60, pag. 18560–18611, 2021.

Maxfield, James (2020): Clean Bruner Systems. Presentatie tijdens Hy4Heat Engagement Event, Church House, Westminster, 9 maart 2020.
<https://static1.squarespace.com/static/5b8eae345cfd799896a803f4/t/5e691204c104fd669e8f920a/1583944235259/hy4heat+march+2020+church+house+Slides.pdf>

MHI (2022): Hydrogen Power Generation Handbook (Third Edition) Mitsubishi Heavy Industries, Ltd., Yokohama, Japan, 28 oktober 2022
https://power.mhi.com/catalogue/pdf/hydrogen_en.pdf

MHI (2021): Ammonia-fired 40MW Class Gas Turbine System -- Targets to Expand Lineup of Carbon-free Power Generation Options, with Commercialization around 2025 --. Persbericht Mitsubishi Heavy Industries, Ltd, 1 maart 2021.
<https://power.mhi.com/news/20210301.html>

NEN (2021): Analyse waterstofnormalisatie 2018-2020. NEN, Normalisatieplatform H2 Industrie en Gebouwde Omgeving (NP-H2IGO). Delft, 18 januari 2021.

Northrop, Will (2021): Ammonia Utilization in Internal Combustion Engines. Ammonia for H2@Scale Virtual Panels. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, USA, 7 May 2021.
<https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-08/9-nh3-maritime-fuel.pdf>

Kane, Seamus, P., William F. Northrop (2021): Thermochemical Recuperation to Enable Efficient Ammonia-Diesel Dual-Fuel Combustion in a Compression Ignition Engine. *Energies* 2021, 14, 7540, 11 November 2021.
https://www.researchgate.net/publication/356169966_Thermochemical_Recuperation_to_Enable_Efficient_Ammonia-Diesel_Dual-Fuel_Combustion_in_a_Compression_Ignition_Engine

Kiwa (2021): Affakkelen en afblazen van waterstof, Netbeheer Nederland GT-200096, Kiwa Technologie B.V. Apeldoorn, april 2021.

Li, Jun, et. al. (2021): A Review on Combustion Characteristics of Ammonia as a Carbon-Free Fuel. *Frontiers in Energy Research*, Volume 9, 6 October, 2021.

Okafor, E. C., Somarathne, K. D. K. A., Hayakawa, A., Kudo, T., Kurata, O., Iki, N., et al. (2018): Towards the Development of an Efficient Low-NOx Ammonia Combustor for a Micro Gas Turbine. *Proceedings of the Combustion Institute* 37 (2019) 4597–4606, 12 August 2018.

OPRA (2020a): Hydrogen Turbine: A Key Element For Energy Transition. OPRA Webinar, OPRA Turbines, Hengelo, 20 mei 2020.
<https://www.opra.energy/opra-webinars/>

OPRA (2020b): Hydrogen Turbine: A Key Element For Energy Transition. OPRA Webinar, OPRA Turbines, Hengelo, december 2020.
<https://www.opra.energy/opra-turbines-webinar-series-2/>

Petrochem (2022): Maasvlakte krijgt importterminal voor groene ammoniak. Nieuwsbericht op website Petrochem, 11 april 2022.
<https://petrochem.nl/maasvlakte-krijgt-importterminal-voor-groene-ammoniak/?msclkid=675fc3aad03911ecacf92fc1d552eec7>

Pitsch, Heinz (2021): Hydrogen: A Seemingly Simple Fuel, RWTH Aachen University, Combustion Webinar, 20 maart 2021.
<https://www.youtube.com/watch?v=h9nQLbJKGFk>

PSM (2019): LEC III™ 3-5 PPM Emission Combustion Systems for E-Class Gas Turbine. PSM Ansaldo Energia Group Jupiter, Florida, USA, 2019.
https://thomassen.energy/wp-content/uploads/2019/09/PSM_LEC_III_CombustSystem_EClass.pdf

Rajpara, Parag, Rupesh Shah, Jyotirmay Banerjee (2018): Effect of hydrogen addition on combustion and emission characteristics of methane fuelled upward swirl can combustor. *International Journal of Hydrogen Energy* 43 (2018) 17505-17519, 8 augustus 2018.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319918322663>

Robb, Drew (2019): Smaller gas turbine find their niche. Turbomachinery International, vol 60. No 1. pag 18-22 January/February 2019
https://cdn.sanity.io/files/0vv8moc6/turbomag/2fc7b064dd95e32ef1e70af180fc473aefd1f3dc.pdf/TRB_0119.pdf

Ruijter, J.A.F. de (2008): QuickScan verkenning haalbaarheid en marktaanbod brandstofcelwarmtekracht voor de glastuinbouw. 50763046-TOS/TCM 08-7103 Kema, Arnhem, 21 augustus 2008.
https://www.kasalsenergiebron.nl/content/research/Eindrapport_13021.pdf

Saacke (2020): Wasserstoff-Brenner für die industrielle Dekarbonisierung. Saacke GmbH, Bremen, Deutschland, 2020
<https://www.saacke.com/fileadmin/saacke/pdf/SAACKE-Whitepaper-H2-01-Web.pdf>

Siemens (2020): Hydrogen power with Siemens gas turbines Reliable carbon-free power with flexibility. Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG, Erlangen, Germany, April 2020.

Siemens (2022a): SGT5-2000E Heavy-duty gas turbine (50 Hz). Website informatie, Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG, Erlangen, Germany, laatst bekeken 4 juni 2022.
<https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/gas-turbines/sgt5-2000e.html>

Strässle, Mario (2017):Anwendungspotentiale der Wasserstofftechnologie auf Kläranlagen. Masterarbeit, Leibniz Universität Hannover, oktober 2017
https://www.academia.edu/35727638/Anwendungspotentiale_der_Wasserstofftechnologie_auf_KI%C3%A4ranlagen

Tekin, Nurettin, et. al. (2018): Enhancement of Fuel Flexibility of Industrial Gas Turbines by Development of Innovative Hydrogen Combustion Systems. Gas for energy, Issue 2/2018

THyGa (2022): Testing Hydrogen admixture for Gas Applications. WP3. Intermediate report on the test of technologies by segment - Impact of the different H2 concentrations on safety, efficiency, emissions and correct operation. Period covered by the report: from 01/01/2020 to 30/08/2021 (M1-M20). Deliverable D3.5, THyGa project, ENGIE SA, Courbevoie, France, 24 January 2022
<https://thyga-project.eu/wp-content/uploads/20220124-D3.5-Intermediate-report-on-the-test-of-technologies-by-segment-FINAL.pdf> January, 2022

THyGa (2020): Impact of hydrogen admixture on combustion processes – Part II: Practice. Deliverable D2.3 EU project: Testing Hydrogen admixture for Gas Applications THyGa, Corresponding author Johannes Schaffert, Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI), Essen, Germany, 11 december 2020
<https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5d6f8897a&appId=PPGMS>

TKI Nieuw Gas (2020): Een programmatische aanpak voor innovaties op het thema waterstof in Nederland voor de periode 2020 – 2030 Waterstof voor de energietransitie. TKI Nieuw Gas, Amersfoort, januari 2020

<https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/5591-TSE%20Programmatische%20Aanpak%20Waterstof-web.pdf>

TNO (2022): Annual Report Research Projects with Governmental Funding (KIP), “2022 Bio SMO project – Fuel-Flexible Flameless Oxidation burner integration and hybridisation HyFlexFIOx”.

Topsectorenergie (2021): Waterstof als brandstof voor industriële verhitting. Nieuwbericht over TSE subsidieproject, laatst bekeken 13 februari 2023.

<https://projecten.topsectorenergie.nl/projecten/waterstof-als-brandstof-voor-industriële-verhitting-33068>

Topsectorenergie (2017): Overzicht van Nederlandse waterstofinitiatieven,-plannen en -toepassingen. Input voor een Routekaart Waterstof. TKI Gas, december 2017.

https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/Wind%20op%20Zee/Documenten/20171222_TKI_Overzicht%20Nederlandse%20Waterstofinitiatieven.pdf

Wärtsilä (2020): What role can hydrogen play on the path to a 100% renewable energy future? Wärtsilä Corporation, Website article, 20 Oct 2020

<https://www.wartsila.com/insights/article/what-role-can-hydrogen-play-on-the-path-to-a-100-renewable-energy-future>

Wärtsilä (2021a): Wärtsilä engines running on hydrogen blends selected for Keppel O&M's Floating Living Lab. Wärtsilä Corporation, Trade press release, 22 July 2021.

<https://www.wartsila.com/media/news/22-07-2021-wartsila-engines-running-on-hydrogen-blends-selected-for-keppel-o-m-s-floating-living-lab-2950430>

Wärtsilä (2021b): Wärtsilä launches major test programme towards carbon-free solutions with hydrogen and ammonia. Wärtsilä Corporation, Press release, 14 July 2021.

<https://www.wartsila.com/media/news/14-07-2021-wartsila-launches-major-test-programme-towards-carbon-free-solutions-with-hydrogen-and-ammonia-2953362>

Wärtsilä (2022a): Get ready for sustainable fuels with flexible Wärtsilä power plants. Wärtsilä Energy, Helsinki, Finland, 2022

https://cdn.wartsila.com/docs/default-source/power-plants-documents/downloads/white-papers/general/wartsila_sustainablefuels_paper.pdf

Worcester Bosch (2021): Hy4Heat | Hydrogen-Ready Wall-Mounted Gas Boilers. Worcester Bosch, Warndon, Worcester, 2021.

<https://www.hy4heat.info/s/Bosch-HyLife.pdf>

Waterstof Hoogeveen (2020): Waterstofwijk Plan voor Waterstof in Hoogeveen, November 2020. Project consortium Waterstofwijk Hoogeveen, november 2020

https://research.hanze.nl/ws/portalfiles/portal/34882351/HANZE_20_0635_Publieksvriendelijke_versie_Waterstofwijk_Gewijzigde_Herdruk.pdf

Zeeco (2021): Hydrogen Fuel & Emissions Reducing Burner Technology | Thought Leadership Forum (TLF 4). Presentatie over waterstofbranders door Zeeco medewerkers, 7 oktober 2021.
<https://www.youtube.com/watch?v=G2j4oK2x8oI>

11 Ondertekening

P. Kroon
Auteur

P.C.P. Bronsveld
Projectleider

A Bijlage ammoniak als brandstof

A.1 Ammoniak als brandstof

Ammoniak (NH_3) is een giftige stof, die op een aantal plaatsen in Nederlandse industrie gemaakt wordt. De productie vergt ongeveer 10 procent van het totale energiegebruik van de (petro)chemische industrie. Ammoniak is een grondstof voor kunstmest en sommige kunststoffen, maar wordt ook gebruikt als reductiemiddel in SCR-installaties om de NO_x -emissie te beperken. Duurzaam geproduceerd waterstof kan in de vorm van ammoniak goed worden getransporteerd en opgeslagen. Aan transport, opslag en gebruik zijn echter wel de nodige veiligheidsrisico's verbonden⁴⁵.

Om ammoniak in Nederland weer in waterstof om te zetten is een kraakinstallatie nodig. Dit vergt investeringen en kost ook energie. Het waterstof dat vrijkomt moet voor transport per pijpleiding ook weer gecomprimeerd worden. Het is mede daarom niet uitgesloten dat ammoniak ook zelf als brandstof (of grondstof) gebruikt gaat worden, bijvoorbeeld als brandstof in zeeschepen (veel onderzoek richt zich dan ook op motoren). Ook het gebruik als brandstof in gasturbines, voor onder andere vliegtuigmotoren, en als brandstof in industriële installaties wordt onderzocht.

Eigenschappen

Ammonia weegt in vloeibare vorm met 0,603 kg/l net iets minder dan benzine en diesel maar heeft met 11,3 MJ/l maar 1/3 van de energie-inhoud. In gasvorm heeft het een ruim 30% grotere energie-inhoud per m^3 dan waterstof (bovenwaarde 17,1 MJ/ m^3 en onderwaarde 14,15 MJ/ m^3). Met een soortelijk gewicht van 0,76 kg/ m^3 is dit 22,5 MJ/kg respectievelijk 18,7 MJ/kg⁴⁶. Vergeleken met aardgas is de energie-inhoud per m^3 gas, net als bij waterstof aanzienlijk lager. Was de laminaire verbrandingssnelheid van waterstof veel hoger dan aardgas, bij ammoniak is deze juist lager, ongeveer een factor 6 (0,07 m/s) (Bolwerk, 2020). Onderzoek richt zich onder andere op verbrandingsgedrag, mengsels met bijvoorbeeld waterstof of aardgas en het beperken van de NO_x -emissie.

Ammoniak aanvoer naar Nederland

Om voldoende waterstof in Nederland beschikbaar te hebben, zal ook geïmporteerd moeten worden. Import in de vorm van vloeibare ammoniak heeft hierbij voordelen, omdat het vloeibaar maken met veel minder energieverlies gepaard gaat dan bij waterstof⁴⁷. Eenmaal aangekomen in Nederland kan de ammoniak goed worden opgeslagen en met een hoog rendement weer in waterstof worden omgezet. Het is echter ook mogelijk om (in een industrieel gebied) de ammoniak direct als brandstof te gebruiken⁴⁸.

In april 2022 hebben Gasunie, HES International en Vopak een samenwerkingsovereenkomst getekend om te streven naar een importterminal op de Maasvlakte

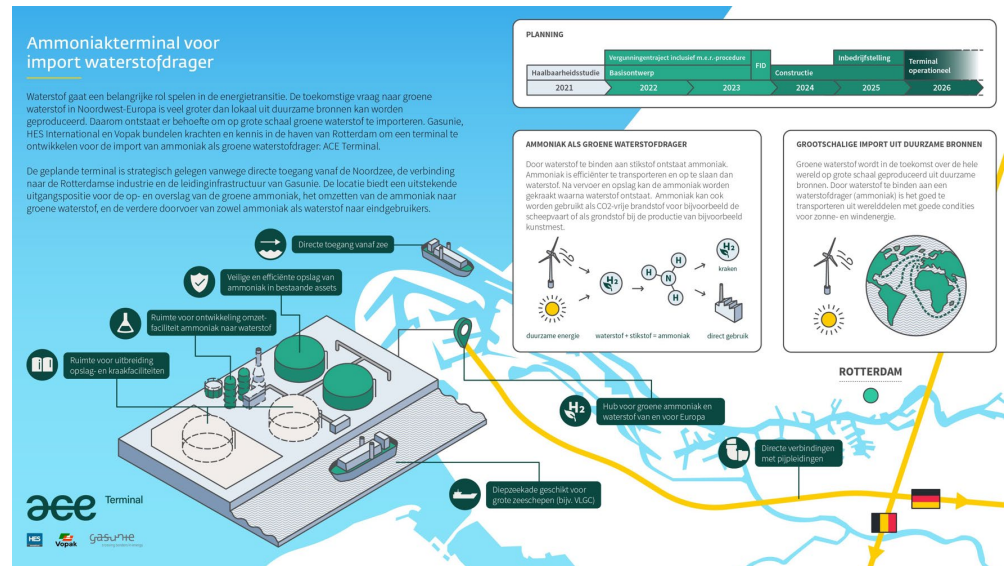
⁴⁵ Zie bijvoorbeeld: <https://ammoniak-info.de/> met een lijst van Duitse en internationale ongevallen.

⁴⁶ Waarden variëren wat in de literatuur, bijvoorbeeld afhankelijk van de referentietemperatuur.

⁴⁷ Er wordt door onder andere de baksteenindustrie ook onderzoek gedaan naar een andere importmethode, via het binden van waterstof aan een transport-vloeistof: Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) (KNB, 2022).

⁴⁸ Bij NO_x -reductie wordt ook gesproken over ammonia. Dit is ammoniak opgelost in water, ook wel chemisch weergegeven met NH_3 (aq).

voor groene (of voorlopig blauwe) ammoniak. Het streven is om deze terminal, die naam ACE terminal mee krijgt in 2026⁴⁹ operationeel te hebben, zie Figuur 28. Vopak heeft al zes ammoniak terminals op verschillende plekken in de wereld. Het streven is om de ammoniak om te zetten in waterstof voor het Nederlandse waterstofnet. Het is echter ook mogelijk om de ammoniak direct te gebruiken als brandstof voor zeeschepen, als grondstof voor bijvoorbeeld kunstmestproductie, maar ook als brandstof voor de industrie (Petrochem, 2022).



Figuur 28 Infographic ammoniak terminal (bron Gasunie).

Kraken van ammoniak

Om waterstof te maken uit ammoniak moet dit bij hoge temperatuur gekraakt⁵⁰ worden (Lucentini, 2021). Het gaat hier om een endotherme reactie⁵¹ bij hogere temperaturen. De reactie zelf kost circa 15% en de rest van het proces in optimale situaties, inclusief ammoniakverdamping, verhitting, waterstofverliezen en reiniging en warmteterugwinning, circa 10%⁵². Totaal gaat, als ammoniak als “brandstof” voor het proces gebruikt wordt, circa 25% hiervan op gewichtsbasis verloren (Brown, 2017) (Beach, 2020) (IRENA, 2022).

Omdat het waterstof per kg H een hogere verbrandingswaarde heeft dan het ammoniak waar dit uit gemaakt is, is er in een optimale situatie geen 25% maar circa 10% energieverlies. Als een andere energiedrager als brandstof gebruikt wordt, kan meer waterstof gemaakt worden; als restwarmte gebruikt wordt neemt het energieverlies af, of kan zelfs energie-inhoud worden toegevoegd. Het percentage ammoniak dat, met een katalysator, in waterstof kan worden omgezet, hangt van de temperatuur af. Wordt restwarmte van een (scheeps)motor of van een gasturbine in een vliegtuigmotor gebruikt, dan kan een ammoniak/waterstofmengsel gemaakt

⁴⁹ In 2022 en 2023 moet het basisontwerp gemaakt worden en het vergunningstraject (inclusief MER procedure) worden doorlopen. Dan moet er ook nog het definitieve investeringsbesluit worden genomen.

⁵⁰ Behalve over “cracking system” wordt ook wel over “reformer” gesproken.

⁵¹ Endotherm betekent dat er energie toegevoerd moet worden om de ammoniak te splitsen. Het gaat om 46 kJ/mol NH₃. Omgerekend is dit 14,4% van de stookwaarde (LHV).

⁵² Proeven op kleinere schaal spreken over 17 tot 20% verlies.

worden dat als motorbrandstof kan dienen. Bij mobiele toepassingen wordt daarom niet alleen naar waterstof of ammoniak gekeken, maar ook naar mengsels hiervan.

A.2 Gasmotoren op ammoniak

Wärtsilä motoren

Fabrikant Wärtsilä merkt over gasmotoren op dat ammoniak het volgende. Het is weliswaar vrij van koolstof maar wel giftig is en geeft een sterk reuk af. Ook is het corrosief. Het is makkelijk vloeibaar op te slaan en de “groene” ammoniak kan gebruik maken van de bestaande infrastructuur voor “grijze” ammoniak (Wärtsilä, 2022a). In de overgangsfase kan gebruik gemaakt worden van mengsels van ammoniak met lichte stookolie. Om het in verbrandingsmotoren te gebruiken is wel een conversie pakket nodig en het vereist een piloot brandstof (een kleine hoeveelheid andere brandstof, bijvoorbeeld diesel, om de zaak te ontsteken voordat de ammoniak wordt geïnjecteerd). Een belangrijk nadeel is de hoge emissie van NO_x en de uitstoot van N₂O en NH₃.

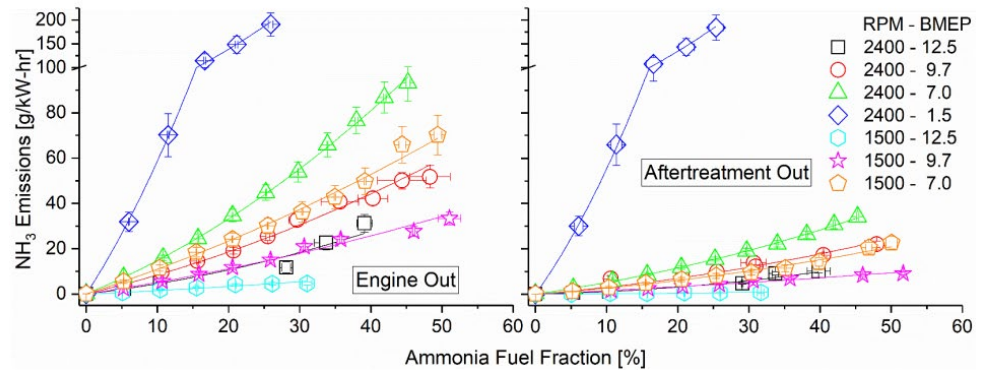
Wärtsilä en het Noorse bedrijf Eidesvik Offshore ASA hebben afgesproken een offshore bevoorradingsschip, dat nu vooral LNG gebruikt, om te bouwen naar 70% ammoniak. De ombouw moet eind 2023 klaar zijn. Voor de ombouw zijn behalve de brandstoftoevoer ook veiligheidssystemen nodig en rookgasreiniging, om de NO_x-uitstoot te beperken.

Uiteindelijk is het doel bijna 100% ammoniak en een klein hoeveelheid ontstekingsbrandstof (Wärtsilä, 2022a). De 100% versie zou in 2023 gereed moeten zijn (Wärtsilä, 2021b).

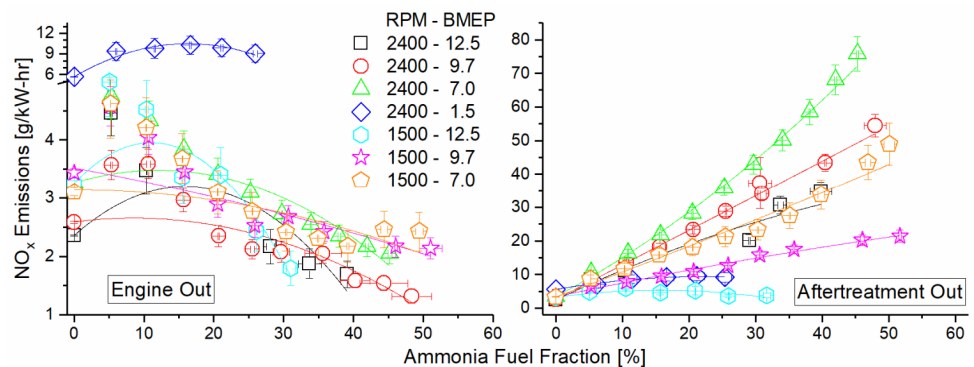
Een dieselmotor met ammoniak bijmenging

Een presentatie van de universiteit van Minnesota schetst een beeld van de toevoeging van ammoniak als brandstof aan een 129 kW EPA Tier-2 4045 John Deere dieselmotor van een landbouwtractor. Voor de injectie werd de ammoniak verdampt en deels vast gesplitst in waterstof en stikstof (met warmte uit de DOC). Het mengsel wordt als gas gemengd met de lucht, die de motor ingaat, en verlaagd zo de piektemperatuur (de diesel wordt wel gewoon vloeibaar in de cilinder gespoten). Het uitlaatgas gaat door een diesel oxidation catalyst (DOC). Gemeten is volgens een Amerikaanse steady state methode bij verschillende toerentallen (RPM) en bij verschillende belastingen weergegeven via de brake mean effective pressure (BMEP). Een BMEP van 12,5 is een 9 keer zo zware belasting als een BMEP 1,5 (450 N-m versus 50 N-m).

De lagere piektemperatuur door de voormenging zorgt bij hogere ammoniak aandelen aanvankelijk voor een daling van de thermische NO_x, maar bij hogere ammoniak niveaus gaat de brandstof NO_x groter worden en gaat de NO_x-emissie weer omhoog, zie Figuur 30. Bij hogere aandelen ammoniak stijgt echter ook het ammoniak gehalte in het uitlaatgas zie Figuur 29. De oxidatiekatalysator, die deze ammoniak (en CO en koolwaterstoffen) af moet breken zet veel ammoniak om in stikstofoxiden waardoor de NO_x-emissie uiteindelijk een factor 10 of meer toenemen. De omgebouwde motor is niet voorzien van de SCR installatie om de NO_x af te breken (Kane, 2021), (Northrop, 2021). Opgemerkt wordt wel dat een SCR installatie gebruik zou kunnen maken van de onverbrande ammoniak als reductant. Niet duidelijk is hoe dan een tekort of overschot aan NH₃ geregeld wordt.



Figuur 29 Uitstoot van NH_3 als functie van het brandstofaandeel voor en na de oxidatiekatalysator (Kane, 2021).



Figuur 30 Uitstoot van NO_x als functie van het brandstofaandeel voor en na de oxidatiekatalysator (Kane, 2021).

A.3 Industriële branders op ammoniak

Oxy-fuel verbranding

Een uitstekende oplossing voor de NO_x -emissie bij het verbranden van waterstof of aardgas is het verbranden met pure zuurstof, de zogenaamde oxy-fuel verbranding. Behalve dat dit hoge temperaturen op kan leveren, het wordt bijvoorbeeld gebruikt bij het smelten van glas, is er geen stikstof om NO_x te vormen. Bij ammoniak is het verbranden met pure zuurstof wat NO_x betreft geen goed idee. Door de aanwezig stikstof in de brandstof en de hoge temperaturen levert dit extreem hoge NO_x gehalten op.

Tweetraps verbranding

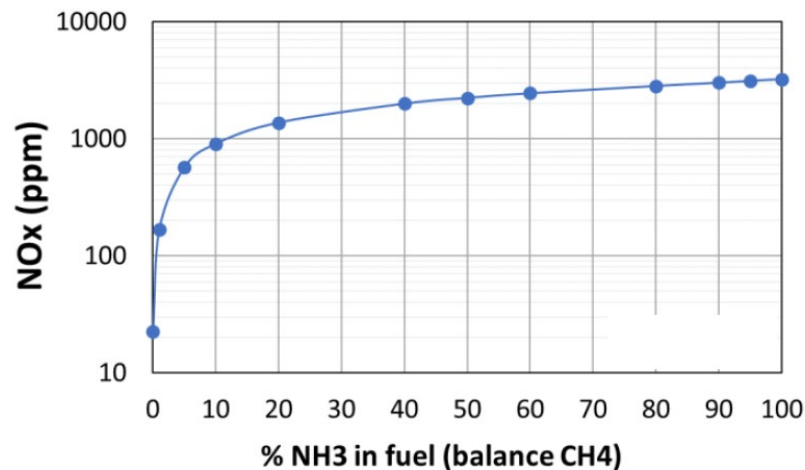
Een mogelijkheid om de emissie te beperken is de ammoniak eerst met een tekort aan zuurstof (of lucht te verbranden), zodat geen NO_x gevormd kan worden, en daarna in een tweede fase de resterende brandstof te verbranden.

Het verbranden van ammoniak vindt in de industrie al jaren plaats bij zwavelterugwinning uit raffinaderijgas. De firma Duiker heeft testen gedaan met ammoniak verbranding via een Stochiometric Controlled Oxydation (SCO) Technology, en internationaal inmiddels ook al systemen hiervan verkocht (Lanser, 2022). Hierbij wordt in een eerste stap verbrand met te weinig zuurstof, en in een

tweede stap met een zuurstof overmaat. NO_x -emissies worden genoemd van 50-80 ppm bij 3% O_2 .

A.4 Ammoniak in gasturbines

Ook het verbranden van ammoniak in gasturbines is onderwerp van onderzoek. Het gaat hierbij niet alleen om stationaire gasmotoren, maar ook over het gebruik in de gasturbines van vliegtuigmotoren.



Figuur 31 NO_x -emissie in een gasturbine als functie van het ammoniak gehalte in methaan.

In Figuur 31 is zichtbaar wat het effect kan zijn van ammoniak verbranding in een gasturbine in een “current lean premixed combustion system” zonder extra maatregelen. Deze figuur komt uit een presentatie van General Electric. Opgemerkt wordt dat de hoeveelheid ammoniak in het rookgas 500 keer meer kan zijn dan wat normaal verbruikt wordt in een SCR-installatie (Goldmeer, 2021).

IHI Corporation heeft proeven gedaan met een 2 MWe gasturbine met mengsels tot 20% ammoniak en 80% aardgas. Bij een laag percentage ammoniak liep de emissie al snel op van 100 ppm (16% O_2) op 100% aardgas, naar 250 ppm bij 5% NH_3 . Door een SCR installatie bleef de NO_x -emissie bij 20% NH_3 van bijna 300 ppm voor de SCR-katalysator beperkt tot 6 ppm bij 16% O_2 er na (gelijk aan 15 mg/Nm^3 bij 15% O_2) (Ito, 2018).

Een ander onderzoek in het Japanse onderzoeksinstituut AIST te Koriyama (Japan) richtte zich op een kleine 50 kW gasturbine van Toyota Turbine met een diffusie verbrandingskamer. Bij het gebruik van ammoniak in de standaard brander bleek de emissie 1000 ppm (16% O_2) te zijn. Na aanpassingen in de verbrandingskamer bleken emissies beneden 400 ppm (16% O_2) (<1000 mg/Nm^3 bij 15% O_2) haalbaar. Ook hier komt SCR-naschakeling aan de orde (Kurata, 2018). Een andere publicatie meldt dat uiteindelijk 337 ppm werd bereikt (840 mg/Nm^3 bij 15% O_2) (Li, 2021). In een later onderzoek werd met verdere aanpassingen zelfs 42 ppm bereikt (105 mg/Nm^3 bij 15% O_2). Dit was niet in een gasturbine, maar onder laboratorium omstandigheden in een verbrandingskamer met een druk van 3 bar (Okafor, 2018).

Mitsubishi Heavy Industries werkt sinds 2021 aan een gasturbine in de 40 MW klasse die 100% ammoniak als brandstof moet kunnen gebruiken. Het bedrijf streeft naar

commerciële beschikbaarheid in 2025. Om de NO_x-emissies te beperken wordt gebruik gemaakt van nieuw ontwikkelde branders voor de 40 MW klasse (H-25 serie) en SCR (MHI, 2021) (MHI, 2022).

A.5 Conclusies Ammoniak

Omdat het onderwerp van dit rapport waterstof is, is maar beperkt naar ammoniak gekeken. Het is wel een mogelijke optie, die al ruim voor 2030 in Nederland actueel kan worden, bijvoorbeeld als brandstof in stationaire installaties in industriegebieden. Vandaar dat er toch enige informatie hierover in dit rapport opgenomen. Hierbij moet direct worden toegevoegd dat ammoniak een giftige stof is en dat aan het transport, opslag en gebruik ervan de nodige veiligheidsrisico's zijn verbonden.

Doordat ammoniak van zichzelf al stikstof bevat, is deze brandstof wat NO_x-emissies betreft problematischer dan waterstof. In de literatuur komt wel vaak de combinatie met SCR naar voren om aan emissie-eisen te voldoen.

Duidelijk is dat er veel minder onderzoek naar ammoniak als brandstof verricht is dan naar waterstof. Mede omdat er nog te weinig experimenteel onderzoek gedaan is aan ammoniak verbranding in combinatie met beperking van NO_x-emissies is het nog te vroeg om conclusies over reductiemaatregelen en mogelijke emissieniveaus te trekken.