



Planbureau voor de Leefomgeving

WATERSTOF VOOR DE GEBOUWDE OMGEVING; OPERATIONALISERING IN DE START- ANALYSE 2020

Nico Hoogervorst

22 september 2020

PBL

Colofon

Waterstof voor de gebouwde omgeving; operationalisering in de Startanalyse 2020

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2020

PBL-publicatienummer: 4250

Contact

Nico.hoogervorst@pbl.nl

Auteurs

Nico Hoogervorst

Met dank aan

de deelnemers aan de validatiesessies over uitgangspunten in januari 2020 en de referenten Kornelis Blok (TU Delft), Rob Cloosen (Stedin), Hans Eerens (PBL), Gert-Jan Kramer (UU), Machiel Mulder (RUG), Marcel Weeda (TNO), Ad van Wijk (TU Delft), Martien Visser (Hanzehogeschool) die deze notitie hebben becommentarieerd en verrijkt met hun inzichten. Vermelding van deze namen betekent niet dat deze mensen instemmen met de conclusies die in dit rapport worden getrokken. Die blijven geheel voor rekening van PBL.

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Hoogervorst, N., Waterstof voor de gebouwde omgeving; operationalisering in de Startanalyse 2020, Den Haag: PBL.

Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) is het nationale instituut voor strategische beleidsanalyses op het gebied van milieu, natuur en ruimte. Het PBL draagt bij aan de kwaliteit van de politiek-bestuurlijke afweging door het verrichten van verkenningen, analyses en evaluaties waarbij een integrale benadering vooropstaat. Het PBL is vóór alles beleidsgericht. Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk gefundeerd.

Inhoud

Samenvatting	5
Integrale nationale kosten van klimaatneutrale waterstof	5
Kosten van aanpassingen aan infrastructuur	7
Beschikbaarheid van waterstof voor levering aan gebouwen	8
Technische beperkingen aan waterstofproductie	9
Concurrentiekracht van geïmporteerde waterstof	10
Welke afnemers zouden waterstof willen kopen?	10
Handelingsperspectief voor gemeenten	10
1 Inleiding	12
2 Behoeftte aan waterstof in de GO	13
3 Beschikbaarheid van waterstof voor de GO	14
3.1 Import van waterstof	14
3.2 Nationale productiecapaciteit van blauwe waterstof	16
3.2.1 CO ₂ -opslag bij productie van blauwe waterstof	16
3.3 Nationale productiecapaciteit van groene waterstof	17
3.3.1 Limiet aan groene waterstof productie uit wind-op-zee?	18
3.3.2 Groene waterstof met elektriciteit uit het landelijke stroomnet	19
3.3.3 Waterstof als buffer op de elektriciteitsmarkt	19
3.4 Verdeling van waterstof over sectoren	20
3.5 Gevolgen voor beschikbaarheid groengas	22
4 Productiekosten van waterstof	23
4.1 Productiekosten van blauwe waterstof	24
4.1.1 Kostenramingen in bestaande studies	24
4.1.2 Kosten van CCS	24
4.1.3 Kosten van seizoensopslag van blauwe waterstof	26
4.1.4 Kostenopbouw van blauwe waterstof	27
4.2 Productiekosten van groene waterstof	28
4.2.1 Invloed van de kosten van elektrolyzers en elektriciteit	29
4.2.2 Kostenontwikkeling van elektrolyzers	30
4.2.3 Kostenontwikkeling van elektriciteit	32
5 Kosten van seizoensopslag	36
6 Netwerkkosten voor afnemers van waterstof	38
6.1 Kosten van netaanpassing voor waterstoftransport	38
6.2 Kosten gebruik gasnet voor afnemers van waterstof	39
6.3 Kosten van netaanpassing voor waterstof distributie	40
7 Kosten in de woning	42

8	Overheadkosten van gasleveranciers	44
9	Milieuaspecten van waterstofproductie	45
9.1	Milieuaspecten van blauwe waterstof	45
9.2	Milieuaspecten van groene waterstof	45
10	Referenties	47

Samenvatting

Uit deze verkenning is gebleken dat er nog veel onduidelijk is over de toekomstige toepassing van waterstof in het Nederlandse energiesysteem en in de gebouwde omgeving in het bijzonder. Desondanks is er nu behoefte aan ramingen van de nationale kosten in 2030 van het verwarmen van gebouwen met waterstof. Deze vinden plaats in de Startanalyse van het PBL ten behoeve van het nadenken door gemeenten over hun warmtestrategie. Deze notitie bevat daarvoor achtergrondmateriaal.

We weten dat de kosten van waterstofproductie op termijn dalen zullen, afhankelijk van het tempo waarin de productie mondiaal wordt uitgebreid. We weten niet hoe snel dat gaat gebeuren en in welk tempo de kosten gaan dalen. Daarom hanteren we in de Startanalyse een bandbreedte bij de berekening van de nationale kosten van de (varianten van de) waterstofstrategie. Ook is onbekend of waterstof in een klimaatneutraal energiesysteem niet beter bij andere sectoren dan de gebouwde omgeving past. Waterstof is een veelbelovende energiedrager, maar wanneer en waar is zeer onzeker.

Voor die kostenberekening zijn schattingen nodig van a) de integrale nationale kosten van klimaatneutrale waterstof (van grondstof t/m levering aan gebouwen), van b) de kosten voor aanpassing van de infrastructuur om die levering mogelijk te maken en c) kosten van aanpassingen in gebouwen om de geleverde waterstof te kunnen benutten. Daarnaast is informatie nodig over d) de te verwachten beschikbaarheid van waterstof voor levering aan gebouwen.

Integrale nationale kosten van klimaatneutrale waterstof

Klimaatneutrale waterstof kan (globaal gesproken) op diverse manieren worden gemaakt. De belangrijkste zijn productie uit aardgas met CCS (blauwe waterstof) en uit elektrolyse van water (groene waterstof). Voor de afnemers van waterstof is de productiewijze op zichzelf niet relevant, maar die heeft wel gevolgen voor de kosten, de beschikbaarheid en het tempo waarin die op termijn gaan veranderen.

Tabel 1: Opbouw van de nationale kosten van blauwe waterstof in 2030.

Kostenopbouw	Laag	Midden	Hoog	Toelichting
	(€/kg H ₂)			
Capex+Opex SMR	0.31	0.31	0.31	3% rente, 25 jaar
Aardgas-inkoop groothandel	0.84	1.40	1.96	KEV-2019
H ₂ -opslag in zoutkoepels	0.45	0.79	1.55	Zie hoofdstuk 5
H ₂ -transport per pijpleiding	0.15	0.16	0.18	5, 10, 50 km
CCS-kosten	0.59	0.85	1.07	Zie par. 4.2.2
Kosten restemissie	0.05	0.10	0.20	met ETS-prijzen
Totaal blauwe waterstof	2.40	3.61	5.27	
<i>Vgl private kosten blauwe waterstof</i>	<i>1.40</i>	<i>2.20</i>	<i>2.80</i>	<i>CE Delft 2020</i>
Totaal blauwe waterstof (€/m ³ aeq ow)	0.634	0.952	1.392	omgerekend
vgl kosten aardgas (ow) (€/m ³ aeq.)	0.150	0.250	0.350	

De productie van blauwe waterstof kan waarschijnlijk sneller opgeschaald worden dan die van groene waterstof omdat die grotendeels steunt op bewezen technieken, zoals Steam

Methane Reformers (SMR-omvormers). Het is nog wel onzeker of de combinatie met CCS snel van de grond zal komen en of het CO₂-afvangpercentage snel genoeg kan toenemen (van 55% nu naar 90% zo snel mogelijk) tegen aanvaardbare kosten.

De productie van blauwe waterstof kan waarschijnlijk sneller opgeschaald worden dan die van groene waterstof omdat die grotendeels stoelt op bewezen technieken, zoals Steam Methane Reformers (SMR-omvormers). Het is nog wel onzeker of de combinatie met CCS snel van de grond zal komen en of het CO₂-afvangpercentage snel genoeg kan toenemen (van 55% nu naar 90% zo snel mogelijk) tegen aanvaardbare kosten.

De meeste studies die productiekosten van blauwe waterstof publiceren hanteren nauwere systeemgrenzen dan voor ons doel wenselijk is en hanteren vaak het perspectief van marktpartijen terwijl wij hier een nationaal-economisch perspectief nodig hebben. Aandachtspunt is dat gerekend is met een afvangpercentage van 90%, wat hoger is dan veelal wordt gerealiseerd maar eigenlijk nog niet hoog genoeg is om blauwe waterstof helemaal klimaatneutraal te kunnen noemen.

De productie van groene waterstof vindt nog slechts op heel bescheiden schaal plaats in demonstratieprojecten en tegen hoge kosten. Opschaling van de productie van steeds grotere elektrolyzers gaat naar verwachting leiden tot grote kostenreducties. Het tempo waarin dat gebeurt is onzeker en afhankelijk van veel subsidies en langdurig coherent stimuleringsbeleid. In veel landen worden hiervoor ambitieuze plannen ontwikkeld; het is nog te vroeg om te voorspellen wat hiervan de effecten zullen zijn.

De kosten van groene waterstof worden echter hoofdzakelijk bepaald door de kosten van elektriciteit. Veel kostenstudies hanteren groothandelsprijzen van elektriciteit of stellen de stroomkosten op nul en beperken de productie tot de uren waarin wind- en zonneparken meer stroom produceren dan afnemers kunnen gebruiken. Voor onze berekening van nationale kosten van klimaatneutrale waterstof moeten we echter de integrale nationale kosten van klimaatneutrale elektriciteit hanteren. Die kosten zijn afhankelijk van de gekozen configuratie: bij volcontinue productie moet stroom van het landelijke net worden betrokken tegen de jaargemiddelde stroomkosten; bij flexibele productie kan stroom tegen lagere kosten worden betrokken van *stand-alone* windparken (op de Noordzee) of zonnenvelden (bv in Noord-Afrika). In het laatste geval moeten de transportkosten van waterstof naar Nederland in de berekening worden betrokken. Omdat die naar verwachting hoog zijn en blijven (1,00 tot 1,50 €/kg H₂ volgens het IEA), laten we die optie voor nu even rusten tot de bespreking van de kansen voor import in een volgende paragraaf.

In Nederland zijn de nationale kosten voor grootverbruikers van klimaatneutrale elektriciteit in 2030 naar schatting 103 €/MWh. Daarmee kan een 20 MW PEM-elektrolyser waterstof produceren voor 5,88 €/kg, inclusief kosten van waterstofopslag (0,21 €/kg) en de kosten van een elektriciteitsnetaansluiting (gemiddeld 0,23 €/kg waterstof).

Productie van groene waterstof met stroom van een windpark op zee is aanmerkelijk goedkoper, zie tabel 2. In 2030 bedragen de nationale kosten gemiddeld 3,64 €/kg, inclusief kosten voor elektriciteitstransport naar het vaste land en seizoensopslag van waterstof, met een bandbreedte van 2,80 tot 4,89 €/kg. Hierbij zijn vrij optimistische veronderstellingen gedaan over de kosten van elektrolyzers, die in 10 jaar tijd zouden moeten halveren tot 767 €/kW.

Tabel 2: Bandbreedte van productiekosten groene waterstof uit een windpark op de Noordzee in 2030.

	laag	midden	hoog
kosten elektriciteit WoZ ¹ (€/MWh)	35	41	48
draaiuren per jaar	5000	4350	4350
kosten el-transport (€/MWh)	10,0	11,7	13,4
	(€/kg H ₂)		
elektrolyser 383 €/kW	2,56	2,99	
elektrolyser 767 €/kW	2,90	3,38	3,81
elektrolyser 1534 €/kW		4,17	4,60
keuze productiekosten	2,56	3,38	4,60
compressie en opslag	0,25	0,45	0,73
Kosten inclusief opslag	2,80	3,83	5,33
idem in €/m ³ aeq, (ow)	0,74	1,01	1,41

Noot 1: de kosten van windstroom zijn bepaald bij 4350 vollasturen met variatie in levensduur van 15, 20 en 25 jaar,

Op termijn zijn verdere kostendalingen mogelijk. Experts zijn het erover eens dat de huidige kostenverschillen tussen blauwe en groene waterstof op termijn, na 2040, zullen verdwijnen. Daarmee zouden de kosten voor blauwe waterstof in 2030 een indicator kunnen zijn voor de kosten van groene waterstof rond 2050. Uit onze kostenberekening blijkt dat het mogelijk is dat de kostenverschillen al eerder worden weggewerkt, afhankelijk van de gekozen productiemethoden.

Voor het beoordelen van de aantrekkelijkheid van waterstof als energiedrager voor de gebouwde omgeving is het te verwachten kostenniveau een relevante parameter. Voor 2030 hanteren we het kostenniveau van blauwe waterstof, omdat over het productieproces van blauwe waterstof meer zekerheid bestaat dan over dat van groene waterstof. Dat betekent dat we in de Startanalyse rekenen met 3,61 €/kg H₂ bij een bandbreedte van 2,40 tot 5,27 €/kg H₂. Zowel bij blauwe als groene waterstof is de potentie aanwezig dat de productiekosten na 2030 dalen.

Kosten van aanpassingen aan infrastructuur

Het bestaande aardgasnet kan met weinig ingrepen en tegen geringe kosten geschikt worden gemaakt voor distributie van waterstof. Bijmengen van waterstof in het aardgasnet zonder deze ingrepen is om technische en juridische redenen beperkt mogelijk. Substantiële toepassing van waterstof heeft een landsdekkend transportnet en lokale distributienetten. Dat stelsel kan ontstaan door stapsgewijs leidingen voor aardgas om te bouwen tot leidingen voor waterstof. De Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie heeft de contouren van een Nederlands waterstofnet geschetst en adviseert als eerste stap een backbone aan te leggen die belangrijke industriële centra met elkaar, met havens en met België en Duitsland verbindt. Woonwijken langs die backbone krijgen zo de *mogelijkheid* om op relatief korte afstand (en dus tegen relatief beperkte netwerkcosten) waterstof-levering aan te boren, zie hoofdstuk 6.

Binnen woonwijken moet het gasnet worden aangepast om het geschikt te maken voor distributie van waterstof, zie paragraaf 6.3. Netbeheerders moeten eenmalig kosten maken voor dynamisch of automatische sectionering van het gasnet, voor controle op graafschade, extra controles op verontreinigingen bij invoedingspunten, extra odorisatie, opleiding en bijscholing van personeel; samen gemiddeld 200 euro per aansluiting (Kiwa 2018:53). Het

jaarlijkse netbeheer wordt naar schatting 5-10 euro per aansluiting of woningequivalent duurder. De overheadkosten van gasleveranciers per aansluiting (vastrecht) houden we constant. We nemen deze post wel op in de berekening van waterstofkosten omdat het relevant is voor een juiste kostenvergelijking met andere warmtestrategieën die geen duurzaam gas gebruiken.

Er zijn ook aanpassingen in de gebouwen nodig om waterstof te kunnen toepassen, zie hoofdstuk 7. Bestaande gasmeters moeten waarschijnlijk opnieuw worden getest of worden vervangen door exemplaren die geschikt zijn voor waterstof. De kosten daarvan worden (net als nu) verrekend in de netkosten. De CV-ketel of hybride warmtepomp moet geschikt zijn/worden voor waterstof en het gasfornuis zal plaats maken voor elektrisch koken omdat koken op waterstof gevaarlijker is dan op aardgas. Elektrisch koken wordt in de meeste strategieën verondersteld, behalve in de strategie met groengas en wordt daarom in dit overzicht opgenomen.

Al deze kosten zijn onafhankelijk van de hoeveelheid waterstof die in een gebouw wordt verbruikt. Daarom worden deze kosten berekend per aansluiting en niet omgeslagen over het gemiddelde waterstofverbruik. Tabel 3 laat zien hoe deze kosten zijn opgebouwd. De omschakeling van aardgas op waterstof betekent een toename van de jaarlijkse kosten per aansluiting met 212 euro per jaar met een bandbreedte van 180 tot 243 euro per aansluiting.

Tabel 3: Bandbreedte van extra kosten per aansluiting door overschakelen op waterstof.

	type	laag	middel	hoog	bron data
		(€/woning)			
<u>Kosten gasleverancier</u>					
Enmalige netkosten	Enmalig	200	200	200	Kiwa 2018
Aanpassen gasmeters	Enmalig	150	173	251	Hazenberg 2020
Geannualiseerde netkosten	Jaarlijks	18	19	23	3% over 30 jaar
Extra netbeheer jaarlijks	Jaarlijks	5	10	20	Kiwa 2018
<i>Subtotaal extra H₂-netkosten</i>	<i>Jaarlijks</i>	<i>23</i>	<i>29</i>	<i>43</i>	
Overheadkosten gaslevering	Jaarlijks	68	68	68	MilieuCentraal
<u>Kosten gebouweigenaar</u>					
Aanpassing CV-ketel	Enmalig	0	300	500	Stedin zegt 300
Elektrisch koken	Enmalig	1000	1000	1000	PBL 2019
<i>Subtotaal eenmalige kosten</i>	<i>Enmalig</i>	<i>1000</i>	<i>1300</i>	<i>1500</i>	
Enmalige kosten geannualiseerd	Jaarlijks	84	109	126	3% over 15 jaar
Waterstofdetectie met CO-meter	Jaarlijks	6	6	6	3% over 10 jaar
Totaal extra kosten per aansluiting	Jaarlijks	180	212	243	
Vgl. Kosten huidig distributienet	Jaarlijks	100	125	150	Kiwa 2018

Beschikbaarheid van waterstof voor levering aan gebouwen

De beschikbare hoeveelheid waterstof voor verwarming van gebouwen wordt door veel factoren bepaald. Dat zijn niet alleen fysieke mogelijkheden en beperkingen, maar ook economische, politieke en culturele overwegingen zijn van groot belang. De hierboven gekwantificeerde productiekosten zeggen nog niets over de vraag hoeveel bedrijven de waterstofproductie ter hand willen nemen en hoeveel bedrijven en gebouweigenaren waterstof willen kopen.

Producenten gaan pas produceren wanneer zij ervan overtuigd zijn dat ze de investering in hun productieprocessen kunnen terugverdienen. In de energiewereld moeten daarvoor grote coördinatievraagstukken worden opgelost, zoals het afdekken van volloopriscio's van kapitaalsintensieve netwerken. De huidige mechanismen voor allocatie van waterstofproductie zijn nog niet geschikt voor de productietoename die in technisch opzicht mogelijk is en beleidsmatig wenselijk wordt geacht. Er zijn nieuwe spelregels nodig om de productie van waterstof te kunnen laten groeien samen met langdurig consistent overheidsbeleid en voorlopig nog veel subsidie.

Voordat bezien kan worden of waterstof voor de gebouwde omgeving een aantrekkelijke optie is, is een antwoord nodig op drie vragen: a) wat zijn de technische mogelijkheden en beperkingen van grootschalige waterstofproductie, b) kan productie in Nederland concurreren met die in het buitenland en c) hebben beoogde afnemers van waterstof aantrekkelijker alternatieven om klimaatneutraal in hun energiebehoefte te voorzien.

Technische beperkingen aan waterstofproductie

De nationale productie van waterstof zou *in theorie* beperkt kunnen worden door de capaciteit voor CO₂-opslag (bij de productie van blauwe waterstof) en de capaciteit voor klimaatneutrale elektriciteitsproductie voor groene waterstof.

Producenten van blauwe waterstof zullen aanspraak maken op een deel van de beschikbare opslagcapaciteit voor CO₂. Voor de productie van 15 PJ blauwe waterstof moet ongeveer 1 Mton CO₂ worden opgeslagen. De waterstofbehoefte in geraadpleegde scenario's voor de toekomstige Nederlandse energievoorziening varieert tussen 0 en 569 PJ per jaar. Als dat allemaal blauwe waterstof is dan moet daarvoor jaarlijks 38 Mton CO₂ worden opgeslagen. Conservatieve schattingen komen op 25 Mton per jaar gedurende 60 jaar in gasvelden op zee. Dat biedt ruimte aan 400 PJ waterstofproductie per jaar, ruim 2 keer het huidige volume¹. Er zijn echter ook andere partijen die de beschikbare CO₂-opslagcapaciteit willen aanspreken voor aardgasverbruik met post-combustion CCS, bijvoorbeeld voor elektriciteitsproductie (regelvermogen) of HT-warmte in de industrie. In energetisch opzicht is post-combustion CCS wellicht een minder efficiënte route maar economisch kan die aantrekkelijk zijn of worden. Mocht CO₂-export (opslag in het buitenland) financieel aantrekkelijk worden, dan kan deze beperking worden verruimd maar daar gaan we voor de SA niet van uit. Mocht groene waterstof op termijn goedkoper worden dan blauwe, dan zou de opslag van CO₂ uit blauwe waterstof wel eens van tijdelijke aard kunnen zijn en wordt uitputting van de beschikbare opslagcapaciteit dus nog minder waarschijnlijk.

Groene waterstof is in Nederland het goedkoopst te produceren uit windenergie op zee. De maximaal beschikbare capaciteit van wind op zee (60 GW tot een zeer hoge schatting van 72 GW) lijkt ruimte te bieden voor productie van 800 PJ groene waterstof (569 PJ volgens het scenario met de grootste waterstofproductie plus 250 PJ uit 20 GW windcapaciteit die in dat scenario onbenut blijft). Dat is dus naast de stroomproductie voor andere toepassingen. Dat wijst erop dat de beschikbare ruimte voor wind-op-zee geen belemmering zal vormen om in de nationale behoefte aan waterstof te voorzien, zelfs zonder de bijdrage van blauwe waterstof. Het is hierbij wel de vraag of de toename van wind op zee in de tijd gelijke tred houdt met een groeiende vraag naar groene waterstof.

¹ TNO (2020b) schat de huidige hoeveelheid waterstof die in de Nederlandse industrie rondgaat op zo'n 1.481 kiloton per jaar, oftewel 178 PJ. Hiervan is 120 – 140 PJ pure waterstof waarvan ruim 100 PJ wordt geproduceerd uit aardgas.

Concurrentiekracht van geïmporteerde waterstof

De technische mogelijkheden voor buitenlandse waterstofproductie zijn enorm groot. De importvolumes zijn afhankelijk van toekomstige marktontwikkelingen (die erg moeilijk te voorspellen zijn) en van overheidsbeleid dat import mogelijk moet maken via regelgeving en vergunningen voor faciliteiten. Transportkosten naar Nederland blijven vermoedelijk substantieel, ordegrrootte 1,00 – 1,50 €/kg waterstof, zie paragraaf 3.1. Dat plaatst buitenlandse producenten voor de opgave hun productiekosten sterker te verlagen dan die in Nederland. Diverse studies geven aan dat dat technisch zeer goed mogelijk is, ook op lange termijn. Hierbij zijn uiteraard ook andere vragen aan de orde, zoals de geopolitieke naar de stabiliteit van de regio's waarvan de Nederlandse energievoorziening dan afhankelijk wordt.

Welke afnemers zouden waterstof willen kopen?

De productie van waterstof zal alleen groeien als er voldoende afnemers zijn die minimaal de productiekosten willen betalen. Hun betalingsbereidheid wordt mede bepaald door de kosten van alternatieve methoden om hun uitstoot van broeikasgassen te reduceren. Wetenschappers hanteren geïntegreerde computermodellen en systeemstudies om te verkennen wat de efficiënte technieken zijn om de CO₂-uitstoot van elke sector in de nationale economie vergaand te reduceren. Verwarmen van gebouwen met waterstof was daarin vaak een van de onderzochte opties. Uit de geraadpleegde economische studies (zie paragraaf 3,4) kan de conclusie getrokken worden dat het efficiënt is waterstof in Nederland te benutten voor CO₂-reductie in de industrie, bij het wegtransport en in de luchtvaart, maar niet (of heel weinig) in de gebouwde omgeving. Er zijn wel scenariostudies waarin de gebouwde omgeving waterstof gebruikt voor verwarming, maar die studies leveren daarvoor geen economische onderbouwing.

Dat de meeste technisch-economische systeemstudies geen rol zien voor waterstof in de gebouwde omgeving zou het gevolg kunnen zijn van de gehanteerde aggregatieniveaus van economische subjecten. Als economische sectoren als enkelvoudige beslissers worden gemodelleerd, dan kan zo'n analyse moeilijk rekening houden met de diversiteit die in de praktijk binnen sectoren altijd aanwezig is. Het is daarom in theorie mogelijk dat gedetailleerdere technisch-economische systeemstudies wel mogelijkheden zien voor efficiënte toepassing van waterstof in de gebouwde omgeving. Of dat zo is, zal afhangen van de kosten van alternatieve technieken om de CO₂-uitstoot te beëindigen. De Startanalyse is bij uitstek geschikt om de kosten van alternatieve technieken in de gebouwde omgeving te vergelijken en daarbij rekening te houden met de grote variatie in fysieke eigenschappen van gebouwen in Nederland. De vraag welke allocatiemechanismen tussen de verbruikssectoren gewenst worden en welke beleidsinstrumenten daarvoor worden gebruikt is echter aan de nationale en Europese overheid.

Handelingsperspectief voor gemeenten

De uiteindelijke toepassing van waterstof wordt niet alleen bepaald door kosten-afwegingen maar ook door de regelingen waarbinnen die afweging kan plaatsvinden. De verdeling van waterstof over sectoren is vooral afhankelijk van de mate waarin en de manier waarop de nationale en Europese overheid zich daarmee gaat bemoeien. Dat kan in de vorm van marktordering (zoals aanpassing van de Gaswet of Europese regelgeving), inrichting van belastingen en heffingen en via de verlening van vergunningen voor het aanbrengen van benodigde voorzieningen (fabrieken, overslagfaciliteiten, transport- en distributienetten). Daarnaast zijn

de investeringsplannen van gasnetbeheerders bepalend voor de beschikbaarheid van waterstof in een wijk of buurt.

Zonder zicht op de te verwachten regelgeving rond waterstof kunnen gemeenten geen garanties geven over de toekomstige beschikbaarheid van waterstof op hun grondgebied. Gezien de verwachtingen rond opschaling van de waterstofproductie in Nederland is het niet waarschijnlijk dat waterstof vóór 2030 op enige schaal van betekenis kan worden toegepast voor verwarming van gebouwen. Ná 2030 behoort dat zeker tot de mogelijkheden, maar de omvang daarvan is sterk afhankelijk van de kostendalingen en productie-uitbreidingen die de komende jaren gerealiseerd gaan worden en van beslissingen over aanpassingen van de energienetwerken voor gas, elektriciteit en warmte in Nederland. Veel is nog onzeker maar gezien de mogelijke toekomstige beschikbaarheid van waterstof, lijkt het *no-regret* om het huidige aardgasnet (dat tegen lage kosten geschikt gemaakt kan worden voor waterstof) voorlopig nog niet te verwijderen, tenzij andere opties nu al de voorkeur hebben.

De Startanalyse kan gemeenten een globale indruk geven van de integrale kosten van verwarmen met waterstof en hoe die kosten zich verhouden tot de kosten van alternatieve systemen zoals warmtenetten of hybride en elektrische warmtepompen. De gevoeligheidsanalyse kan uitwijzen of kostenverschillen robuust zijn tegen veranderingen in relevante factoren, zoals de kosten van energiedragers en het tempo waarin installaties goedkoper worden door innovatie en schaalvergroting. Het is goed mogelijk dat die analyse geen strategie(ën) oplevert die duidelijk goedkoper zijn dan andere. Dan moet de conclusie zijn dat de huidige inzichten ontoereikend zijn om te bepalen wat de meest efficiënte strategie is. Dan kunnen andere overwegingen de doorslag geven om een bepaalde strategie te kiezen. Maar het kan ook verstandig zijn de strategiekeuze dan enkele jaren uit te stellen totdat nieuwe informatie beschikbaar komt en meer zekerheid ontstaat over de kosten- en productieontwikkeling van waterstof.

1 Inleiding

De Startanalyse (SA-2020) berekent de nationale (maatschappelijke) kosten van strategieën om zonder aardgas gebouwen te verwarmen. Die informatie is bedoeld voor gemeenten, als hulpmiddel bij de selectie van energiesystemen die het huidige aardgassysteem gaan vervangen. In de waterstof-strategie wordt aardgas vervangen door klimaatneutrale waterstof, worden gebouwen extra geïsoleerd om het energieverbruik te reduceren, wordt de cv-ketel en de hybride warmtepomp geschikt gemaakt om waterstof te kunnen verbranden en wordt het gasnet aangepast om voldoende waterstof te kunnen transporteren.

Het produceren van klimaatneutrale waterstof verkeert tot 2030 in de fase van toegepast onderzoek, pilots en demo's op praktijkschaal. Bij blauwe waterstof (op basis van aardgas) is ervaring nodig met het afvangen en opslaan van de CO₂ (CCS) die bij de productie vrijkomt. In het Klimaatakkoord (Anon. 2019) wordt CCS gezien als een tijdelijke oplossing ("beperkt in tijd en omvang") en wordt subsidiering zodanig vormgegeven "dat er voldoende budget beschikbaar blijft voor andere duurzame technieken ..." (p,90).

Bij groene waterstof moet de opschaling van elektrolyzers, die water splitsen in waterstof en zuurstof met behulp van elektriciteit, leiden tot forse kostenreductie voordat het kan concurreren met andere energiedragers. Het Klimaatakkoord mikt op een 3-4 GW elektrolyser in 2030. De kostendaling is echter vooral afhankelijk van de mondiale opschaling van investeringen in elektrolyzers en van bedrijven die grotere units willen gaan bouwen.

Voor elke sector geldt, dat de behoefte aan waterstof afhankelijk is van de hoeveelheid activiteiten die de sector wil ontplooiën, de hoeveelheid energie die daarvoor nodig is, de efficiëntie van het energieverbruik en de mogelijkheden en kosten van waterstof en alternatieve energiedragers. Daarnaast is rijksbeleid van invloed op de ontwikkeling van deze factoren. Deze notitie beoogt de mogelijkheden en kosten van waterstof op een rij te zetten, in het bijzonder voor de gebouwde omgeving. Daarmee bepalen we de parameter-waarden die de SA-2020 gebruikt om te verkennen in welke buurten en onder welke omstandigheden waterstof (vergeleken met andere energiedragers) macro-economisch een aantrekkelijke energiedrager is voor verwarming van gebouwen.

Op dit moment is het onzeker of waterstof op termijn in voldoende grote hoeveelheden beschikbaar komt voor de verwarming van gebouwen en wat daarvan de nationale kosten zullen zijn. Beschikbaarheid en kosten van waterstof zijn voor gemeenten belangrijke gegevens bij de selectie van hun preferente warmtevoorziening. Hoofdstuk 3 geeft informatie over de te verwachten beschikbaarheid en hoofdstuk 4 geeft een onderbouwing van de productiekosten van waterstof die in de Startanalyse wordt gehanteerd. Naast productiekosten zijn ook kosten van opslag en seizoensbuffering nodig (hoofdstuk 5) en kosten van het waterstofnetgebruik en van aanpassingen van het aardgasnet voor transport van waterstof (hoofdstuk 6). Hoofdstuk 7 beschrijft de kosten van aanpassingen in woningen om waterstof te kunnen benutten. In hoofdstuk 8 schatten we veranderingen in de overheadkosten van gasbedrijven die bij gasafnemers in rekening worden gebracht.

In het laatste hoofdstuk trekken we conclusies uit dit alles en zetten we de kostencijfers op een rij die in SA-2020 gebruikt worden.

2 Behoefte aan waterstof in de GO

Voor verwarming van gebouwen is de energiebehoefte afhankelijk van het aantal gebouwen dat zal worden verwarmd en van de energiebehoefte per gebouw. Als alle huidige gebouwen (woningen én bedrijfsgebouwen in de dienstensector) met een cv-ketel op waterstof zouden worden verwarmd, dan blijkt uit berekeningen met het Vesta MAIS model dat isoleren van alle gebouwen tot minimaal schillabel B resulteert in een jaarlijkse behoefte aan 292 PJ waterstof. Bij toepassing in een hybride warmtepomp daalt die behoefte naar ongeveer 141 PJ per jaar². Met een hybride warmtepomp en isolatie van *woningen* tot minimaal schillabel D zou jaarlijks 145 PJ nodig zijn³. Dit geeft een bovengrens aan de hoeveelheden waterstof voor de GO waarover gedacht kan worden. Het werkelijke toekomstige verbruik van waterstof in de GO zal aanmerkelijk minder zijn dan deze hoeveelheden omdat een deel van de gebouwen met andere energiedragers zal worden verwarmd, afhankelijk van de beschikbaarheid ervan en van de onderlinge kostenverschillen.

De Gasunie⁴ schat (p,22) dat 10-30% van alle woningen uiteindelijk (vanaf 2050) met waterstof verwarmd worden; dat is 0,8 tot 2,3 miljoen woningen. Tot 2030 zouden 2,8 – 11 duizend huizen met waterstof verwarmd kunnen worden, wat – zonder rekening te houden met energiebesparing – minder dan 1 PJ waterstof zal vergen. De hele Nederlandse economie zou volgens die inventarisatie in 2030 tussen de 200 en 400 PJ waterstof kunnen gebruiken; het huidige verbruik ligt rond de 175 PJ per jaar. Voor 2050 zijn scenario's ontwikkeld⁵ die het waterstofverbruik laten oplopen tot 250 – 600 PJ per jaar (energetisch plus non-energetisch), waarvan de gebouwde omgeving 0 – 55 PJ krijgt toebedeeld.

Veel auteurs denken dat waterstof alleen benut zal worden voor verwarmen van de 'moeilijke gevallen', woningen die met andere technieken of energiedragers alleen tegen hoge kosten klimaatneutraal verwarmd kunnen worden. Soortgelijke verwachtingen leven ten aanzien van groengas. In die zin zijn groengas en waterstof dus concurrerende energiedragers. De 'moeilijke gevallen' kunnen ook met groengas verwarmd worden⁶, mits (op termijn) in voldoende mate beschikbaar en tegen concurrerende productiekosten. In deze notitie richten we ons alleen op de potenties van waterstof.

² Deze berekeningen zijn gebaseerd op de aanname dat een hybride warmtepomp bij woningen 22% van de warmte met gas produceert en in de dienstensector 40%. Daarnaast is gas nodig voor warm tapwater. Bestaande warmtenetten leveren circa 5% van de benodigde warmte.

³ Het kleine verschil met 'alle gebouwen op schillabel B' komt doordat veel woningen al een beter label hebben dan D en doordat de hele dienstensector (in de analyse) isolatiemaatregelen neemt tot schillabel B of beter.

⁴ Gasunie (2019) Waterstof vraag en aanbod nu – 2030; Update november 2019. Groningen: Gasunie, pp.22.

⁵ Zie bijvoorbeeld: Berenschot en Kalavasta (2020) Klimaatneutrale energiescenario's 2050.

⁶ Het recente advies over toepassing van duurzame biomassa van de SER (2020 p.15) ondersteunt het kabinetsbeleid dat groengas wil reserveren voor moeilijk te verduurzamen woningen in binnensteden (naast hoge temperatuurwarmte in de industrie en mogelijk ook flexibel vermogen. Zie; <https://www.ser.nl/-/media/ser/downloads/adviezen/2020/biomassa-in-balans.pdf>

3 Beschikbaarheid van waterstof voor de GO

De beschikbaarheid van waterstof voor de gebouwde omgeving (GO) wordt enerzijds bepaald door de maximale productiecapaciteit (inclusief import) en anderzijds door de behoefte aan waterstof in andere sectoren dan de gebouwde omgeving. Het allocatiemechanisme voor waterstof, dat aanbod en vraag met elkaar verbindt, moet de komende jaren nog uitgewerkt worden in een vorm van marktordening. Overheden kunnen daarmee die allocatie beïnvloeden. Vooruitlopend op de uitwerking van marktordeningsregels worden modelstudies ingezet om te verkennen wat een efficiënte allocatie zou zijn vanuit nationaal-economisch perspectief. In deze paragraaf verkennen we de inzichten die dergelijke studies opleveren.

Beschikbaarheid kan op verschillende ruimtelijke schaalniveaus worden bekeken: nationaal, noordwest Europees en mondiaal. Bij een internationale benadering kan de nationale productiecapaciteit worden aangevuld met import maar kan (in theorie) ook de export naar buitenlandse afnemers de beschikbaarheid voor de GO beperken. Hier beschouwen we de beschikbaarheid voornamelijk op nationaal niveau. In paragraaf 3.1 gaan we in op de mogelijkheden van import. Paragraaf 3.2 beschrijft de mogelijkheden voor nationale productie van waterstof op lange termijn. Daarna beschouwen we in paragraaf 3.3 de verdeling van de beschikbare hoeveelheid waterstof over sectoren, waaronder de gebouwde omgeving.

3.1 Import van waterstof

Import van waterstof zou een aantrekkelijke optie kunnen worden omdat het eventuele beperkingen op de nationale productiecapaciteit kan opheffen en omdat productie in het buitenland goedkoper zou zijn dan in Nederland, met name in zonovergoten landen als Marokko, Algerije en Egypte. Dan moet natuurlijk wel rekening worden gehouden met transportkosten, die volgens Kramer⁷ een serieuze beperking kunnen vormen.

Nationale kosten van geïmporteerde waterstof worden echter niet bepaald door de hoogte van buitenlandse productiekosten maar door de prijzen die Nederlandse importeurs op de wereldmarkt betalen (aangevuld met transportkosten). Die prijzen zijn vaak hoger dan de productiekosten. Zo kost het produceren van Arabische olie minder dan 10 dollar per vat terwijl de prijzen op de wereldmarkt de laatste jaren variëren van 30 tot 100 dollar. Die prijsverschillen ontstaan door marktmacht, niet door transportkosten. Het is nog onduidelijk hoe een wereldmarkt voor waterstof zich zal ontwikkelen en welke prijzen daar tot stand zullen komen. Mulder verwacht dat de wereldmarkt voor waterstof veel competitiever zal zijn dan die van olie en de transportkosten veel hoger.

De buitenlandse productiecapaciteit is niet onbeperkt. De productie van blauwe waterstof kan plaatsvinden in landen die over aardgasvoorraden beschikken of aardgas importeren en mogelijkheden hebben voor CO₂-opslag (bv in lege gasvelden). Maar volgens Kramer is transporteren van waterstof duurder dan van aardgas, wat lokale productie van blauwe

⁷ In deze notitie wordt meermalen verwezen naar opmerkingen van externe deskundigen bij een eerder concept. De naam van de inbrenger wordt daarbij vermeld.

waterstof goedkoper maakt, mits CCS uitvoerbaar en betaalbaar is. Niettemin ontwikkelt Gazprom (volgens Van Wijk) plannen voor export van zero emission waterstof⁸.

De productie van groene waterstof met PV-panelen in Sahel-landen is gunstig door de uitbundige zonneshijn in die gebieden, maar kan hinder ondervinden van zandstormen en de schaarste aan redelijk vlak terrein. Deze ruimtelijke beperkingen zijn misschien minder relevant als je bedenkt dat minder dan 10% van de Sahara met zonnepanelen het totale mondiale energieverbruik van 155.000 TWh kan produceren (Van Wijk). Het op te lossen probleem is: "Hoe krijgen we deze goedkope energie op de juiste plek en juiste tijd bij de gebruiker". De juridische, economische en sociale infrastructuur in die landen wijkt wel af van wat wij gewend zijn, wat de ontwikkeling van grootschalige commerciële activiteiten in die landen ernstig kan hinderen. Desondanks ziet Desertec (dat jaren tevergeefs probeerde zonne-stroom uit Noord Afrika per kabel naar Europa te transporteren) nu mogelijkheden om daar grote hoeveelheden waterstof te produceren, zie: <https://dii-desertenergy.org/>.

Mondiaal zien Van Wijk en Visser een grote ontwikkeling in productie en export van groene en blauwe waterstof. Landen als Australië, Nieuw-Zeeland, Chili, Saudi Arabië, Marokko en ook Schotland, Portugal en Noorwegen zien waterstof als een belangrijk nieuw export product en ontwikkelen nu de productie en transportketens, voordat afnemende landen hierop zullen vertrouwen zullen ook belangrijke geopolitieke vragen beantwoord moeten worden.

Een (enigszins gedateerde) survey onder waterstofexperts uit 40 landen in 2011 geeft aan dat een groot deel van de experts denkt dat in 2050 evenveel waterstof geproduceerd zal worden als de mondiale energieconsumptie in 2008 (Stevenson, 2011, geciteerd in CE-Delft 2020⁹). Het is onduidelijk waar deze verwachtingen op gebaseerd zijn. Vaak ligt er geen gegedene economische analyse aan ten grondslag. In technisch opzicht kan er veel.

Om buitenlandse waterstof te kunnen importeren, zijn pijpleidingen (vanuit Zuid-Europa en Noord-Afrika) nodig en/of havenfaciliteiten nodig (zowel daar als hier) en installaties om het transportmedium (vloeibare waterstof, LOHC's of ammoniak) omzetten in gasvormig waterstof. Er is geen consensus over het preferente transportmedium (Kramer).

Eind 2019 constateerde de Gasunie¹⁰: "Het is nog onduidelijk of deze (NH: importvraag naar buitenlands waterstof) in de periode tot 2030 gerealiseerd kan worden" (p,3). Volgens het TIKI-rapport¹¹ (p,35) is er "Na 2030 (is er) potentieel een enorme H2 vraag voor brandstoffen (vervanging olieproducten) en grondstoffen. Welke vorm deze brandstoffen en grondstoffen aan zullen nemen (vloeibare waterstof, ammoniak, methanol, synthetische brandstoffen) is nog in onderzoek en ontwikkeling, maar elke vorm heeft enorme hoeveelheden H2 nodig. Dit is relevant voor behoud van de huidige cruciale positie als energiehub voor NW-Europa (m.n. Nederland, België en Duitsland), waar de vraag naar transportbrandstoffen ook in de toekomst moet worden geacommodeerd. Dit kan consequenties hebben voor de verschillende (leiding) infra, zowel nationaal als in connectie met de buurlanden". Volgens Weeda is de huidige positie gebaseerd op ligging en op het gemak van transport van fossiele energie. Het is de vraag of deze cruciale positie wel behouden kan blijven bij overgang naar andere, duurzame energiebronnen. Verder draait een hub vooral op import en export, dus doorvoer. Dat schept de mogelijkheid van toegang tot waterstof, maar zegt nog weinig over de aantrekkelijkheid ervan voor de gebouwde omgeving en andere sectoren. Dat wordt vooral bepaald door de ontwikkeling van productiekosten en transportkosten. Kramer en Mulder

⁸ Zie bijvoorbeeld: <https://fuelcellsworks.com/news/gazprom-develops-climate-neutral-production-for-hydro-gen/>

⁹ CE-Delft (2020) Waterstof in Vesta-MAIS; Parameters voor modellering. Delft: CE, pp.36.

¹⁰ Gasunie (2019) Waterstof vraag en aanbod nu – 2030; Update november 2019. Groningen: Gasunie, pp.22.

¹¹ DNV-GL (2020) Rapport Taskforce infrastructuur klimaatakkoord industrie; Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat 0.1

verwachten dat transportkosten hoog zullen blijven en een rem zullen blijven zetten op hoge importvolumes.

3.2 Nationale productiecapaciteit van blauwe waterstof

Waterstof kan (globaal gesproken) op diverse¹² manieren worden geproduceerd zonder dat daarbij (veel) broeikasgassen vrijkomen. Blauwe waterstof wordt bereid uit aardgas en de daarbij vrijkomende CO₂ wordt (voor 90%) afgevangen en opgeslagen (CCS). Groene waterstof wordt geproduceerd met klimaatneutrale elektriciteit en heeft naast zuurstof restwarmte als bijproduct of verliespost. Het productiepotentieel van beide soorten waterstof kent fysieke beperkingen.

Het volume blauwe waterstof zou beperkt kunnen worden door de beschikbare opslagcapaciteit voor afgevangen CO₂ en door de aanspraken die andere processen met CCS op die capaciteit zullen doen, zoals de elektriciteitsproductie uit (kolen en) aardgas op de momenten dat het niet waait of de zon niet schijnt, de staalproductie en andere industriële activiteiten.

Het volume groene waterstof wordt uiteindelijk beperkt door de productiecapaciteit van klimaatneutrale elektriciteit, die in grote mate afhangt van de beschikbare ruimte voor windparken op zee en land en voor PV-opwek. We verkennen waar die beperkingen in Nederland kunnen liggen.

3.2.1 CO₂-opslag bij productie van blauwe waterstof

CO₂ kan worden opgeslagen in lege gasvelden op land en op zee en eventueel in lege zoutkoepels. CO₂-opslag is maatschappelijk omstreden, zowel omdat men (bij opslag op land) vreest voor de veiligheid van omwonenden of van de natuur en omdat men denkt met CO₂-opslag langer afhankelijk te blijven van fossiele brandstoffen. Opslag in lege gasvelden op zee is het minst omstreden. De totale hoeveelheid opslagcapaciteit die beschikbaar komt, wordt minder beperkt door fysieke omstandigheden dan door politieke beslissingen.

Het fysieke potentieel voor opslag in Nederland bedraagt naar schatting van een wat oudere studie¹³ 11000 Mton, waarvan 1500 Mton op zee. Een recentere Duitse studie¹⁴ schat de beschikbare opslagcapaciteit in Nederlandse gasvelden op 3000 Mton, exclusief het Groningse gasveld en zoutcavernes, inclusief de andere gasvelden die nu nog in gebruik zijn, zowel op land als op zee. Het lijkt redelijk om voorlopig uit te gaan van 1500 Mton opslagcapaciteit op zee. Dat is bijvoorbeeld voldoende voor 60 jaar als jaarlijks 25 Mton wordt opgeslagen, circa 2,5 keer de hoeveelheid CO₂ die de industrie in het IJmond gebied jaarlijks uitstoot. In een scenariostudie voor de Noordzee wordt rekening gehouden met jaarlijks 0 – 20 Mton CO₂-opslag rond 2030 en 25 – 45 Mton CO₂-opslag per jaar rond 2050 (PBL 2018:55).

De vraag is nu welk deel van die 25 Mton jaarlijks gebruikt kan worden voor opslag van de CO₂ die ontstaat bij de productie van blauwe waterstof. De productie van 1 kilo (7 GJ)

¹² Waterstof produceren uit afval of biomassa met de plasmatechnologie is nog in een experimentele fase en wordt qua volumes beperkt door de beschikbaarheid van afval en andere nuttige toepassingen. Waterstof produceren uit kernenergie is ook een optie, zie: <https://www.iaea.org/topics/non-electric-applications/nuclear-hydrogen-production>.

¹³ Lysen et al. 2003, geciteerd in Ros en Daniëls 2017.

¹⁴ Höller en Viebahn (2011) Assessment of CO₂ storage capacity in geological formations of Germany and Northern Europe; <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610211007375>

blauwe waterstof veroorzaakt¹⁵ 10 kilo CO₂. Als daarvan 90% wordt afgevangen en opgeslagen, dan kan bij 1 Mton CO₂-opslag 110 kton (15,7 PJ) blauwe waterstof gemaakt worden.

De Gasunie¹⁶ ziet in zijn recent geactualiseerde aanbodsscenario's de productie van blauwe waterstof in Nederland tot 2030 niet verder groeien dan tot 55 PJ (2019:18). Dat zou gepaard gaan met jaarlijks circa 3,5 Mton CO₂-opslag. Dat past. Bij een jaarlijkse opslagcapaciteit van 25 Mton zou jaarlijks 400 PJ waterstof geproduceerd kunnen worden, maar dan rest geen opslagcapaciteit voor bedrijven die nog aardgas willen verbruiken met CCS. Als de CCS-capaciteit voor de helft gebruikt kan worden door blauwe waterstofproductie, dan is die gelimiteerd op circa 200 PJ per jaar.

De industrie en de elektriciteitssector zullen ook aanspraak willen maken op de beperkte opslagcapaciteit voor CO₂. Volgens Kramer is CCS in de elektriciteitssector (NH: als basislast) van de baan. Weeda voert aan dat het op termijn (bij hoge aandelen zon en wind) waarschijnlijk efficiënter is om aardgas vóór transport en verbranding centraal te ontdoen van koolstof dan decentraal bij elke individuele gascentrale na transport en verbranding. Eerens stelt dat CCS bij een gasketel 30% meer energie kost, terwijl conversie van gas naar H₂ met CO₂-afvang 15% extra energie kost. Die hogere extra energiebehoefte voor afvang bij gasketels wordt veroorzaakt door de relatief lage CO₂-concentratie in de te reinigen rookgassen, vergeleken met de vrijwel pure CO₂ uit een converter.

Die visie staat haaks op de uitkomsten van enkele studies met simulatiemodellen naar de toekomstige behoefte aan CO₂-opslag en een efficiënte verdeling van de beschikbare opslagcapaciteit. De modelstudies die dit vraagstuk adresseren en ons bekend zijn^{17,18}, komen tot de conclusie dat productie van blauwe waterstof met CCS geen onderdeel uitmaakt van efficiënte configuraties van klimaatneutrale energiesystemen. Beide studies geven aan dat het efficiënter is om aardgas met CCS te benutten voor de productie van elektriciteit en dat de beschikbare capaciteit voor CCS hoofdzakelijk wordt benut door de industrie en de elektriciteitssector. Van Zuijlen et al. betrekken de Allam cycle gasturbine (ACGT) met CCS in hun analyse. "a natural gas fired cycle with CO₂ as the working fluid, making a near 100% capture rate of CO₂ possible whilst achieving high electric efficiency, Allam cycle gas turbine (ACGT-CCS) is added in the sensitivity analysis. This technology is still under development but could provide relatively cheap electricity based on natural gas without emissions¹⁹."

3.3 Nationale productiecapaciteit van groene waterstof

Voor de productie van klimaatneutrale groene waterstof is klimaatneutrale elektriciteit nodig. Die elektriciteit kan speciaal voor dat doel worden opgewekt met windturbines of zonnepanelen of onttrokken worden aan een elektriciteitsnetwerk dat volledig verduurzaamd is. Om de Nederlandse klimaatdoelen te halen, moet de elektriciteit vanaf 2050 (vrijwel) geheel klimaatneutraal worden opgewekt.

¹⁵ Berekend met kentallen ontleend aan DNV-GL (2019) HYDROGEN IN THE ELECTRICITY VALUE CHAIN; Arnhem: DNV-GL, GROUP TECHNOLOGY & RESEARCH, POSITION PAPER 2019, pp.64.

¹⁶ Gasunie (2019) Waterstof, vraag en aanbod nu-2030, Groningen: Gasunie.

¹⁷ Ros en Daniëls (2017) VERKENNING VAN KLIMAATDOELEN; Van lange termijn beelden naar korte termijn actie. Policy Brief, PBL-publicatienummer: 2966.

¹⁸ Van Zuijlen et al. (2019) *Cost-optimal reliable power generation in a deep decarbonisation future*. In: *Applied Energy* 253 (2019) 113587; Bas van Zuijlen, William Zappa, Wim Turkenburg, Gerard van der Schrier, Machteld van den Broek

¹⁹ Allam R, Martin S, Forrest B, Fetvedt J, Lu X, Freed D, et al. Demonstration of the Allam cycle: an update on the development status of a high efficiency supercritical carbon dioxide power process employing full carbon capture. *Energy Procedia* 2017;114:5948-66. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1731>.

We verkennen eerst de fysieke beperkingen aan de productie van groene waterstof en onderscheiden daarvoor drie productiesystemen: a) stand-alone productie in combinatie met wind-op-zee, b) productie geïntegreerd met het landelijke stroomnet, en c) productie uit 'overtollige' stroom, voor balancerings van het elektriciteitsnet. De verschillen in productiekosten komen later aan bod, in paragraaf 4.3.

3.3.1 Limiet aan groene waterstof productie uit wind-op-zee?

Elektriciteit uit windturbines op zee kost²⁰ in 2030 gemiddeld 41 €/MWh, ongeveer de helft van de verwachte nationale productiekosten van elektriciteit op het Nederlandse net. Dat maakt het aantrekkelijk om waterstof te produceren uit stand-alone windturbines. Daar staat het nadeel tegenover dat de elektrolyzers op windstille momenten niet gebruikt kunnen worden waardoor de kapitaalslasten per opgewekte hoeveelheid waterstof hoger zijn dan bij continue productie. Ook moet rekening gehouden worden met transportkosten van energie (waterstof of elektriciteit) naar het vaste land. De implicaties voor totale productiekosten werken we uit in paragraaf 4.3.3. Eerst zijn we hier op zoek naar fysieke beperkingen: is er voldoende ruimte op de Noordzee voor windturbines voor de productie van waterstof?

Tabel 4: Kenmerken van waterstofproductie in drie scenario's voor 2050 uit rapport Net vd Toekomst¹,

Scenario:	Lokaal	Nationaal	Internationaal
Waterstofproductie (TWh)	100	158	4 ²
Idem (PJ)	360	569	14
Elektrolyser-capaciteit (GW)	75	60	2
Opwek hernieuwbare elektriciteit (GW)			
- Wind op zee	26	53	6
- Wind op land	16	14	5
- Zon PV	84	34	16

Noot 1: overgenomen uit Gasunie en Tennet (2019) G+E infrastructure outlook 2050, tabel 2 op pagina 21.

Noot 2: naast binnenlandse productie van 4 TWh wordt in dit scenario 73 TWh waterstof geïmporteerd.

Volgens de Ruimtelijke verkenning energie en klimaat, opgesteld voor het Klimaatakkoord, is op de Noordzee ruimte voor 72 GW windvermogen²¹. Dat is een hoge raming. Een scenario-studie van PBL voor de Noordzee komt tot 60 GW windvermogen in 2050 in het scenario met het meeste windvermogen "Samen Duurzaam" (PBL 2018:55). Dat komt overeen met 17-26 procent van het Nederlandse Continentale Plat bij een vermogensdichtheid van 6-4 MW/km². In de CE Delft-studie 'Net van de toekomst' zijn drie scenario's uitgewerkt voor het Nederlandse energiesysteem. Gasunie en Tennet hebben die scenario's recentelijk geactualiseerd voor een verkenning van de energie-infrastructure in 2050, zie tabel 4. Uit het scenario Nationaal kan worden afgeleid dat met 53 GW geïnstalleerd windvermogen op zee een waterstofproductie te realiseren is van 569 PJ, voldoende voor het verwachte verbruik in Nederland op lange termijn. Gezien de totale ruimte van 60 – 72 GW zou er nog 7 – 20 GW kunnen worden bijgeplaatst. Daarmee zou aanvullend nog eens ruim 80 – 250 PJ waterstof geproduceerd kunnen worden²². Het is dus aannemelijk dat de beschikbare ruimte op de Noordzee uiteindelijk geen beperking zal zijn voor voldoende waterstofproductie in Nederland. Er is dan niet ingegaan op het tijdsaspect – is op elk moment het aanbod van

²⁰ Berekend uit een investering van 1900 €/kW met een looptijd van 20 jaar bij 3% rente (Koelemeijer 2020). Het JRC hanteert voor 2030 investeringen van 2310 €/kW (monopole, medium distance to shore) en 2100 € voor 2050. NBNL hanteert voor 2050 investeringen die variëren tussen 740 en 1400 €/kW voor wind op zee.

²¹ Geciteerd uit NBNL 2020: Klimaatneutrale energiescenario's 2050 - Berenschot en Kalavasta

²² Hiervoor is o.a. gerekend met 4350 vollasturen. Overige parameters conform kostenberekening in volgende paragrafen.

hernieuwbare energie gelijk aan de vraag naar groene waterstof? – omdat de Startanalyse het beeld voor 2050 geeft.

3.3.2 Groene waterstof met elektriciteit uit het landelijke stroomnet

Elektrolyzers zijn dure installaties die het meest rendabel te exploiteren zijn als ze volcontinu kunnen functioneren. Volcontinue productie is alleen mogelijk als ze elektriciteit van het elektriciteitsnet betrekken. Die stroom is veel duurder dan stroom uit windparken maar daar staat tegenover dat de kapitaalslasten per opgewekte hoeveelheid waterstof aanmerkelijk lager zijn. De elektriciteit die elektrolyzers verbruiken zal deels geproduceerd worden uit zon en wind en deels uit backup-installaties. Per geproduceerde hoeveelheid waterstof zijn dus minder windturbines nodig dan in een systeem dat waterstof uitsluitend uit windenergie produceert. Dat kan een voordeel zijn als de ruimte voor windturbines in het Nederlandse deel van de Noordzee beperkt is, maar uit de vorige subparagraaf blijkt dat dat niet het geval is. Binnen de geschetste range van waterstofbehoefte zijn de beperkingen aan deze vorm van produceren dus niet primair van fysieke aard. Economische overwegingen spelen hier echter een belangrijke rol, zie hoofdstuk 4. evenals maatschappelijke voorkeuren over het ruimtegebruik op land en ter zee.

3.3.3 Waterstof als buffer op de elektriciteitsmarkt

DNV-GL²³ heeft in 2019 een uitvoerige modelstudie gedaan naar de mogelijke rol van waterstof in het Europese elektriciteitssysteem van 2050, wanneer een groot deel van de elektriciteit met windturbines en PV-panelen wordt opgewekt. In die situatie zou deze variabele elektriciteitsproductie (VEP) gedurende gemiddeld 3000 uur per jaar hoger zijn dan wat het systeem kan verwerken. Dan is de groothandelsprijs²⁴ van elektriciteit nul. Die elektriciteit zou gebruikt kunnen worden voor de productie van groene waterstof middels elektrolyse. Deze kapitaalsintensieve techniek rendeert volgens DNV-GL pas bij meer dan 2100 draaiuren per jaar en zolang de prijs van elektriciteit bijna nul is (p,25).

Kleine hoeveelheden groene waterstofproductie zullen de stroomprijs nauwelijks beïnvloeden, maar bij grotere volumes mag verwacht worden dat de stroomprijs positief wordt en de rentabiliteit van waterstofproductie overeenkomstig daalt. Dat kan al gebeuren vanaf het punt waar het geïnstalleerde vermogen van elektrolyzers meer is dan 5% van het totale geïnstalleerde opwekvermogen van elektriciteit (p,27). Als we dit aandeel toepassen op Nederland²⁵, dan zou in 2030 circa 2,3 GW elektrolyzers kunnen worden opgesteld, waarmee circa 20 PJ groene waterstof gemaakt zou kunnen worden²⁶. Als er meer waterstof wordt gemaakt dan gaan de inkoopkosten voor elektriciteit omhoog en dus ook de kostprijs van waterstof. Daarmee wordt waterstof minder aantrekkelijk dan andere energiedragers.

DNV-GL heeft ook andere toepassingen van 'overtollige' elektriciteit bekeken, zoals afschakelen, opslag in batterijen of stuwmeren, flexibele vraagsturing, waaronder inzetten voor verwarming (industriële en particulier) en (her-)opwek van elektriciteit in perioden met piekvraag. Daaruit blijkt waterstofproductie niet de aantrekkelijkste manier om overtollige elektriciteit te verwerken. "Hydrogen production is not the first option to be built for using

²³ DNV-GL (2019) HYDROGEN IN THE ELECTRICITY VALUE CHAIN; Arnhem: DNV-GL, GROUP TECHNOLOGY & RESEARCH, POSITION PAPER 2019, pp.64.

²⁴ Dat de elektriciteitsprijs op bepaalde momenten nul is, betekent niet dat de productiekosten gemiddeld nul zijn.

²⁵ DNV-GL ontleende dat percentage aan een analyse op Europese schaal. Op Nederlandse schaal kan een afwijkend percentage gelden.

²⁶ Daarbij is uitgegaan van 45 GW opgesteld opwekvermogen, 3000 draaiuren en 81% rendement (excl. verlies bij opslag van waterstof). Deze technische parameters zijn ontleend aan DNV-GL 2019.

surplus renewable electricity because of competitive options (for instance battery storage and power-to-heat)” (p,40). Naast opslag in batterijen lijkt direct benutten van ‘overtollige’ elektriciteit voor warmteproductie in de industrie of in woningen financieel aantrekkelijker dan conversie in waterstof, vooral als dat gebeurt met behulp van elektrische warmtepompen. DNV-GL plaatst daar wel de kanttekening bij, dat de opgewekte warmte zal moeten worden opgeslagen omdat perioden van overtollige VEP niet altijd samenvallen met perioden van grote warmtebehoefte. Het is niet duidelijk hoe gedetailleerd deze kostenanalyse is uitgevoerd en of voldoende rekening is gehouden met transportkosten en piekbelastingen.

Een andere modelstudie komt ook tot de conclusie dat waterstofproductie uit ‘overtollige’ elektriciteit niet efficiënt is. “Although there is some curtailment of IRES in all scenarios, hydrogen as a means of storing excess electricity is hardly deployed due to the high investment costs, a low roundtrip efficiency and the low potential capacity factors of the storage. Even when IRES provide up to 70% of the generation, curtailment reaches 100 TWh yr⁻¹, there is no significant hydrogen storage capacity deployed (Van Zuijlen et al. 2019:17)²⁷.

Ook Kramer en Weeda denken dat de literatuur op dit punt niet eensluidend is en dat nader onderzoek nodig is.

3.4 Verdeling van waterstof over sectoren

Diverse studies geven een schatting van het verwachte verbruik van waterstof in sectoren van de Nederlandse economie, zowel in 2030 als in 2050. Het is vaak niet duidelijk op welke veronderstellingen die schattingen zijn gebaseerd: soms zijn trends uit het verleden doorgetrokken, soms zijn technische overwegingen over energie-efficiëntie leidend geweest en soms is gebruik gemaakt van rekenmodellen en economische optimalisatie.

Tabel 5: Waterstof-verbruik in 2050 volgens 3 scenario's (Net vd Toekomst-studie CE Delft)

	Lokaal scenario	Nationaal scenario	Internationaal scenario
	(PJ)		
Industrie	209	209	90
Mobiliteit	54	83	83
Gebouwde omgeving	18	166	137
Elektriciteit	14	4	18
Overige	0	0	0
Totaal	295	461	328
Aandeel gebouwde omgeving	6%	36%	42%

Gasunie en Tennet gebruiken het ETM-model om drie scenario's van “Net van de Toekomst” te vertalen²⁸ naar gevolgen voor transport van elektriciteit en gas. De studie vermeldt niets over kosten, helaas, maar voorziet toch veel waterstofverbruik in de gebouwde omgeving (huishoudens en dienstensector, zie tabel 5 (data overgenomen van Gasunie&Tennet 2019, tabel op p.57).

Economische modelstudies trekken een afwijkende algemene conclusie: waterstof inzetten is alleen economisch efficiënt in situaties waar weinig alternatieve klimaatneutrale energiedragers kunnen worden ingezet en weinig opties zijn om efficiënter met energie om te gaan. Dat

²⁷ Van Zuijlen et al (2019). Cost-optimal reliable power generation in a deep decarbonisation future. Article in Applied Energy · August 2019, DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113587

²⁸ Zie: <https://www.gasunie.nl/en/expertise/system-integration/infrastructure-outlook-2050>.

geldt voor luchtvaart, zeescheepvaart, vrachtverkeer en HT-warmte voor de industrie en industriële feedstocks.

Die conclusie kan in abstracto worden onderbouwd door te kijken naar de kosten van CO₂-reductie in de verschillende sectoren. In de studie van Ros en Daniëls²⁹ kost CO₂-reductie in de industrie circa 300 €/ton. In de gebouwde omgeving (GO) kost CO₂-reductie met waterstof *gemiddeld* 50 €/ton en reductie met elektrisch verwarmen 70 €/ton. Dat betekent dat vervangen van waterstof door elektriciteit in de GO leidt tot 20 € hogere kosten per vermeden ton CO₂. Door die uitgespaarde waterstof in de industrie te gebruiken dalen daar de kosten met 250 € per ton vermeden CO₂. Voor Nederland als geheel is het dus voordelig om waterstof in de industrie te gebruiken zolang CO₂-reductie daar veel duurder is dan in de GO. Dat blijkt ook uit de efficiënte allocatie van energiedragers over sectoren bij verschillende veronderstellingen over de capaciteit van CO₂-opslag en stroomproductie met zonnepanelen en windparken. Zelfs bij de hoogste capaciteiten berekenen Ros en Daniels alleen waterstofgebruik in het wegverkeer.

Bovengenoemde studie van DNV-GL (2019) concludeert dat inzetten van waterstof als feedstock in de industrie en als brandstof voor wegtransportverkeer eerder rendabel zal zijn dan de toepassing voor industriële warmteproductie of verwarming van woningen. Waterstof toepassen voor elektriciteitsproductie op piekmomenten (met hoge prijzen) wordt alleen rendabeler dan gascentrales met CCS als PEM-brandstofcellen veel goedkoper worden (p.42). Andere studies komen tot hogere kosten voor waterstof dan DNV-GL, wat het nog minder aannemelijk maakt dat waterstof gebruikt gaat worden om piekvraag van elektriciteit op te vangen.

Als uitvloeisel van het Klimaatakkoord hebben netbeheerders (met input van EZK, de industrie, duurzame sector, energiebedrijven en vele anderen) vier klimaatneutrale energiescenario's ontwikkeld als input voor het project Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050). Die (geactualiseerde) scenario's geven o.a. een beeld van het verbruik van waterstof per sector, zie tabel 6. De gebouwde omgeving verbruikt in twee van de vier scenario's helemaal geen waterstof en in de andere slechts 15 PJ (3%) resp. 54 PJ ofwel 10% van het nationale verbruik.

Tabel 6: Waterstofverbruik per sector in 4 klimaatneutrale energiescenario's voor 2050.

Sector	Scenario ¹ : Regionale sturing	Nationale sturing	Europese sturing	Internationale sturing
	(PJ)			
<i>industrie - grondstoffen</i>	14	28	70	134
<i>industrie - energetisch</i>	95	173	253	225
<i>mobiliteit</i>	12	65	88	104
<i>gebouwde omgeving</i>	0	0	15	54
<i>elektriciteit</i>	129	63	0	70
<i>overige</i>	4	6	4	6
Totaal	254	335	430	593

Bron: Berenschot en Kalavasta (2020) Klimaatneutrale energiescenario's 2050, figuur 12, p.45.

Noot 1: Deze scenario's zijn afgeleid van de scenario's in Net voor de Toekomst (ontwikkeld in 2017) maar aangepast aan afspraken in het Klimaatakkoord.

²⁹ Ros en Daniels (2017) VERKENNING VAN KLIMAATDOELEN Van lange termijn beelden naar korte termijn actie. PBL Policy Brief 9 oktober 2017.

De Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie (TIKI) publiceerde in mei 2020 zijn visie op de energie-infrastructuur in Nederland³⁰. TIKI bepleit (aanbeveling 5) "een systeem-perspectief te hanteren waarin de verschillende mogelijkheden en effecten in de gehele keten worden meegenomen". Op plekken waar de capaciteit van het elektriciteitsnet beperkt is, "wordt aanbevolen om andere modaliteiten zoals waterstof te onderzoeken. Echter dient niet enkel gekeken te worden naar de transportkosten maar naar de kosten voor opwek, conversie en de toepasbaarheid in de productie/inkoop/gebruiksketen. Hierbij moet de beschikbaarheid van voldoende decarbonisatie-opties in alle clusters worden gegarandeerd," TIKI geeft geen verdeling van waterstofverbruik over sectoren maar lijkt zich vooral te richten op toepassing in de industrie, die gefaciliteerd zou moeten worden met de snelle aanleg van een waterstof ringleiding (backbone) die industriële clusters verbindt.

Uit deze studies komt een beeld naar voren waarin het gebruik van waterstof voor verwarming van gebouwen slechts een bescheiden rol lijkt te gaan spelen. In recentere studies is die rol kleiner dan in studies van enkele jaren geleden. Die kleine rol in de gebouwde omgeving lijkt eerder de uitkomst van integrale nationale analyses dan van sectorale analyses waarin waterstof voor gebouwen het meest aantrekkelijke alternatief voor aardgas zou kunnen zijn.

3.5 Gevolgen voor beschikbaarheid groengas

Als het efficiënter is om de beschikbare waterstof in de industrie en het vervoer in te zetten, dan wordt de behoefte aan groengas in die sectoren mogelijk geringer. In de Routekaart Groen Gas (Ministerie EZK 2020c) staat dat de groengassector er naar streeft vanaf 2030 in Nederland 70 PJ (2 bcm) groengas te produceren. Daarna kan de productie verder groeien, zeker als superkritische watervergassing van de grond komt. Groengas is breed inzetbaar: in de industrie, het vervoer (bijmengverplichting) en de gebouwde omgeving. De verdeling van groengas over sectoren zal plaatsvinden door middel van aankoop van GvO's (garanties van oorsprong). Als de industrie en de vervoerssector voornamelijk waterstof gaan gebruiken, dan zou hun behoefte aan groengas kunnen dalen, zodat meer groengas beschikbaar komt voor de gebouwde omgeving.

Volgens Ad van Wijk kan groengas³¹ (een mengsel van waterstof, koolmonoxide, kooldioxide en methaan) "net zo goed of waarschijnlijk makkelijker opgewerkt worden naar H₂ en CO₂, waarbij niet alleen de waterstof maar ook de groene CO₂ kan worden ingezet om fossiele CO₂ te vermijden. Je bereikt daarmee een 'dubbele/extra' CO₂-emissiereductie t.o.v. opwerken naar aardgaskwaliteit. Groengas en waterstof bestaan in de toekomst dan ook niet naast elkaar, het wordt alleen waterstof en de gasinfrastructuur wordt alleen een waterstofgas infrastructuur."

³⁰ DNV-GL (2020) Rapport Taskforce infrastructuur klimaatakkoord industrie; Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat 0.1. <https://www.klimaatakkoord.nl/documenten/publicaties/2020/05/13/rapport-task-force-infrastructuur-klimaatakkoord-industrie>

³¹ Dit geldt voor groengas afkomstig uit superkritische vergassing; een techniek die nog in ontwikkeling is. Misschien doelt Van Wijk op biogas.

4 Productiekosten van waterstof

De Startanalyse (SA) gebruikt schattingen van nationale productiekosten van waterstof. Dat zijn kosten exclusief subsidies en belastingen. Kapitaalslasten worden berekend tegen 3% rente. Voor elektriciteit hanteren we de gemiddelde nationale kosten van klimaatneutrale elektriciteit. De meeste studies die kosten van waterstof schatten, berekenen de private kosten van bedrijven die waterstof (willen gaan) produceren. Die studies hanteren dus een kostendefinitie die niet direct bruikbaar is voor toepassing in de SA. Private kostenschattingen hanteren vaak hogere rentepercentages en kortere afschrijvingsperioden dan nationale kostenschattingen. Het verschil werkt vooral door in de kostenberekening van groene waterstof, die vaak gebaseerd wordt op de *prijs* van elektriciteit. Sommige studies gaan uit van gratis stroom als waterstof alleen in periode van elektriciteits-overschot' geproduceerd wordt. In die periode worden uitsluitend de marginale productiekosten vergoed maar niet de gemiddelde.

Tabel 22 - Bandbreedte van productiekosten van waterstof in verschillende productieroutes (€/kg)

Productieroute	2030				2050			
	Min. waarde	Gem. Laag	Gem. Hoog	Max. waarde	Min. waarde	Gem. Laag	Gem. Hoog	Max. waarde
Grijs	€ 1,27	*	*	€ 2,82	€ 2,11	*	*	€ 2,11
Blauw	€ 1,14	€ 1,42	€ 2,58	€ 2,91	€ 1,14	*	*	€ 2,27
Groen	€ 1,27	€ 2,17	€ 3,40	€ 4,75	€ 0,73	€ 1,04	€ 1,66	€ 2,55

* Maar één studie in het overzicht opgenomen.

CE-Delft heeft op verzoek van PBL een inventarisatie gemaakt³² van kostenschattingen voor blauwe en groene waterstof in 2030 en 2050. De resultaten zijn samengevat in tabel 22 van dat rapport. Die tabel laat zien dat de internationale literatuur een grote bandbreedte in kostenramingen laat zien. Die bandbreedte reflecteren onzekerheden in toekomstige ontwikkelingen in energieprijzen (van aardgas en elektriciteit) en van techniekkosten (met name van omvormers, CCS-systemen en elektrolyzers). Blauwe waterstof is altijd duurder dan grijze vanwege de kosten van CCS. In de tabel *lijkt* dat niet het geval; dat komt doordat de vergeleken studies verschillende waarden hanteren voor de prijs van aardgas. Groene waterstof zal tot 2030 duurder zijn dan blauwe, maar kan rond 2050 ongeveer even duur worden als de kosten van elektrolyzers flink gaan dalen.

In deze vergelijking is ook verondersteld dat groene waterstof met relatief goedkope elektriciteit kan worden geproduceerd. De gehanteerde stroomprijzen reflecteren niet altijd de gehele productiekosten. Dat maakt dat deze kostencijfers niet direct bruikbaar zijn voor het bepalen van de nationale kosten van groene waterstof. In de volgende paragrafen werken we dat verder uit.

³² CE Delft (2020) Waterstof voor Vesta MAIS, rapport 5T37.

4.1 Productiekosten van blauwe waterstof

4.1.1 Kostenramingen in bestaande studies

De studies die CE Delft verzamelde berekenen de productiekosten voor 2050 en hanteren daarbij uiteenlopende veronderstellingen over installatietype, investeringskosten, levensduur, discontovoet, efficiënties en kosten van CO₂-opslag. Sommige studies hanteren de prijs van CO₂-emissierechten als indicatie voor de kosten van CO₂-opslag. De meeste studies hanteren commerciële discontovoeten terwijl wij willen rekenen met een discontovoet van 3%, gebruikelijk voor berekening van nationale kosten. Zuurstof is mogelijk een commercieel bijproduct van blauwe waterstofproductie maar de opbrengsten daarvan zijn niet genoemd in de onderzochte studies.

Enkele studies hebben kosten voor 2030 geschat, afgestemd op de Nederlandse situatie, zie tabel 8 uit (CE Delft 2020). De prijs van aardgas in 2030 is ontleend aan de KEV-2019. De groothandelsprijs van aardgas kan gebruikt worden als schatter voor de nationale kosten van aardgas omdat aardgas in 2030 voornamelijk wordt geïmporteerd. Voor de Nederlandse situatie zijn de verwachte private productiekosten in 2030 van blauwe waterstof (bovenwaarde) met 90% CO₂-afvang 2,20 €/kg.

De onzekerheid over de aardgasprijs in 2030 (conform KEV-2019) resulteert in een bandbreedte van $\pm 0,60$ €/kg waterstof. Er is relatief weinig onzekerheid over de kosten van de reformers; die worden inmiddels als gangbare technologie beschouwd. Er is nog wel ruimte voor kostendaling bij CCS, maar tot 2030 zal die bescheiden zijn omdat het aantal uitgevoerde projecten (mondiaal) naar verwachting langzaam zal toenemen (DNV-GL 2018). Overigens is 90% afvang naar huidige maatstaven een hoog percentage. In de meeste verzamelde kostenramingen is het onduidelijk welke CCS-kosten zijn gebruikt.

Tabel 8 - Overzicht van kostprijsinschattingen blauwe waterstof in 2030 (€/kg H₂). Onder- en bovengrens is van de bandbreedte die de studie geeft

Bron	Productiekosten (€)			Bijzonderheden
	Ondergrens	Middenwaarde	Bovengrens	
CE Delft (2018) Waterstofroutes Nederland	1,49	2,17	2,34	Nederland
IEA - The Future of Hydrogen	1,45		2,91	Europa
IRENA - Hydrogen: A renewable energy perspective	1,14		2,27	Wereld
Memo Marcel Weeda, TNO		2,20		NL. aardgasprijs uit KEV
Memo Hans Eerens, PBL	1,60	2,20	2,80	NL. aardgasprijs uit KEV
Minimum/maximumwaarden	1,14		2,91	
Gemiddelde		2,04		
Gemiddelde van onder- en bovengrenzen	1,42		2,58	

4.1.2 Kosten van CCS

De kosten van CCS zijn opgebouwd uit de kosten van het afvangen van CO₂ (CO₂-Capture) en van de opslag (Storage) inclusief transport. De kosten van afvang (per ton afgevangen CO₂) worden bepaald door de CO₂-concentratie in het te reinigen gas en het percentage afvang dat men wil bereiken. Hoge afvangpercentages bij rookgassen (met relatief lage CO₂-concentraties) gaan gepaard met hoge kosten. Bij 55% afvang zouden de CCS-kosten per kg waterstof het laagst zijn (Mulder et al. 2019:12) en ongeveer 0,10 €/kg waterstof bedragen.

Voor de uitgebreide SDE++-regeling zijn conceptberekeningen gemaakt van de kosten van nieuwe CO₂-afvang bij nieuwe en bestaande installaties (PBL, 2020). Om een bandbreedte te bepalen van CCS-kosten in de Startanalyse hanteren we twee van de vier referentie-installaties uit de SDE++-studie. Bij variant B van een bestaande installatie levert het productieproces al een restgas met een hoge CO₂-concentratie, zodat de kosten voor afvang en de variabele O&M-kosten relatief laag zijn. Deze installatie kan model staan voor een ATR-waterstoffabriek. Daarnaast kijken we naar de CCS-kosten van een nieuwe SMR-waterstoffabriek (de huidige standaard technologie voor waterstofproductie) met een productiecapaciteit van 80 kt per jaar. Daarbij gaat syngas door een "shift"-reactor waarbij CO met stoom wordt omgezet in CO₂ en nog meer waterstof; de CO₂ wordt daarna uit het productgas verwijderd. In beide typen installaties wordt de CO₂ vervolgens gecompriëerd en via een korte pijpleiding aangesloten op een CO₂-transportleiding vanaf de Maasvlakte naar een leeg gasveld op de Noordzee. De kosten voor transport en opslag zijn in beginsel onafhankelijk van het type installatie waarmee de CO₂ wordt afgevangen. Daarom behandelen we de kostenraming voor dit onderdeel apart, zie tabel 8. Desondanks nemen we de kosten voor dit onderdeel ook op in tabel 7 (onder de term 'verwerkingstoelage') om aan te sluiten bij de cijfers die in de SDE++-studie zijn gepresenteerd.

Dat rapport berekent de private kosten van zo'n installatie en houdt daarbij rekening met investeringssubsidies, vennootschapsbelasting, 15% rendement op eigen vermogen, 1,5% inflatie per jaar en actuele prijzen voor elektriciteit en warmte. Om tot nationale kosten van CCS te komen (zonder subsidie en belastingen, bij 3% rente), moet de SDE-berekening voor deze elementen worden gecorrigeerd. Om consistentie te bewaren met andere strategieën in de Startanalyse moeten we ook de kosten van klimaatneutrale elektriciteit in 2030 hanteren.

Tabel 7: Correctie kostenberekening CCS-kosten uit SDE++-conceptadvies (PBL 2020).

	SDE++-advies	1 ^e correctie MIA, belasting en inflatie	2 ^e correctie 3% rente, stroomkosten	SDE++-advies	1 ^e correctie MIA, belasting en inflatie	2 ^e correctie 3% rente, stroomkosten
	Nieuwe SMR, nieuwe afvang			Bestaande installatie (variant B)		
elektriciteit (€/MWh)	53	53	103	53	53	103
Opbouw kosten CCS	(€/ton CO ₂)					
capex afvang & compressie	24,66	17,44	14,19	8,27	3,03	2,46
capex aansluiting	0,46	0,46	0,38	0,46	0,46	0,38
vaste O&M kosten	3,61	3,61	3,61	0,97	0,97	0,97
energiekosten	17,01	17,01	25,76	6,63	6,63	12,88
variabele O&M	13,89	13,89	13,89	0,00	0,00	0,00
verwerkingstoelage	46,50	46,50	46,50	60,00	60,00	60,00
Totaal	106,13	98,92	104,33	76,31	71,09	76,69
Totaal - verwerkings-toelage	59,63	52,42	57,83	16,31	11,09	16,69
In tabel 8 gebruikt:			58,00			17,00

De kosten van CO₂-opslag kunnen volgens DNV-GL de komende jaren flink dalen als het aantal projecten wereldwijd toeneemt. Het huidige niveau van 115 \$/ton CO₂ zou bij een vertienvoudiging van het mondiale opslagvolume (naar 100 Mt per jaar) kunnen dalen tot 75 \$/ton ofwel 64 €/ton CO₂ (DNV-GL 2018). Het is onduidelijk of dit niveau in 2030 al bereikt wordt. Tot nu toe is de groei van CO₂-opslag aanmerkelijk trager geweest. Het SDE++-conceptadvies geeft aan dat er discussie is over de hoogte van de

verwerkingstoelage, de vergoeding voor opslag van CO₂ (15 €/ton) en transport vanaf de kust naar een leeg gasveld op de Noordzee (45 €/ton bij een bezettingsgraad van 70% gedurende 8000 uur per jaar). Die bedragen passen wellicht bij de aanloopfase, maar rond 2030 lijkt het logisch dat die transportleiding 8760 uur per jaar in gebruik is en dat de bezettingsgraad hoger is dan 70%. Bij een nieuwe SMR-installatie hanteert de SDE-berekening een bezetting van 100% gedurende 8000 uur per jaar. Daarbij dalen de kosten voor opslag en transport (verwerkingstoelage) van 60 (=15+45) naar 46,5 €/ton.

In deze Startanalyse bepalen we de kosten van afvang en opslag separaat. Voor de kosten van CO₂-afvang hanteren we de gecorrigeerde kostenberekening exclusief verwerkingstoelage uit bovenstaande tabel 7 als indicatoren van een onder- en bovenkant van de bandbreedte voor kosten van afvang, compressie, O&M en energie. De kosten van opslag in een leeg gasveld op de Noordzee (inclusief transportkosten) worden bepaald door het aantal bedrijfsuren en de gemiddelde bezettingsgraad van de leiding. Met deze parameters construeren we in tabel 8 een bandbreedte voor de kosten van opslag. Gecombineerd met een bandbreedte voor afvangkosten leidt dat tot de kostenraming van CCS die is weergegeven in tabel 8. De gemiddelde CCS-kosten bedragen 0,85 €/kg waterstof, met een bandbreedte van 0,59 tot 1,07 €/kg waterstof.

Tabel 8: Raming van CCS-kosten voor blauwe waterstof in 2030.

	Laag	Midden	Hoog
Bedrijfsduur (uren per jaar)	8760	8760	8000
Bezettingsgraad transportleiding	0,85	0,70	0,70
	<i>(€/ton CO₂-transport)</i>		
Opslagtarief	15	15	15
Transporttarief	34	41	45
Kosten opslag en transport	49	56	60
Kosten CO₂-afvang (zie tabel 7)	17	37	58
Totaal	66	93	118
Totaal per kg waterstof	0,59	0,85	1,07

4.1.3 Kosten van seizoensopslag van blauwe waterstof

Omdat verwarming van gebouwen vooral waterstof nodig heeft in de wintermaanden, moeten kosten van seizoensopslag in rekening worden gebracht als waterstof continu (jaarrond) geproduceerd wordt. Voor een eerlijke vergelijking met de kosten van aardgas en groengas moeten opslagkosten daar ook in rekening worden gebracht. De opslagkosten van aardgas worden volgens Visser verrekend in de groothandelsprijs; daarom moeten we de opslagkosten van waterstof verwerken in de kostprijs per kilogram *geproduceerde* waterstof.

Niet alle geproduceerde waterstof hoeft te worden opgeslagen. Het aandeel opslag is afhankelijk van de fluctuatie in het dagelijkse waterstofverbruik door het jaar, het zogenaamde vraagprofiel. Bij toepassing in een hybride warmtepomp is het vraagprofiel minder vlak dan bij een CV-ketel. Als het gebruik van waterstof in hybride warmtepompen beperkt blijft tot de 800 à 900 uur in het jaar met hoogste stroomprijzen, dan zou 90% van de jaarlijkse waterstofproductie voor verwarming uit opslag geleverd moeten worden. Meer of minder isoleren van woningen heeft wel invloed op de gevraagde hoeveelheid waterstof maar nauwelijks op de verdeling over het jaar.

Bij CV-ketels is dat anders. Bij een vraagprofiel van een CV-ketel in 2018 hoort een opslagpercentage van 43% (zie hoofdstuk 5). Dat wil zeggen dat 43% van de jaarproductie in

seizoensopslag genomen moet worden om in het stookseizoen voldoende waterstof beschikbaar te hebben. Doordat woningen de komende jaren beter geïsoleerd worden, vlakkt het gemiddelde vraagprofiel af en stijgt het benodigde aandeel opslag. Voor 2030 schatten we het aandeel op 46%. De toekomstige gemiddelde opslagkosten van waterstof zijn (kennelijk) afhankelijk van de verhouding waarin gebouweigenaren waterstof gaan gebruiken in CV-ketels en hybride warmtepompen. Die verhouding is nu nog onbekend. Daarom hanteren we een 50/50-verdeling (90 + 46 gedeeld door 2) voor de middenwaarde: 68% opslag.

De kosten van een opgeslagen kilogram waterstof worden bepaald door de jaarlijkse kosten van een opslagfaciliteit en het aantal keren per jaar dat de opslag gevuld en geleegd wordt, het aantal cycli. Voor opslag van waterstof voor verwarming van gebouwen zijn naar verwachting 1 tot 3 cycli per jaar nodig. De kosten van waterstofopslag berekenen we bij 2 cycli in een zoutcaverne (1,17 €/kg) en 68% opslag, wat resulteert in 0,79 €/kg geproduceerde waterstof. Voor de onderkant van de bandbreedte hanteren we 3 cycli en 46% opslag; voor de bovenkant 1 cyclus en 90% opslag. Opslag in een leeg gasveld is goedkoper, maar vergt wel langere transportleidingen als de waterstofproductie op land plaatsvindt. We kiezen hier toch voor opslag in zoutkoepels omdat de beoogde waterstofbackbone voorziet in aansluitingen op zoutkoepels.

4.1.4 Kostenopbouw van blauwe waterstof

Naast de kosten voor productie en opslag van waterstof en kosten van CO₂-afvang en -opslag worden ook kosten gemaakt voor gebruik van het aardgasnet waarmee de grondstof wordt aangeleverd. Deze kosten zijn per kilo geproduceerde waterstof verwaarloosbaar klein (<0,0001 €/kg).

Daarnaast worden kosten gemaakt voor het transport van waterstof naar de opslag en naar het landelijke transportnet. Daarvoor berekenen we kosten van een pijpleiding op land van 5, 10 en 50 kilometer, gebaseerd op kentallen van DNV-GL 2019 (hun bijlage A en figuur 25), gecorrigeerd voor nationale kosten van klimaatneutrale elektriciteit en 3% rente. Dat resulteert in kosten van 15, 16 en 18 cent per kg waterstof, zie onderstaande tabel. Een landelijk transportnet voor waterstof kan ontstaan uit aanpassingen van en toevoegingen aan delen van het huidige transportnet voor aardgas. De aanleg daarvan is een voorwaarde voor toepassing van waterstof in de gebouwde omgeving. De kosten daarvan laten we toch buiten beschouwing omdat ze niet uitsluitend kunnen worden toegerekend aan de gebouwde omgeving.

Met alle genoemde correcties op kostenramingen uit beschikbare studies ontstaat een nieuwe raming van integrale nationale kosten van blauwe waterstof in 2030 van ruim 3,6 €/kg waterstof, zie tabel 9. Dat is, omgerekend in euro's per kubieke meter aardgasequivalent (onderwaarde), bijna vier keer zoveel als de nationale kosten van aardgas in 2030.

Tabel 9: Opbouw integrale nationale kosten van blauwe waterstof in 2030.

Kostenopbouw	Laag	Midden	Hoog	Toelichting
	(€/kg H ₂)			
Capex+Opex SMR	0,31	0,31	0,31	3% rente, 25 jr
Gas-inkoop	0,84	1,40	1,96	KEV-2019
H ₂ -opslag in zoutkoepels	0,45	0,79	1,55	Zie hoofdstuk 5
H ₂ -transport per pijpleiding	0,15	0,16	0,18	5, 10, 50 km
CCS-kosten	0,59	0,85	1,07	Zie par, 4,2,2
Kosten restemissie	0,05	0,10	0,20	met ETS-prijzen
Totaal blauwe waterstof	2,40	3,61	5,27	
Totaal blauwe waterstof (€/m³ aeq. ow)	0,634	0,952	1,392	omgerekend
Vgl. kosten aardgas (ow) (€/m³ aeq.)	0,150	0,250	0,350	

4.2 Productiekosten van groene waterstof

De verwachte productiekosten in 2030 van groene waterstof (bovenwaarde) variëren tussen 1,27 en 4,75 €/kg (CE Delft 2020, tabel 20). Deze ruime bandbreedte wordt veroorzaakt door verschillen in gehanteerde kosten van elektriciteit, het aantal productie-uren per jaar en de verwachte investeringskosten van elektrolyzers en het type elektrolyser (Alkaline of PEM). De studies verstrekken doorgaans onvoldoende informatie om de effecten van deze factoren te isoleren. Wel is duidelijk dat de berekende kosten niet voldoen aan de definitie van nationale kosten omdat ze zich allemaal baseren op verwachte groothandelsprijzen van elektriciteit. Zeker tot 2030 (en mogelijk ook daarna) reflecteren groothandelsprijzen slechts een deel van de productiekosten van elektriciteit uit zon en wind, zie de PBL-notitie over nationale kosten van klimaatneutrale elektriciteit in 2030 (PBL 2020d). Bovendien ontbreken de kosten van een aansluiting op het elektriciteitsnet en blijven de kosten van water buiten beschouwing³³. Anderzijds worden opbrengsten van zuurstof en warmte (voor zover nuttig toepasbaar) vaak ook niet meegenomen.

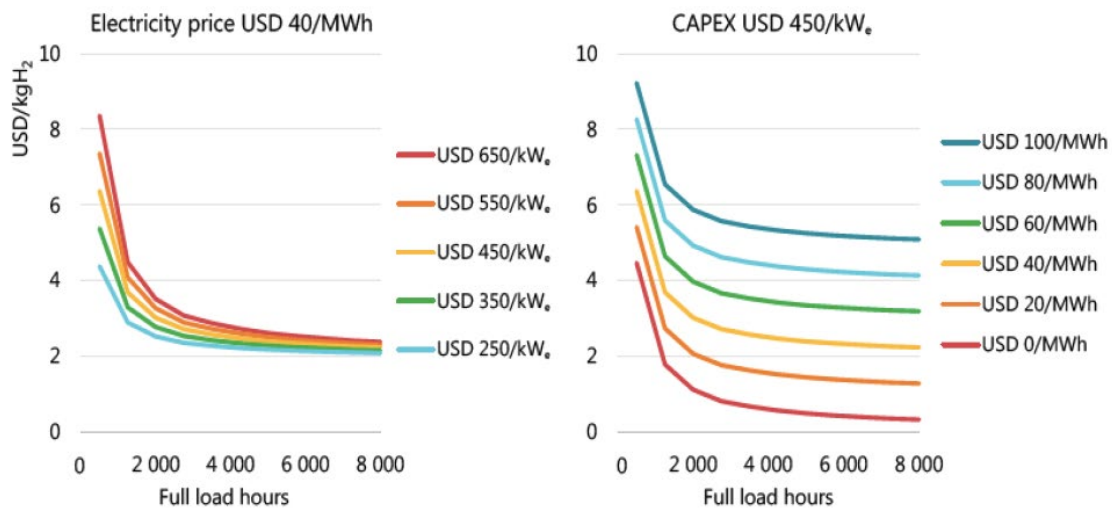
³³ Mulder et al. 2019 schatten die kosten op 1 cent per kg waterstof. Dat is een te verwaarlozen bedrag in het licht van de onzekerheid rond de andere kostenposten.

Tabel 20 - Overzicht van kostprijsinschattingen groene waterstof (€/kg H₂). Onder- en bovengrens is van de bandbreedte die de studie geeft

Bron	2030			2050			Beschrijving
	Min.	Gem.	Max.	Min.	Gem.	Max.	
CE Delft (2018)	2,28	2,92	3,75	-	-	-	NL. Wind.
CE Delft (2018)	1,82	2,24	2,66	-	-	-	Marokko. Zon.
CE Delft (2018) & bewerking	2,84	3,75	4,75	-	-	-	NL. E-prijzen uit KEV.
DNV GL (2019b)	-	-	-	1,05	-	1,35	EU. E-prijs van 0 €/MWh en 3.000 uren
DNV GL (2019b)	-	-	-	-	1,80	-	EU. E-prijs van 29 €/MWh en 8.000 uren
TNO en DNV GL (2018)	-	2,94	-	-	-	-	NL. 2025 waarden; elek. prijs (niet alleen groen)
BloombergNEF (2019)	1,27	-	2,64	0,73	-	0,91	Wereld
TKI Nieuw Gas (2018)	3,00	-	3,50	-	-	-	NL. MW-schaal
TKI Nieuw Gas (2018)	2,00	-	3,00	-	-	-	NL. Schaal 10-100 MW
IEA (2019)	1,73	-	3,64	1,45	-	2,55	Europa
METI Japan (2017)	-	2,82	-	-	1,91	-	Japan
Glenk & Reichelstein (2019)	2,00	-	2,50	-	-	-	Duitsland
IRENA (2019)	-	1,73	-	0,86	-	1,13	Wereld. Wind.
IRENA (2019)	-	1,45	-	1,08	-	2,36	Wereld. Zon.
Weeda (2019)	2,60	-	4,20	-	-	-	NL. Aardgasprijs uit KEV
Min/Max	1,27	-	4,75	0,73	-	2,55	
Gemiddelde	-	2,72	-	-	1,43	-	
Gemiddelde min/max	2,17	-	3,40	1,04	-	1,66	

4.2.1 Invloed van de kosten van elektrolyzers en elektriciteit

van de kosten van een elektrolyser, het aantal draaiuren en de kosten van elektriciteit. Figuur 1 toont het verband tussen deze drie variabelen en de kosten van waterstof (op de y-as). De figuur laat zien dat de kosten dalen als een elektrolyser meer uren per jaar (x-as) productief kan zijn. Tussen 0 en 3000 draaiuren dalen de kosten snel; daarna leiden extra draaiuren tot geringe kostenreducties. De figuur laat ook zien (linker grafiek) dat een daling in de kosten van een elektrolyser leidt tot lagere kosten van waterstof, maar dat dat effect vooral zichtbaar is bij 0-3000 draaiuren. In de rechter grafiek is zichtbaar dat de kosten van waterstof vrijwel lineair oplopen met hogere kosten van elektriciteit, ongeacht het aantal draaiuren. De kromming in de grafieklijnen is het gevolg van de verdeling van constante kapitaallasten over een toenemende hoeveelheid geproduceerde waterstof. Een verhoging van de stroomkosten met 20 \$/MWh komt in de figuur overeen met een verhoging van de productiekosten van waterstof met ongeveer 1 \$/kg.



Notes: MWh = megawatt hour. Based on an electrolyser efficiency of 69% (LHV) and a discount rate of 8%.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

Figuur 1: Future levelized cost of hydrogen production by operating hour for different electrolyser investment costs (left) and electricity costs (right), from *The Future of Hydrogen* (IEA 2019) (LHV efficiency 69% is HHV efficiency 81%).

BloombergNEF³⁴ voorziet grote mogelijkheden voor kostenreductie maar daarvoor is wel heel veel subsidie nodig (150 miljard dollar tot 2030) en persistent integraal beleid dat verder gaat dan eenmalige subsidie voor pilots. Er zijn ook forse investeringen nodig in opwek van hernieuwbare elektriciteit en in transport van waterstof. De opleving van enthousiasme voor waterstof in de jaren 90 bleek van tijdelijke aard. Wellicht is de urgentie nu groter.

4.2.2 Kostenontwikkeling van elektrolyzers

Op dit moment verkeert de ontwikkeling van elektrolyzers in het stadium van pilots en demonstratieprojecten. Zo wil het Energienetwerk Zuid-Nederland³⁵ een elektrolyser van 2 à 3 MW bouwen en daarmee werken aan een Nederlandse productielijn en "cruciale ervaring op te doen rond de inpassing van elektrolyzers in een industriële omgeving. (,) Daarvoor wil EN-Zuid onder meer in gesprek gaan met overheden over de mogelijkheden voor subsidie". Kramer³⁶ meldt dat het Nederlandse project van ISPT met een 1GW alkaline elektrolyser net is uitgekomen op 1400 €/kW (turn-key) en ziet de halvering van die kosten per 2030 als een enorme uitdaging. Echt commerciële PEM-elektrolyzers zijn volgens hem nog niet te koop. Weeda ziet wel gunstige ontwikkelingen: "Bijvoorbeeld bij Siemens kan je commercieel elektrolyzers van generatie Sylizer 200 kopen. Ook bij Hydrogenics en ongetwijfeld anderen. De totale capaciteit van totale systemen is echter nog beperkt tot 1-10 MW. Maar als ik er daar 10 van bestel ... Alkalisch is op het ogenblik prijstechnisch gunstiger maar de units (elektrolyseestacks) zijn ook daar per stuk ordegrrootte 5 MW. Een waterstoffabriek van 100 MW bestaat uit meerdere van die units. Wellicht dat een partij als ThyssenKrupp die ook alkalische systemen maakt voor chloorproductie wat grotere stacks heeft. Die leveren nu ook voor pure waterstofproductie."

Veel partijen verwachten dat de kosten van elektrolyzers de komende jaren zullen dalen. De verwachtingen van het IEA (zie Tabel 10) komen ongeveer overeen met die van DNV-GL (zie

³⁴ BloombergNEF (2020) Hydrogen Economy Outlook - key messages

³⁵ Zie Energieia 26 juni 2020: "Industrie Zuid Nederland slaat handen ineen voor standaardisatie van elektrolyzers".

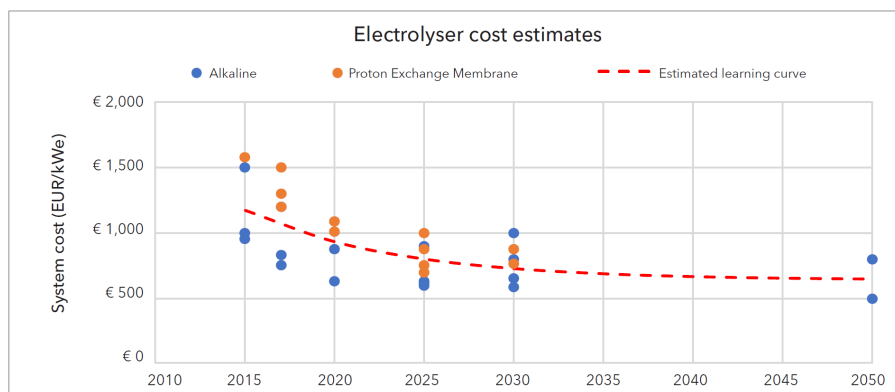
³⁶ In reactie op een eerdere versie van dit document.

figuur 2). BloombergNEF ziet de kosten van grote alkaline elektrolyzers sneller dalen, van 1200 \$/kW nu naar 135-115 \$/kW in 2030 om daarmee de achterstand op China in te lopen, waar ze nu al voor 200 \$/kW zouden worden gemaakt.

Voor 2030 hanteert DNV-GL investeringskosten van 767 €/kW voor een PEM elektrolyser van 20 MW en zit daarmee aan de onderkant van de bandbreedte die het IEA aangeeft. We hanteren deze waarde voor onze kostenraming van groene waterstof. Hazenberg vindt de keuze voor PEM niet logisch voor toepassingen in de gebouwde omgeving omdat snel schakelen daar niet van belang is. Alkaline is goedkoper in aanschaf, heeft meer operationele uren per stack en een hoger rendement en kan dus waterstof tegen lagere kosten produceren. Voor onze analyse zijn de vraagkarakteristieken van de gebouwde omgeving minder relevant dan de vraag welk type elektrolyser voor het hele waterstofsysteem de meest wenselijke zal zijn. Weeda verwacht dat de prestaties van verschillende technieken naar elkaar toe groeien.

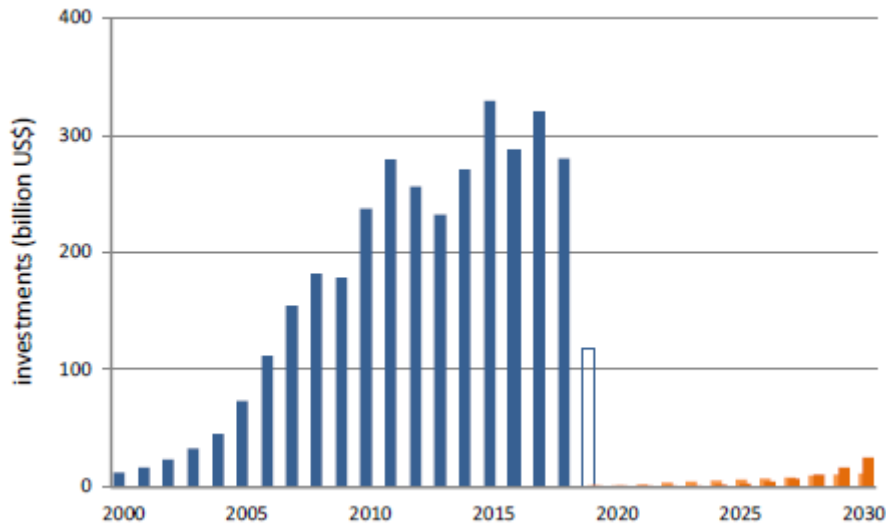
Tabel 10: Verwachte ontwikkeling van investeringskosten van elektrolyzers volgens IEA 2019.

	Nu	2030	Lange termijn
	(US\$/kW)		
Alkaline elektrolyser	500 – 1400	400 – 850	200 – 700
PEM elektrolyser	1100 – 1800	650 – 1500	200 – 900
SOEC elektrolyser	2800 – 5600	800 – 2800	500 – 1000



Figuur 2: Verwachte kostenontwikkeling van elektrolyzers volgens DNV-GL 2019.

Kostenreductie zal, net als bij andere technologieën, bereikt worden door mondiale groei in het geïnstalleerde vermogen. Kramer denkt dat het nog zeker tot 2040 duurt voordat elektrolyzers een volwassen technologie kan worden genoemd. Daarvoor moeten de mondiale investeringen groeien van 0,2 miljard dollar per jaar nu naar 10 - 25 miljard dollar per jaar vanaf 2030. Dat groeitempo is hoger dan wat we gezien hebben bij zon-PV en windturbines maar in absolute investeringsvolumes blijft het verschil enorm, zie figuur 3. Het is niet onmogelijk dat elektrolyzers sneller in kosten dalen, maar nog niet eerder vertoond (Kramer 2019).



Figuur 3: Mondiale investeringen in hernieuwbare energie (exclusief waterkracht) t/m 2018 (blauw) en benodigde investeringen voor 100 GW elektrolyse capaciteit in 2030 (oranje). Bron: Kramer 2019.

4.2.3 Kostenontwikkeling van elektriciteit

Uit figuur 1 kunnen we de conclusie trekken dat de kosten van waterstofproductie vooral dalen door het aantal draaiuren te maximaliseren en elektrolyzers te koppelen aan systemen die goedkope stroom kunnen leveren. Draaiuren en stroomkosten zijn niet onafhankelijk van elkaar. Stroomkosten uit zon en wind kunnen de komende jaren verder dalen maar die bronnen zijn niet continue beschikbaar. Dit betekent dat we drie typen situaties kunnen onderscheiden voor de productie van groene waterstof:

- continue productie met elektriciteit van het net (behalve bij grote stroomschaarste)
- flexibele productie met elektriciteit uit een windpark op de Noordzee
- flexibele productie met elektriciteit uit zonne-energie in Noord-Afrika

Voor berekening van nationale kosten van groene waterstof moeten we in alle gevallen rekenen met de nationale kosten van klimaatneutrale elektriciteit.

Continue productie met elektriciteit van het net

Bij continue productie moet de stroomlevering continue gegarandeerd zijn en dus aangesloten zijn op een gebalanceerd elektriciteitsnet. De groothandelsprijzen op zo'n netwerk fluctueren en kunnen soms erg hoog zijn. Met een productieduur van 8000 vollasturen kan de elektrolyser bij 10% van de duurste stroom afschakelen en zo kosten besparen. De productieduur beperken tot de periode waarin de groothandelsprijzen bijna nul zijn, leidt niet tot lagere waterstofkosten, zoals figuur 1 (recht grafiek) laat zien. Bij elk niveau van jaargemiddelde stroomprijzen gaan de productiekosten van waterstof omhoog als het aantal vollasturen kleiner wordt.

Om volledig groene waterstof te maken is volledig groene elektriciteit nodig. Die kost grootverbruikers in 2030 naar schatting jaargemiddeld ruim 103 €/MWh (zie notitie PBL 2020d). Als de productie gedurende de uren met de duurste elektriciteit wordt gestaakt, dan zijn de gemiddelde stroomkosten naar schatting 5 €/MWh lager, dus 98 €. Met een PEM elektrolyser

van 20 MW kan dan waterstof geproduceerd worden³⁷ voor 5,64 €/kg, inclusief kosten van opslag. Daar komen de kosten van de elektriciteitsnetaansluiting nog bij. Volgens de tarieven van Tennet voor 2020 kost een aansluiting van deze elektrolyser op het EHS-net voor 8000 uur gemiddeld 0,23 €/kg waterstof. Dat brengt de productiekosten op 5,87 €/kg.

Berekeningen voor de SDE++ voor groene waterstof, geproduceerd met stroom in de goedkoopste 2000 uur van een jaar, resulteren in een private kosten van 10,35 €/kg, inclusief de kosten van aansluiting op het elektriciteitsnet (PBL 2020c:10). Het gaat hier om een pilot-project dat zeker niet representatief is voor de kosten van groene waterstof rond 2030. Bij kortere productietijden wegen de aansluitkosten op het elektriciteitsnet relatief zwaar; bij 2000 vollasturen gaat het al gauw om 1 €/kg waterstof. Dat lijkt een breekpunt voor veel initiatieven voor groene waterstof.

Flexibele productie met elektriciteit uit een windpark op de Noordzee

Elektriciteit uit windturbines op zee kost³⁸ in 2030 bij 4350 vollasturen per jaar gemiddeld 41 €/MWh. Dat maakt het aantrekkelijk om waterstof te produceren uit stand-alone windturbines. Het voordeel van goedkopere stroom weegt ruim op tegen het nadeel dat de elektrolyzers op windstille momenten niet gebruikt kunnen worden, waardoor de kapitaalslasten per opgewekte hoeveelheid waterstof hoger zijn dan bij continue productie. Met dezelfde elektrolyser als hierboven kost waterstof dan nog maar 2,78 €/kg.

Diverse projecten die nu ontwikkeld worden passen in deze constructie met windparken op zee:

- NorthH2 Shell-project in de Eemshaven 3-4 GW elektrolyser capaciteit in 2030 en 10 GW in 2040, gekoppeld aan offshore wind,
- Engie project in de Eemshaven 1 GW in 2026, gekoppeld aan offshore wind,
- Orstedt 3-4 GW in 2030 gekoppeld aan offshore wind, aanlanding bij IJmuiden en/of Rotterdam,
- Shell 200 MW Maasvlakte gekoppeld aan offshore wind,
- Orsted's Gigastack project in de UK, H₂-productie op zee.³⁹

Moderne windturbines zoals die van GE (12 MW) halen volgens Van Wijk ruim 5000 vollasturen per jaar. Dat verlaagt de gemiddelde stroomkosten bij een levensduur van 20 jaar naar 35 €/MWh.

Bij deze constructie moeten wel kosten in rekening worden gebracht voor het transport van energie naar het vaste land. Daarvoor zijn twee opties: elektriciteit transporteren naar elektrolyzers op land of waterstof transporteren vanaf elektrolyzers op zee. Voor stroomkabels rekent CE Delft 10 €/MWh⁴⁰; PBL hanteerde 13,40 €/MWh voor een net op zee. Dat komt overeen met 51-69 ct/kg waterstof, gemiddeld 60 cent/kg. Opgeteld bij de productiekosten uit windstroom van zee (2,78 €) komen de kosten op gemiddeld 3,38 €/kg waterstof. Dat maakt deze optie aanmerkelijk goedkoper dan continue productie met klimaatneutrale elektriciteit van het net.

³⁷ Investering 767 miljoen, efficiëntie 81% (bw), levensduur 20 jaar, discontovoet 3%, Opex 2,5% van investering.

³⁸ Berekend uit een investering van 1900 €/kW met een looptijd van 20 jaar bij 3% rente (Koelemeijer 2020). Het JRC hanteert voor 2030 investeringen van 2310 €/kW (monopole, medium distance to shore) en 2100 € voor 2050. NBNL hanteert voor 2050 investeringen die variëren tussen 740 en 1400 €/kW voor wind op zee.

³⁹ Visser verwacht dat elders de animo voor H₂-productie op zee (op dit moment) groter is dan in NL, waar de zeekabel via de SDE wordt betaald en dus gratis is voor windparken. In andere landen moeten windontwikkelaars de zeekabel zelf betalen en sparen ze die uit bij ontwikkeling van waterstof.

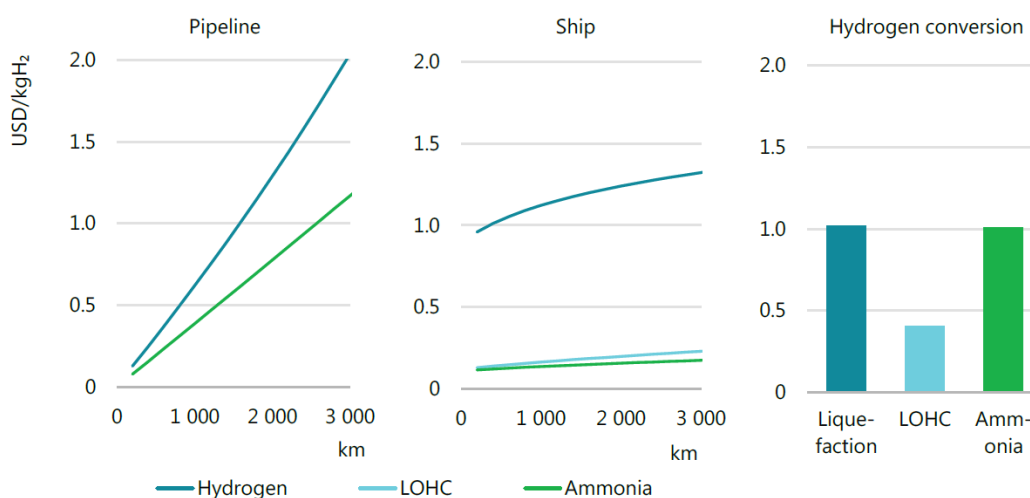
⁴⁰ Volgens Visser is 10 €/MWh te laag. De kabel naar Borssele offshore kost naar verluid al 14 €/MWh en dat ligt op zichtafstand. Toekomstige parken liggen verder weg.

Omdat transporteren van gas per energie-eenheid volgens Visser 10 - 20 keer goedkoper is dan van elektriciteit, kan elektrolyse op zee de voorkeur verdienen. Dat heeft wel als nadeel dat de zuurstof en de restwarmte die vrijkomen bij elektrolyse niet benut kunnen worden. Transport van waterstof per pijpleiding vanuit Noord-Afrika zou 24 ct/kg waterstof kunnen gaan kosten (Van Wijk 2019). In Nederland wordt de zeekabel via de SDE betaald en is dus gratis voor windparken. Daarom veronderstellen we hier dat de elektrolyzers niet op zee worden geplaatst maar aan de kust, dicht bij de plaatsen waar de elektriciteit aan land komt.

Flexibele productie met elektriciteit uit zonne-energie in Noord-Afrika

Europa kan volgens Visser nooit voldoende hernieuwbare energie produceren om in haar eigen behoefte te voorzien. Niet ieder land ligt immers aan de windrijke Noordzee! De Belgen hebben al een probleem. Afrika zal met zon-PV dus vermoedelijk sowieso een energieleverancier worden. Elektriciteit uit zonneparken in Noord-Afrika kan tegen lage kosten worden geproduceerd. Als batterijen op termijn goedkoop worden, zou daarmee ook 's-nachts waterstof geproduceerd kunnen worden".

Figure 27. Cost of hydrogen storage and transmission by pipeline and ship, and cost of hydrogen liquefaction and conversion



Notes: Hydrogen transported by pipeline is gaseous; hydrogen transported by ship is liquefied. Costs include the cost of transport and any storage that is required; costs of distribution and reconversion are not included. More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

Bij transport van waterstof over lange afstanden kunnen de kosten van transmissie en distributie wel drie keer zo hoog zijn als de kosten van productie (IEA 2019:67). Dat komt door de relatief lage energiedichtheid van waterstof. Daarom moet waterstof vóór transport ge-comprimeerd worden, vloeibaar gemaakt worden of 'opgeslagen' in grotere moleculen (zoals ammoniak of LOHC⁴¹). Tot 1500 kilometer lijkt transport per pijpleiding de goedkoopste optie; daarboven is transport per schip efficiënter, maar dan wel in de vorm van ammoniak of LOHC's, wat weer extra conversiekosten met zich meebrengt. Hemelsbreed ligt Noord-Afrika meer dan 2000 kilometer van Nederland. Dat maakt transport per schip de voor de hand liggende optie. Dat betekent dat de transportkosten (inclusief conversies) 1 - 1,5 dollar per kg waterstof bedragen, zie figuur 27 van het IEA hierboven.

⁴¹ LOHC = liquid organic hydrogen carrier. Toluene behoort tot deze groep chemicaliën; relatief goedkoop te maken maar wel giftig. De niet-giftige variant dibenzyltoluene heeft hogere productiekosten.

Blok en Van Wijk noemen een project in Portugal: 1 GW solar, productiekosten elektriciteit onder 15 €/MWh, omzetten in waterstof en Vopak die het via LOHC per schip naar Rotterdam gaat transporteren. "Portugal en Nederland zijn hierover in onderhandeling".

Bandbreedte bij kosten van groene waterstof

Om de bandbreedte rond de gemiddelde kosten te kwantificeren, kijken we naar de onzekerheid in de stroomkosten uit wind op zee, in het aantal productie-uren en in transportkosten van elektriciteit van het windpark op de Noordzee naar het vaste land, zie tabel 11. De onzekerheid in de kosten van elektriciteit is gecorreleerd met variatie in het aantal vollasturen van windparken op zee. De onzekerheid in de kosten van elektrolyzers staat daar los van. Voor de bandbreedte rond de gemiddelde productiekosten combineren we van beide factoren de lage en hoge schatting. Dat resulteert in productiekosten die kunnen variëren tussen 2,56 en 4,60 €/kg waterstof (zie tabel). De kosten van seizoensopslag zijn berekend met een opslagpercentage dat varieert van 36%, van toepassing bij CV-ketels, tot 90%, behorende bij het vraagprofiel van hybride warmtepompen. In het geval van CV-ketels is bij groene waterstof minder opslag nodig dan bij blauwe (46%) omdat het productieprofiel van groene waterstof gecorreleerd is aan het productieprofiel van wind-op-zee, met in de wintermaanden een relatief hogere productie dan in zomermaanden.

Tabel 11: Bandbreedte van productiekosten groene waterstof uit een windpark op de Noordzee in 2030.

	laag	midden	hoog
kosten elektriciteit WoZ (€/MWh) ¹	35	41	48
draaiuren per jaar	5000	4350	4350
kosten el-transport (€/MWh)	10,0	11,7	13,4
	(€/kg H ₂)		
elektrolyser 383 €/kW	2,56	2,99	
elektrolyser 767 €/kW	2,90	3,38	3,81
elektrolyser 1534 €/kW		4,17	4,60
keuze productiekosten	2,56	3,38	4,60
compressie en opslag	0,25	0,45	0,73
Totale kosten inclusief opslag	2,80	3,83	5,33
idem in €/m³ aeq. (ow)	0,74	1,01	1,41

Noot 1: de kosten van windstroom zijn bepaald bij 4350 vollasturen met variatie in levensduur van 15, 20 en 25 jaar.

5 Kosten van seizoensopslag

De productie van waterstof zal gedurende het hele jaar plaatsvinden⁴². Het verbruik van waterstof voor verwarming van gebouwen vindt voornamelijk in de wintermaanden plaats. Dat betekent dat voor waterstoflevering aan gebouwen ook kosten van seizoensopslag en buffering in rekening gebracht moeten worden.

Berenschot en Kalavasta (2020:136) vermelden kosten van waterstofopslag in zoutcavernes van 3 tot 6 €/MWh ofwel 0,12 – 0,24 €/kg (bij een bovenwaarde van 39,4 kWh/kg H₂). Die kosten zijn weer afkomstig uit een rapport van SBC energy institute en horen bij opslag van 1 tot 30 dagen, wat duidelijk veel te kort is voor de verwarming van gebouwen.

Uit de studie van DNV-GL (2019) kan worden afgeleid (zie hun figuur 5) dat kosten voor compressie, opslag en bijbehorend transport naar zoutcavernes, aquifers en lege gasvelden variëren tussen 0,31 €/kg (opslag in lege gasvelden en aquifers)⁴³ en 0,36 €/kg waterstof (opslag in zoutkoepels). Dat zijn private kostenramingen, die we corrigeren om tot nationale kosten van waterstofopslag te komen.

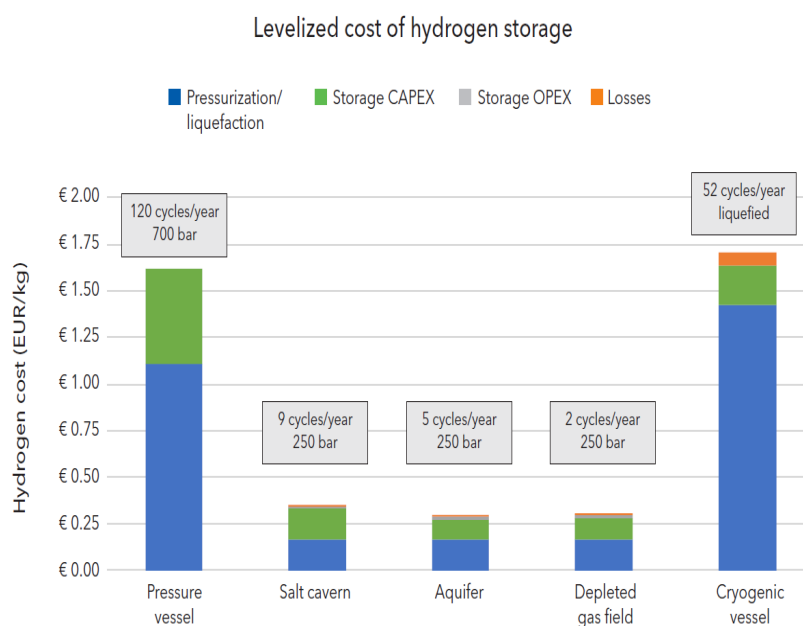


Figure 5 - Overview of storage costs of hydrogen based on throughput²³

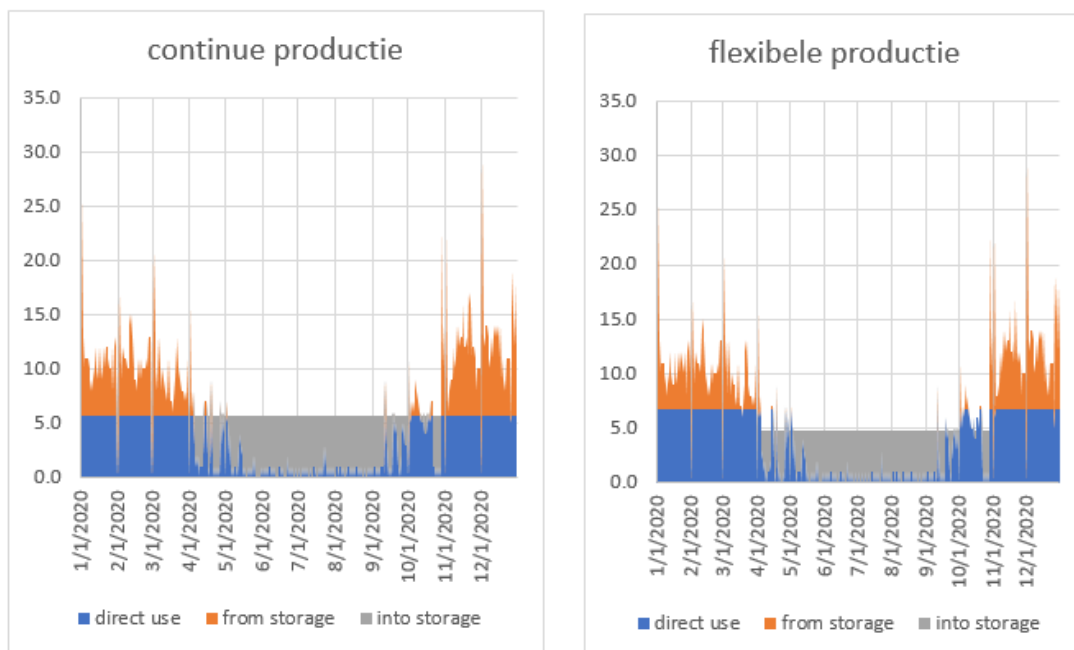
Bij blauwe waterstof hanteren we de kosten van opslag in zoutkoepels omdat die fabrieken waarschijnlijk op de waterstofbackbone worden aangesloten die ook gekoppeld wordt aan

⁴² De productie van groene waterstof wordt mogelijk onderbroken in perioden dat elektriciteit erg duur is op de groothandelsmarkt of – bij productie met windenergie – in perioden met weinig wind.

⁴³ Volgens Visser moet overigens nog worden bewezen dat opslag in aquifers en lege gasvelden uitvoerbaar is. Cavernes met waterstofopslag zijn op de wereld al wel operationeel.

zoutkoepels. De kosten van 0,36 € per kilo opgeslagen waterstof berekende DNV-GL bij elektriciteitskosten van 28,6 €/MWh en 9 opslagcycli per jaar. Als we die berekening corrigeren voor de nationale kosten van klimaatneutrale elektriciteit in 2030 (103 €/MWh) en 3% rente dan resulteert een kostprijs van 0,74 €/kg. Omdat gasopslag relatief veel elektriciteit verbruikt voor compressie, leiden hogere stroomkosten tot hogere kosten van gasopslag. Voor seizoensopslag van waterstof voor verwarming van woningen in de winter is 9 opslagcycli te veel. We hanteren de kosten voor 2 opslagcycli (1,17€/kg) met een bandbreedte van 1 tot 3 cycli.

Bij het huidige verbruiksprofiel van aardgas in woningen met een CV-ketel kan circa 57% van het jaarlijkse productievolume direct worden verbruikt in het stookseizoen en moet 43% uit opslag worden geleverd, zie figuur 4, linker paneel. Omdat woningen de komende jaren beter worden geïsoleerd, wordt het vraagprofiel vlakker en zal een groter aandeel van het verbruik uit opslag moeten komen. Een globale schatting komt op 46% opslag. Waterstofproducenten zouden kunnen besparen op opslagkosten door de dagelijkse productie te variëren: meer in de winter en minder in de zomer. Bij een productievariatie met 18% kan het opslagdeel (bij het huidige vraagprofiel) dalen naar 35%, zie figuur 4, rechter paneel. Daarmee dalen de opslagkosten met 6 cent maar stijgen de kapitaalslasten met 6 cent per kilo geproduceerde waterstof. Flexibele productie leidt (bij de gehanteerde gasprijzen voor 2030 en overige kostenkennallen) dus niet tot lagere integrale kosten van waterstof.



Figuur 4: Productie, opslag en direct verbruik van waterstof voor verwarming van woningen bij het vraagprofiel van 2018. Met dank aan Roald Arkesteijn van Eneco voor deze analyse.

Bij groene waterstof hanteren we de nationale kosten van opslag in lege gasvelden bij 2 cycli per jaar ad 0,72 €/kg opgeslagen waterstof. Bij 1 of 3 cycli per jaar bedragen de opslagkosten 0,81 resp. 0,69 €/kg. Bij productie uit windenergie wordt in het stookseizoen meer geproduceerd dan in de zomer. Uit een windproductieprofiel met maandcijfers is berekend dat groene waterstof bij toepassing in een CV-ketel circa 36% seizoensopslag nodig heeft, minder dus dan blauwe waterstof (46%). In het gunstigste geval bedragen de opslagkosten dan $36\% \cdot 0,69 \text{ €} = 0,25 \text{ €/kg}$ geproduceerde groene waterstof. Bij gebruik in een hybride warmtepomp (alleen op de koudste dagen van het jaar) moet 90% van de jaarproductie worden opgeslagen en stijgen de opslagkosten (bij 1 cyclus per jaar) naar 0,73 €/kg geproduceerde waterstof. Bij een gedetailleerder windprofiel zal dat waarschijnlijk iets meer zijn.

6 Netwerkkosten voor afnemers van waterstof

6.1 Kosten van netaanpassing voor waterstoftransport

Gasunie en Tennet gebruiken het ETM-model om scenario's van Net voor de Toekomst uit te werken⁴⁴ in gevolgen voor transport van elektriciteit en gas. Waterstof transporteren via het hoogcalorisch net ligt erg voor de hand. Elektrolyzers (P2H₂-installaties) kunnen beter bij de stroom-opwek worden geplaatst dan bij de klanten van waterstof om congestie op stroomnet te beperken.

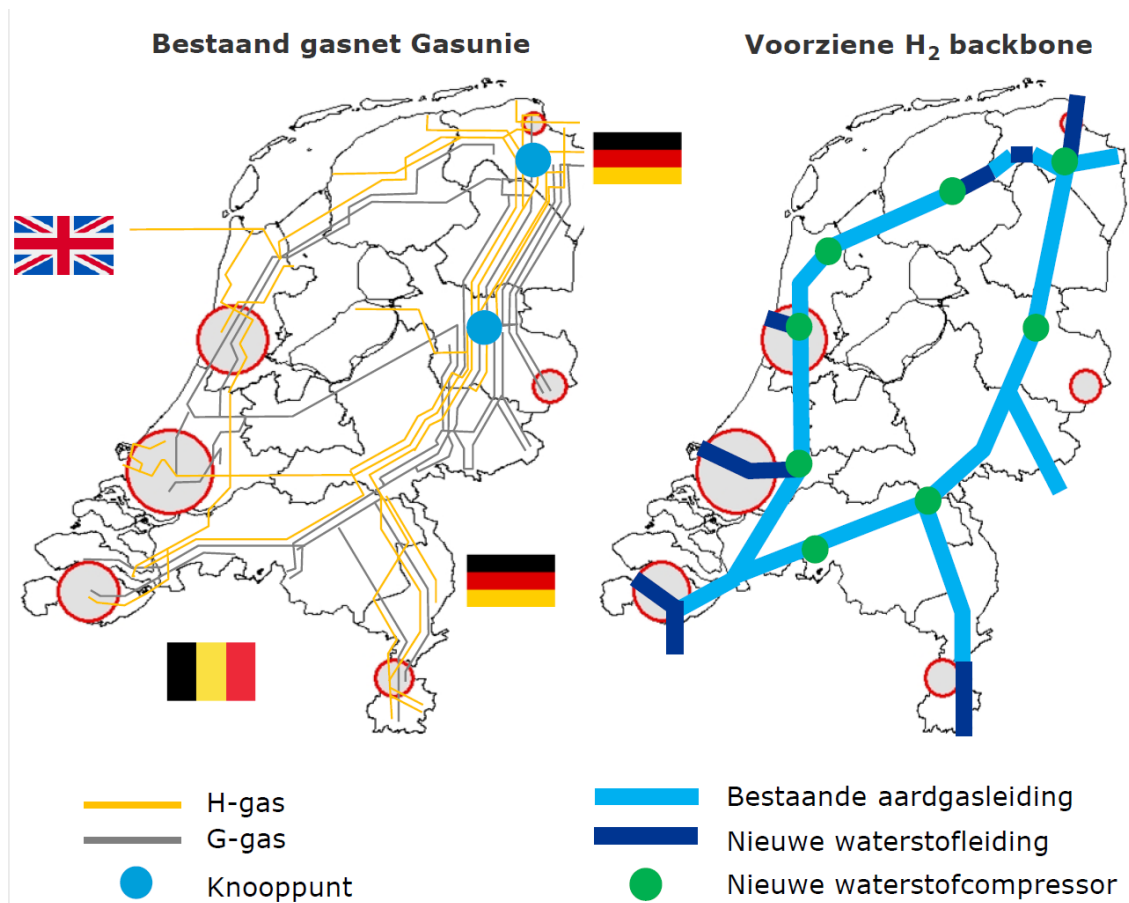
Nederland beschikt over een uitgebreid aardgasnetwerk dat geschikt gemaakt kan worden voor transport van waterstof. Met het bestaande gasnet kan gas met verschillende samenstellingen getransporteerd worden, zie linker kaart. De Oostelijke Noord-zuidverbinding bestaat uit een groot aantal parallelle leidingen, van zowel H-gas (oranje) als G-gas (grijs). De Taskforce Infrastructuur Klimaatbeleid Industrie geeft aan dat een aantal bestaande gasleidingen al voor 2026 beschikbaar kunnen worden gemaakt voor waterstof (TIKI 2020:34). Zo ontstaat een deel van een nationale backbone die de vijf geografisch geconcentreerde industriële clusters met elkaar verbindt. "Waar en wanneer dit zal worden gerealiseerd, hangt af van vraag en aanbod, strategische keuzes en ruimtelijke inpassing."

Op de rechter kaart is de H₂-backbone, zoals aangegeven door Gasunie, geprojecteerd. Een groot gedeelte hiervan bestaat uit geconverteerde aardgasleidingen (lichtblauw). Daar waar het vrijspelen van aardgasinfrastructuur niet mogelijk is, zijn nieuwe, speciaal voor waterstof ontworpen leidingen nodig (donker blauw). Im- en export van waterstof wordt vanaf 2030 mogelijk door meerdere verbindingen met het buitenland of met een potentiële importterminal aan deze backbone te koppelen. Om de kosten van overdimensionering van elektrolyzers en lokale buffering bij de industrie te beperken, wordt de backbone ook aangesloten op ondergrondse opslagcapaciteit in Noordoost Nederland. Deze ontwikkeling kan gestart worden zonder compressie, maar bij groei dienen compressorstations te worden aangepast voor waterstof.

De Gasunie is de beoogde beheerder van de backbone met (tot 2030) een capaciteit van 2 – 4 Mton (15 GW) per jaar. Voor de realisatie ervan is 0,7 – 2,0 miljard euro nodig (p. 41). Bij een levensduur van 40 jaar en 3% rente bedragen de nationale kapitaalslasten dan 2,2 cent/kg waterstof (exclusief kosten voor compressie omdat dat aanvankelijk niet nodig wordt geacht). De transportnetten zullen voornamelijk gebruikt worden door de grootverbruikers zoals industrie en elektriciteitscentrales en daarnaast voor internationale transporten, met

⁴⁴ Zie: <https://www.gasunie.nl/en/expertise/system-integration/infrastructure-outlook-2050>.

name van de havens naar Duitsland. Hoe de waterstofbackbone zich op lange termijn gaat ontwikkelen, is erg afhankelijk van ontwikkelingen in aanbod en vraag naar waterstof. Dat geldt ook voor de mate waarin de gebouwde omgeving gebruik gaat maken van waterstoftransport via de backbone. Gezien deze onzekerheden en gezien de lage kosten per kilogram waterstof laten we deze kostenpost buiten beschouwing bij de bepaling van de kosten van waterstof voor de gebouwde omgeving.



Figuur 5: Bestaand gasnet en voorgestelde waterstof-backbone. Bron: TIKI 2020:34.

De aanleg van de backbone kan wel van invloed zijn op de kans dat waterstof fysiek beschikbaar kan komen voor verwarming van gebouwen. Het ligt voor de hand dat gebouwen en buurten in de nabijheid van de backbone tegen lagere kosten per aansluiting toegang tot waterstof kunnen krijgen dan buurten op grotere afstand. Het ligt voor de hand dat gemeenten in overleg met lokale netbeheerders zullen verkennen op welke locaties en op welke termijn een eventuele conversie van aardgasnet naar waterstofdistributienet een aantrekkelijke ontwikkeling zou kunnen zijn.

6.2 Kosten gebruik gasnet voor afnemers van waterstof

In SA-2019 zijn de kapitaalkosten van het bestaande gasnet in 2030 buiten beschouwing gelaten. Het argument daarvoor was, dat in 2030 elke buurt nog over een functionerend aardgasnet zal beschikken, ongeacht de gekozen alternatieve energie-infrastructuur. Ook in de SA-2020 blijven kapitaalslasten van het bestaande gasnet buiten beschouwing. Voor een vergelijking van kosten van aardgasloze strategieën zijn kapitaalslasten van investeringen uit het verleden (sunk costs) namelijk niet relevant. Dat klinkt mogelijk contra-intuïtief omdat strategieën met groengas of waterstof wel gebruik kunnen maken van het bestaande

aardgasnet (na aanbrengen van de benodigde aanpassingen) terwijl de andere (gasloze) strategieën juist kosten moeten maken om het bestaande gasnet te verwijderen. Dat betekent dat de strategieën met waterstof en groengas een financieel voordeel hebben van de historische investeringen in het aardgasnet. Toch is de gekozen aanpak reëel. De investeringen in het bestaande gasnet zijn immers in het verleden al gedaan (sunk costs) en veranderen niet als voor de ene of andere aardgasvrije strategie wordt gekozen. Op termijn kan bij een deel van alle gebouwen de aansluiting op een gasnet overbodig worden omdat ze op een warmtenet worden aangesloten of met elektrische warmtepompen worden verwarmd. De resterende kapitaalslasten van die overbodige leidingen zullen betaald moeten worden, al is nog niet duidelijk door wie. Die kosten zal de samenleving sowieso moeten betalen, ongeacht het alternatief dat gekozen wordt.

Dat geldt niet voor de kosten voor bedrijfsvoering en onderhoud van het aardgasdistributienet. Die kosten worden niet in rekening gebracht bij afnemers in gasloze strategieën maar wel in strategieën met groengas. Voortbouwend op deze aanpak brengen we bij de nieuwe waterstofstrategie alleen de kosten van bedrijfsvoering en onderhoud van een waterstofnet in rekening bij afnemers.

Het is onduidelijk hoe de netbeheerkosten zich zullen ontwikkelen als het aantal aansluitingen substantieel afneemt. Het landelijke transportnet zal in stand gehouden moeten worden, ook als her en der distributienetten worden afgeschakeld omdat buurten overstappen op een warmtenet of op all-electric verwarmen. De beheerkosten van het distributienet zullen waarschijnlijk proportioneel meebewegen met het aantal aansluitingen en dus per aansluiting ongeveer gelijk blijven. De kosten van de transportnetten zullen verdeeld worden over alle gebruikers, zowel binnen als buiten de gebouwde omgeving. Het is onduidelijk of dat tot een andere kostenverdeling tussen typen afnemers leidt dan de huidige en of dat zal leiden tot aanpassingen in de huidige tarieven. Bij gebrek aan informatie hierover hanteren we de huidige netbeheerkosten per gasaansluiting.

6.3 Kosten van netaanpassing voor waterstof distributie

Op grond van de rapporten 'Net voor de Toekomst' (Netbeheer Nederland, 2017) en 'Toekomstbestendige gasdistributienetten' (Kiwa, 2018) concludeert TNO⁴⁵ dat er eenmalige kosten zijn voor aanpassing van het aardgasnet en jaarlijks terugkerende meerkosten die samenhangen met te verwachten aanpassingen in het inspectieregime rond waterstof. De jaarlijkse extra kosten voor instandhouding van het distributienet bedragen waarschijnlijk 5 - 10 euro per woningequivalent per jaar (Kiwa 2018:62). Een recentere en gedetailleerdere studie (Hazenberg 2020) voor een woonwijk in Hoogeveen berekent jaarlijkse onderhoudskosten op 22,86 euro per woning, exclusief afschrijving en inclusief 15% onvoorzien. We corrigeren dat bedrag voor de kosten van de storingsdienst, die nu ook al functioneert en dus niet als extra kosten gerekend kunnen worden. Zo komen de extra onderhoudskosten van het waterstofdistributienet op 20 euro per woning. We hanteren dit als bovengrens van de bandbreedte, in de veronderstelling dat die kosten de komende jaren kunnen dalen door opschaling en efficiëntieverbeteringen.

De eenmalige kosten komen voort uit o.a. dynamisch/automatische sectionering van het gasnet, 200 miljoen euro voor controle op graafschade, extra controles op verontreinigingen bij invoedingspunten, extra odorisatie, opleiding en bijscholing van personeel (Kiwa 2018:53). Die eenmalige kosten zijn voor drie scenario's gekwantificeerd (zie tabel 6.4 uit de

⁴⁵ TNO (2020) Waterstof als optie voor een klimaatneutrale warmtevoorziening in de bestaande bouw. Amsterdam: TNO, Rapportnummer TNO 2020 M10028. <https://energy.nl/publication/waterstof-als-optie-voor-een-klimaatneutrale-warmtevoorziening-in-de-bestaande-bouw/>

Kiwa-studie) en bedragen gemiddeld 200 euro per woningequivalent. Omgerekend naar jaarlijkse kosten (3% rente over 40 jaar) komt dat neer op 9 euro per woningequivalent. Dat brengt de extra jaarlijkse kosten om het aardgasnet geschikt te maken voor waterstof op 14 - 19 euro per woningequivalent.

Volgens het Kiwa-rapport is het gasnet qua toegepaste materialen en onderdelen in beginsel geschikt voor waterstof. Nader onderzoek moet van geval tot geval uitwijzen of, en zo ja welke aanpassingen aan het gasnet nodig zijn. Het huidige gasnetwerk heeft waarschijnlijk ook voldoende capaciteit om de benodigde hoeveelheid waterstof te transporteren. Het volume van een GJ waterstof is circa 3x dat van een GJ aardgas. Om dezelfde hoeveelheid energie te transporteren, moet de stroomsnelheid dus worden verdrievoudigd of de druk worden verhoogd. De stroomsnelheid van aardgas is gemaximeerd om geluidoverlast te voorkomen. Het is nog onduidelijk of een hogere stroomsnelheid van waterstof tot geluidoverlast zal leiden. Gasunie en Tennet "assumed that the transport capacity of a hydrogen pipeline is 80% of the capacity of a high-calorific methane pipeline and 95% of a low-calorific pipeline"⁴⁶. Vooralnog denken experts dat hier geen beperkingen liggen, mede omdat men verwacht dat de energiebehoefte zal dalen door energiebesparing. In veel netten is bovendien nu al ruimte omdat ze zijn aangelegd toen woningen nog veel meer aardgas gebruikten dan nu, stelt Visser.

⁴⁶ Bron: DNV GL (2017) Verkenning waterstofinfrastructuur, Report No.: OGNL.151886, Rev. 2, geciteerd in Gasunie & Tennet (2019) Infrastructuur outlook 2050, pagina 14

7 Kosten in de woning

Bij toepassing van waterstof in de woning voor verwarming, moet de cv-ketel geschikt gemaakt worden voor verbranden van waterstof. "Stedin gaat voor de korte termijn voorlopig nog uit van meerkosten van €1500, maar verwacht dat de totale meerkosten bij toenemende aantallen dalen naar €300 per woning" (TNO 2020:28)¹. Er zijn voorstellen in de UK om vanaf 2030/35 alleen nog apparatuur toe te laten die zowel aardgas, groengas als waterstof kan verbranden. Als de EU dat ook gaat voorschrijven dan verdwijnt het kostenverschil met een aardgasketel. Daarom hanteren we 0 euro per woning in de onderkant van de bandbreedte.

De gasmeter moet worden vervangen of getest worden op geschiktheid voor hogere doorstromnelheden dan voor aardgas. TNO geeft hiervoor geen kostenschatting. Het stelt dat de kosten hiervan zijn opgenomen bij de netwerkkosten, maar daar worden ze niet apart vermeld. Kiwa schrijft op pagina 58: "De grootste kostenpost is wellicht het vervangen van de gasmeter en het ontwikkelen en implementeren van een eventuele andersoortige verrekenings-procedure. De kosten van het meten van variaties in de calorische waarde op het niveau van een afzonderlijke woning zijn hoog en onzeker. Naar verwachting zal deze wijze van verrekening dan ook niet worden toegepast," Bij overstappen op 100% waterstof (met constante calorische waarde) is dit echter niet meer relevant. Op pagina 63 volgt: "Bij de introductie van 100% waterstof distributie moet rekening worden gehouden met de gasmeter. Per woning moet namelijk een bijna 3x zo groot gasvolume geleverd worden voor dezelfde energievraag. Indien de huidige gasmeter al op de maximum belasting werkt, zal deze vervangen moeten worden door een groter exemplaar. Als alternatief kan ook worden gekozen voor ultrasone meters," Kiwa geeft geen kostenraming voor nieuwe waterstofmeters. Een snelle zoektocht op internet levert kostenschattingen op die uiteenlopen van 600 tot 900 US-dollar voor low en medium flow hydrogen gas meters. Dat komt overeen met 550 – 800 euro per stuk, ex BTW. In de Indicatieve MKBA voor het project HYDROGREENN in Hoogeveen (Hazenberg 2020, tabel 77) wordt gesteld dat de huidige G4-meters (tot 6 m³/uur) vervangen moeten worden door G6-meters bij een overschakeling van aardgas op waterstof met een piekverbruik van 10 m³/uur. Dat kost 173 euro excl. BTW. Dat bedrag kan de komende jaren dalen naar 150 euro door schaalvergroting in de productie. Het gemiddelde bedrag voor alle woningtypen zou fors hoger zijn (486 €) als we rekening houden met een piekverbruik tot 16 m³/uur. Dat is echter relevant voor een deel van de woningen, stel 25%. We hanteren daarom een bandbreedte van 150 tot 250 euro. Bovendien moet de gasleiding binnenshuis worden getest op lekdichtheid. TNO (2020:28) kan geen goede indicatie geven van de kosten voor het controleren en het eventueel aanpassen van in pandig leidingwerk en kosten voor eventuele waterstofsensoren. De kosten van een check zijn beperkt maar aanpassen van leidingen kan duur worden, maar (volgens Stedin in het TNO-rapport) geen duizenden euro's. Een professionele waterstof sensor van Honeywell kost € 450-500. Gewone CO-meters van rond de € 50,-- kunnen ook nauwkeuring werken om 10% LEL waterstof te alarmeren, blijkt uit onderzoek van EnTranCe/DNVGL – HYDROGREENN Hoogeveen (Hazenberg 2020). Bij 3% rente en afschrijving in 10 jaar zijn de jaarlijkse kosten 6 euro per woning.

Koken op waterstof wordt om veiligheidsredenen afgeraden. "Een waterstofvlam is niet of slecht zichtbaar wat gevaar oplevert bij gebruik van open vlammen zoals bij gasfornuizen. Bij een overgang naar waterstof ligt het dan ook voor de hand om over te schakelen op elektrisch koken," (TNO 2020:23). Dit betekent dat kosten van elektrisch koken onderdeel zijn van de kosten van de waterstof-strategie. Die kosten bestaan niet alleen uit de aanschaf van een inductiekookplaat, maar ook uit kosten voor aanpassing van de meterkast (extra groep)

en voor nieuwe pannen. In eerdere studies hanteerden we hiervoor 1000 euro extra kosten t.o.v. koken op aardgas (PBL 2019). Dat komt overeen met kosten die Hazenberg berekende voor Hoogeveen, gecorrigeerd voor de kosten van een elektrische oven, die tegenwoordig al standaard is. Je kunt er over twisten of deze kosten moeten worden toegeschreven aan de warmtetransitie. De meeste nieuwe keukens worden al niet meer uitgevoerd met een gasfornuis; elektrisch koken lijkt de nieuwe trend te worden. Voor een zuivere vergelijking van de kosten van strategieën, nemen we de kosten van elektrisch koken (en het bijbehorende stroomverbruik) ook op in alle andere strategieën behalve bij de groengas-strategie.

8 Overheadkosten van gasleveranciers

Gasleveranciers verrekenen hun overheadkosten met hun afnemers via het zogenaamde vastrecht. In 2018 bedroeg het vastrecht voor gaslevering gemiddeld 68 euro per aansluiting van kleinverbruikers (MilieuCentraal). We veronderstellen dat de overheadkosten van gasleveranciers in 2030 gelijk zijn aan de huidige kosten. Het type taken van gasleveranciers blijft immers gelijk.

Bij de berekening van kosten van een aardgasvrije warmtestrategie veronderstellen we dat alle gebouwen op het betreffende energiesysteem worden aangesloten. Dat doen we dus ook bij de waterstofstrategie. Uiteindelijk zal slechts een deel van alle gebouwen met waterstof worden verwarmd. Dat betekent dat de totale overheadkosten van het waterstofnet verdeeld moeten worden over minder aansluitingen dan momenteel het geval is en dat dus de kosten per aansluiting hoger kunnen zijn dan hier wordt aangenomen, tenzij ze proportioneel zijn aan het aantal aansluitingen.

Tabel 12: Bandbreedte van extra kosten per woning¹⁾ door overschakelen op waterstof.

	Type	laag	middel	hoog	bron data
		(€/woning)			
Kosten gasleverancier					
Enmalige netkosten	Eenmalig	200	200	200	Kiwa 2018
Aanpassen gasmeters	Eenmalig	150	173	251	Hazenberg 2020
Geannualiseerde netkosten	Jaarlijks	18	19	23	3% over 30 jaar
Extra netbeheer jaarlijks	Jaarlijks	5	10	20	Kiwa 2018
Subtotaal extra H2-netkosten	Jaarlijks	23	29	43	
Overheadkosten gasleveranciers	Jaarlijks	68	68	68	MilieuCentraal
Kosten gebouweigenaar					
Aanpassing CV-ketel	Eenmalig	0	300	500	Stedin zegt 300
Elektrisch koken	Eenmalig	1000	1000	1000	PBL 2019
Subtotaal eenmalige kosten	Eenmalig	1000	1300	1500	
Enmalige kosten geannualiseerd	Jaarlijks	84	109	126	3% over 15 jaar
Waterstofdetectie met CO-meter	Jaarlijks	6	6	6	3% over 10 jaar
Totaal extra kosten per aansluiting	Jaarlijks	180	212	243	
Vgl. Kosten huidig distributienet	Jaarlijks	100	125	150	Kiwa 2018

Noot 1: Voor bedrijven in de dienstensector worden de kosten voor gaslevering en ketelaanpassing verrekend naar rato van het bedrijfsoppervlak, met een omrekeningsfactor van 130 m² BVO per woningequivalent.

9 Milieuaspecten van waterstofproductie

Kramer wijst op de potentiële klimaatgevolgen van waterstoflekkage (1% van de jaarlijkse omzet is geen gekke schatting) die leidt tot de vorming van methaan, een zeer sterk broeikasgas.

9.1 Milieuaspecten van blauwe waterstof

CO₂ afvangen bij de productie van waterstof uit aardgas kan niet voor 100%. Als het lukt om 90% af te vangen, dan resteert per kilogram waterstof nog ongeveer 1 kilo CO₂-emissie. Er zijn in Nederland nog geen geslaagde projecten voor afvang en opslag van CO₂ uitgevoerd. De hoge kosten en het uitblijven van leereffecten zijn de belangrijkste beperkingen⁴⁷.

De omzetting van aardgas naar waterstof leidt tot circa 30% conversieverlies⁴⁸. Bij conversie zonder CCS is het 20-25% verlies, maar er is dan nog wel veel restwarmte over. Bij effectieve benutting van restwarmte worden ook hogere getallen genoemd, afhankelijk van waar de systeemgrens wordt getrokken. Bij productie met CCS is niet alleen de efficiency lager, maar blijft er ook minder restwarmte over.

9.2 Milieuaspecten van groene waterstof

De CO₂-uitstoot van groene waterstof is afhankelijk van de CO₂-uitstoot die ontstaat bij de productie van elektriciteit. Zolang het aandeel hernieuwbare elektriciteit lager is dan 60%, is de CO₂-uitstoot van waterstof hoger dan die van aardgas, zie onderstaande figuur⁴⁹. Dat aandeel wordt naar verwachting tussen 2025 en 2030 bereikt. Tot die tijd levert het vervangen van grijze door groene stroom dus meer CO₂-reductie op dan stroom gebruiken voor de productie van waterstof.

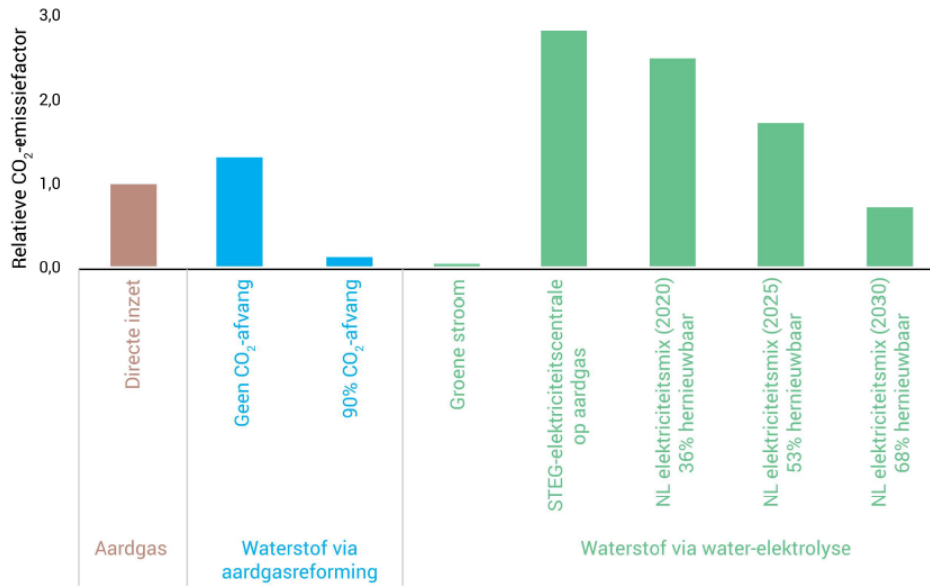
Bij de elektrolyse van water komt warmte vrij van 60-70 graden. Dat leidt tot thermische vervuiling van de omgeving (oppervlaktewater?) of extra kosten voor koeltorens, tenzij die warmte wordt benut in warmtenetten. Dan moeten de elektrolyzers wel op een locatie nabij een warmtenet staan. Plaatsing nabij locaties met elektriciteitsproductie is financieel gunstig omdat daarmee kosten van netverzwaring kunnen worden vermeden. Bestaande centrales kunnen in de toekomst (op aardgas met CCS of op waterstof) dienst doen als back-up en kunnen mogelijk ook op een warmtenet worden aangesloten (of zijn dat soms al) en in de winterperiode dienen als hulpketel.

⁴⁷ DNV-GL (2018) CCS needs to start with a bang, not a whimper. https://www.dnvgl.com/feature/carbon-capture-storage-ccs.html?utm_campaign=OG_GLOB_20Q2_NURT_Hydrogen%20whitepaper%20-%20download-follow-up%201%20-%20Albert&utm_medium=email&utm_source=Eloqua

⁴⁸ Zie bv. Techno-economic evaluation of SMR based stand-alone (Merchant) hydrogen plant with CCS; IEA GHG 2017-02. P.16

⁴⁹ Bron: TNO 2020. Waterstof als optie voor een klimaatneutrale warmtevoorziening in de bestaande bouw, TNO 2020 M10028: <https://www.tno.nl/nl/over-tno/nieuws/2020/3/waterstof-als-alternatief-voor-aardgas/>

Ruimtebeslag voor elektrolyzers voor productie van groene stroom kan op sommige locaties een probleem zijn. De seizoenbuffering van waterstof kan ondergronds plaatsvinden, mogelijk op locaties die nu in gebruik zijn voor opslag en buffering van aardgas.



Figuur 4 Vergelijking van emissiefactoren voor aardgas, en voor waterstof dat op verschillende manieren is geproduceerd (emissiefactor elektriciteitsmix volgens integrale methode, KEV2019)

10 Referenties

- Anon. (2019) Klimaatakkoord, Den Haag, Zie: <https://www.klimaatakkoord.nl/documenten/publicaties/2019/06/28/klimaatakkoord>
- Berenschot en Kalavasta (2020) Klimaatneutrale energiescenario's 2050.
- BloombergNEF (2020) Hydrogen Economy Outlook - key messages. Zie: <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>
- CE Delft (2017) 'Net voor de Toekomst' (Achtergrondrapport), november 2017.
- CE Delft (2020a) Waterstof voor de gebouwde omgeving; Kennisdocument voor gemeente Nijmegen – Publicatienummer: 20.190307.001 Februari 2020
- CE Delft (2020b) Waterstof in Vesta MAIS; parameters voor modellering, rapport 5T37.
- DNV-GL (2018) CCS needs to start with a bang, not a whimper. Feature 2018. <https://www.dnvgl.com/feature/carbon-capture-storage-ccs.html>
- DNV-GL (2019) HYDROGEN IN THE ELECTRICITY VALUE CHAIN; Arnhem: DNV-GL, GROUP TECHNOLOGY & RESEARCH, POSITION PAPER 2019, pp.64.
- DNV-GL (2020) Rapport Taskforce infrastructuur klimaatakkoord industrie; Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat 0.1
- ECN (2017) Notitie: indicatieve potentiële vraag naar waterstof. Petten: ECN.
- Ecofys (2004) Global Carbon Dioxide Storage Potential and Costs. Researchgate publ, 260095614.
- Gasunie & Tennet (2019) Infrastructuur outlook 2050.
- Gasunie (2019) Waterstof, vraag en aanbod nu-2030, Groningen: Gasunie.
- Hazenberg, Willem (2020) Indicatieve MKBA Waterstofwijk Hoogeveen Hydrogreenn; concept rapport dd 2 juli 2020.
- IEA (2019) The future of hydrogen.
- Kiwa (2018) Toekomstbestendige Gasdistributienetten, Iov Netbeheer Nederland.
- Kramer, Gert Jan (2019) Waterstof vooruitblik tot 2030 en terugblik tot 1998. Presentatie voor PBL dd 15 november 2019.
- Ministerie EZK (2020a) Kabinetsvisie Waterstof: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2020/03/30/kamerbrief-over-kabinetsvisie-waterstof>
- Ministerie EZK (2020b) Gas in het energiesysteem: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2020/03/30/kamerbrief-over-de-rol-van-gas-in-het-energiesysteem-van-nu-en-in-toekomst>
- Ministerie EZK (2020c) Routekaart groen gas: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2020/03/30/kamerbrief-routekaart-groen-gas>
- Mulder et al. (2019) Outlook for a Dutch hydrogen market; economic conditions and scenarios. CEER Policy Papers no.5.
- PBL (2018) De toekomst van de Noordzee. Zie: <https://www.pbl.nl/publicaties/de-toekomst-van-de-noordzee>.
- PBL (2019) Achtergronddocument effecten Ontwerp Klimaatakkoord gebouwde omgeving.
- PBL (2020) Conceptadvies SDE++ 2021 CO2-AFVANG EN -OPSLAG (CCS) dd 5 mei 2020.
- PBL (2020c) Conceptadvies SDE++ 2021 Waterstofproductie via elektrolyse. Zie: https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-conceptadvies-sde-plus-plus-waterstofproductie-via-elektrolyse_4115.pdf
- PBL (2020d) Kosten van klimaatneutrale elektriciteit in 2030; notitie tbv de Startanalyse 2020.
- Ros en Daniels (2017) VERKENNING VAN KLIMAATDOELEN; Van lange termijn beelden naar korte termijn actie. PBL Policy Brief 9 oktober 2017.
- SER (2020) Biomassa in balans; een duurzaamheidskader voor hoogwaardige inzet van biograndstoffen. Zie: <https://www.ser.nl/-/media/ser/downloads/adviezen/2020/biomassa-in-balans.pdf>
- TNO (2020) Waterstof als optie voor een klimaatneutrale warmtevoorziening in de bestaande bouw. TNO 2020 M10028: <https://www.tno.nl/nl/over-tno/nieuws/2020/3/waterstof-als-alternatief-voor-aardgas/>

TNO (2020b) The Dutch hydrogen balance, and the current and future representation of hydrogen in the energy statistics; TNO-report 2020 P10915.

Van Wijk, A (2019) Why hydrogen? Presentatie voor PBL dd 15 november 2019.

Van Zuijlen et al (2019) Cost-optimal reliable power generation in a deep decarbonisation future. Article in Applied Energy · August 2019. DOI: [10,1016/j.apenergy, 2019, 113587](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113587)