

Waterstof voor gebouwverwarming

Naar 500.000 woningen op waterstof in 2030

2^e editie



Chris Hellinga
Ad van Wijk

Waterstof voor gebouwverwarming

Naar 500.000 woningen op waterstof in 2030

Delft, 26 juli 2021

ISBN/EAN: 978-94-6366-425-7

Contact

Opmerkingen en commentaar kunnen gedeeld worden met de auteurs: c.hellinga@tudelft.nl en/of a.j.m.vanwijk@tudelft.nl; Zie ook: <http://profadvanwijk.com/books>

Auteurs



Chris Hellinga (1956) is na een 15-jarige aanstelling als universitair docent bij de TU Delft in de bioprocestechnologie en de waterzuivering, enige jaren zelfstandig ondernemer geweest, en sinds 2006 opnieuw aan de TU Delft verbonden ter ondersteuning van de aandacht van de universiteit voor duurzame energievoorziening. Hij is wetenschappelijk adviseur van het Delft Energy Initiative, dat de faculteiten en studenten verbindt voor nieuwe onderzoeks- en onderwijskansen rond de energietransitie. Eerder heeft hij het Nederlands Onderzoekplatform Duurzame Energievoorziening mee vormgegeven, en later het TU Delft Green Office opgericht en voorgezeten, in welke rol hij onder meer de introductie van een diepe aardwarmtebron voor de TU Delft campus heeft voorbereid. Hij richt zich momenteel inhoudelijk vooral op de rol van waterstof bij de energietransitie, waarvoor enkele publicaties op zijn naam staan. Ook vertegenwoordigt hij de TU Delft in de regiegroep van H2GO, het programma om het eiland Goeree-Overflakkee te transformeren naar een waterstofeconomie.



Ad van Wijk (1956) is duurzame energieondernemer en deeltijdhoogleraar 'Future Energy Systems' aan de TU Delft, met bijzondere aandacht voor waterstof energiesystemen en waterstofauto's. Onderzoek vindt onder meer onder praktijkomstandigheden plaats op de door van Wijk ontwikkelde 'Green Village' op de TU Delft campus. Ook is hij gasthoogleraar bij het KWR water onderzoeksinstituut waar hij verantwoordelijk is voor het onderzoeksprogramma Energie en Water, en waar hij in 2018 tot Honorary Fellow is benoemd. Daarnaast is hij speciaal adviseur van Hydrogen Europe, dat in samenwerking met de Europese commissie een Europese waterstofstrategie ontwikkelt. Hydrogen Europe vertegenwoordigt de Europese industrie, nationale organisaties en onderzoekscentra. Verder is hij de waterstofambassadeur van de 'New Energy Coalition' die zich inspant voor de ontwikkeling van de groene waterstofeconomie in Noord Nederland en is hij lid van diverse adviesraden en raden van commissarissen. Als oprichter van het adviesbureau Ecofys, dat later is uitgegroeid tot Econcern, dat onder meer het prinses Amalia windmolenpark op de Noordzee heeft ontwikkeld, werd hij in 2007 uitgeroepen tot Nederlands ondernemer van het jaar en in 2008 tot topman van het jaar.

Dankwoord

Richard van As-Jacobsson (HVW Advisory) heeft vanuit zijn betrokkenheid bij het H2GO programma een belangrijke en stimulerende rol gehad voor de totstandkoming van deze publicatie. Albert van der Molen (Stedin), Leo Brouwer (RVO) zijn we erkentelijk voor hun kritische blik en suggesties. Speciale dank zijn we Willem Hazenberg (Hydrogreenn, Stork) verschuldigd, die met scherp en gedetailleerd commentaar heeft bijgedragen aan essentiële aanpassingen. De toonzetting en conclusies blijven uiteraard voor de verantwoordelijkheid van de auteurs.

Inhoud

Voorwoord.....	4
1. Samenvatting.....	5
2. Inleiding	8
3. Lopend beleid (tot 2030)	10
4. 2030-2050: aanvullende uitdagingen.....	13
5. Energieopslag	15
6. H ₂ HR CV gasketels en hybride verwarming	18
7. Veiligheid	20
8. Brandstofcellen.....	23
9. Grijs, blauwe, groene en gele waterstof	24
10. Eerste studies: duurzaam gas is de goedkoopste oplossing voor 2/3-3/4 van de gebouwen	27
11. De systeemfunctie van waterstof.....	32
12. De potentie van isolatiemaatregelen	35
13. Hybride warmtepompen: een belangrijk concept	40
14. Isolatie en waterstof.....	43
15. CO ₂ emissies van verschillende verduurzamingsopties.....	45
16. De komst van de nationale waterstofbackbone	47
17. De waterstofbackbone en kansen voor gebouwen.....	50
18. Een transitiepad.....	52
19. Conclusies	56
Literatuur.....	57
BIJLAGE A. Berekeningen aan isolatiemaatregelen.....	59
Eindnoten	64

Voorwoord

De transitie naar een samenleving zonder fossiele brandstoffen heeft een omvang en een complexiteit die nauwelijks te bevatten is. De lopende discussie op Europees niveau om 55% CO₂ emissiereductie in 2030 te halen maken dit pijnlijk duidelijk, nu voornemens in concrete acties vertaald moeten worden. Maar we zullen het voor elkaar moeten krijgen als we de klimaatverandering enigszins binnen de perken willen houden.

Wij als burgers ervaren die transitie misschien nog wel het meest aan den lijve als onze woningen en gebouwen CO₂ neutraal gemaakt gaan worden. De vertrouwde HR CV ketel op aardgas zal vervangen moeten worden door iets anders, en we zullen meer moeten isoleren. Het is belangrijk dat we het met elkaar eens gaan worden over stappen die goed te maken zijn.

Tot dusverre ligt de aandacht van beleidsmakers vooral bij de elektrificatie van de verwarming met warmtepompen en bij warmtenetwerken. De aandacht voor duurzaam gas -in de vorm van waterstof- is nog bescheiden. Het klimaatakkoord ziet daar nog geen serieuze rol voor weggelegd tot 2030. Immers - de groene waterstofproductie staat nog in de kinderschoenen, en vanuit meerdere sectoren (industrie, vervoer, elektriciteitsbuffering) zal aan waterstof getrokken gaan worden als de productie opkomt, terwijl er voor de bebouwing meerdere alternatieven zijn.

Deze publicatie is een pleidooi om voorbij dat beeld te stappen en het “waterstofdenken” een prominente rol te geven in de strategiebepaling voor de gebouwde omgeving. Het beleid concentreert zich op concrete stappen die we tot 2030 kunnen gaan zetten, maar heeft nog onvoldoende aandacht voor de vragen die na 2030 op ons af gaan komen – zoals het duurzaam voorzien in de piekvraag naar warmte in de winter. 2/3 van de CO₂ emissiereductie van gebouwen zal dan nog gerealiseerd moeten worden. Waterstof zou hier wel eens een sleutelrol in kunnen gaan krijgen, wat ook z'n schaduw vooruitwerpt op maatregelen die we de komende tien jaar gaan nemen.

De belangstelling voor waterstof neemt wereldwijd nu snel toe en na de totstandkoming van het klimaatakkoord heeft de Gasunie aangekondigd in 2026 een waterstofbackbone gereed te willen hebben die de grote industriegebieden in Nederland met elkaar verbindt. Bestaande aardgastransportleidingen worden daarvoor omgebouwd naar waterstof. Dit geeft dus een kans om belendende woonwijken voor 2030 op waterstof aan te sluiten. Ook zijn er inmiddels plannen voor een behoorlijke groene waterstofproductie in 2030. Met een bescheiden beslag op de backbonecapaciteit en de opkomende productie zouden een half miljoen woningen van waterstof kunnen worden voorzien. Met gangbare inschattingen van de groene waterstofprijs in 2030, zou dit tenminste kostenneutraal zijn in vergelijking met de alternatieve verduurzamingsroutes. Dat de waterstofprijs daarna nog serieus kan gaan dalen is eigenlijk nauwelijks een punt van discussie.

Uitwerking van een plan van aanpak, zoals dat nu ook in Noord-Engeland gebeurt op een tienmaal grotere schaal, draagt bij om een goed onderbouwde balans te vinden tussen de verschillende verduurzamingsmogelijkheden en de planvorming te versterken voor de transitie tot 2050.

Deze uitgave bouwt voort op een eerdere digitale versie die verspreid is onder Nederlandse sleutelspelers voor gebouwverduurzaming. Naar aanleiding van vragen en opmerkingen zijn er enkele wijzigingen aangebracht en passages toegevoegd, waaronder de hoofdstukken 16 en 17.

1. Samenvatting

- Uit meerdere studies komt naar voren dat waterstof in veel gevallen een goed alternatief is voor gebouwverwarming. Als gerekend wordt met de integrale ketenkosten (alle kosten die in het land en achter de voordeur gemaakt moeten worden), is groene/blauwe waterstof op een prijsniveau dat in 2030 al haalbaar kan zijn (3,6 €/kg), vermoedelijk de meest kosteneffectieve oplossing voor 2/3 - 3/4 van de Nederlandse gebouwen. En het is niet onwaarschijnlijk dat de groene waterstofprijs in de decennia daarna nog halveert. De snelheid waarmee grootschalige waterstoftransportinfrastructuur en -productiecapaciteit ontwikkeld kan worden is limiterend voor de snelheid waarmee waterstofverwarming kan worden ingevoerd.
- Technisch gesproken is verwarming met waterstof geen probleem. HR CV ketels op waterstof zijn inmiddels met succes in praktijksituaties getest, en hoeven bij massaproductie niet veel meer te gaan kosten dan bestaande HR CV ketels. Zulke CV ketels kunnen ook in combinatie met een kleine warmtepomp worden ingezet in energiezuiniger hybride systemen. In recent onderzoek zijn geen aanwijzingen gevonden dat waterstof minder veilig is dan aardgas in gebouwen.
- Wel vraagt aanpassing van de wet-/regelgeving, normstelling en de ontwikkeling van goede installatieprocedures nog de nodige aandacht. Bij waterstofverbranding kan geen koolmonoxide gevormd worden, wat een veiligheidsvoordeel geeft. Tot in de jaren zestig van de vorige eeuw hadden we in Nederland stadsgas met 50% waterstof. Miljoenen inwoners van Hong Kong zijn nog steeds aangesloten op zulk stadsgas.
- Bestaand beleid, met inbegrip van het Klimaatakkoord, richt zich op maatregelen tot 2030, waarmee de CO₂ uitstoot voor gebouwverwarming met 1/3 moet worden teruggebracht. 2/3 van die reductie moet gaan komen uit besparing op de warmtevrage (isolatiemaatregelen), 1/3 uit de installatie van warmtepompen en nieuwe aansluitingen op warmtenetwerken, die ingevoerd worden met duurzamere warmte. Ongeveer 25% van de Nederlandse gebouwen zal dan met een duurza(a)m(er) verwarmingssysteem zijn uitgerust. De verduurzamings-opgave betekent dat tussen 2020 en 2050 1500 woningequivalenten per dag moeten worden aangepakt.
- Waterstof speelt in deze plannen nog geen rol, en een strategische doorkijk naar de periode 2030-2050, waarin nog 2/3 van de CO₂ emissiereductie gerealiseerd moet worden, ontbreekt vooralsnog.
- Voor groen gas uit biomassa zien we op de langere termijn geen belangrijke rol voor gebouwverwarming. Zolang we nog aardgas transporteren kan groen gas (dat vermoedelijk een met waterstof vergelijkbare energieprijs heeft in 2030) worden bijgemengd in het gasnet. Maar als CO₂ schaars is geworden in een duurzame samenleving, zullen de industrie en de glastuinbouwsector hierom vragen. Het omzetten van biomassa naar waterstof en CO₂, die gescheiden getransporteerd worden naar verschillende afnemers, is een veel logischer route, die ook meer financiële waarde toekent aan biomassa.
- Na 2030 komen nieuwe, lastige uitdagingen op. Gebouwverwarming is in belangrijke mate verantwoordelijk voor de grote nationale energievraag in de winter. Duurzame energie zal hiervoor in grote hoeveelheden moeten worden opgeslagen en getransporteerd. Er zijn technische installaties nodig om daar weer bruikbare energie (elektriciteit of warmte) van te maken, ook als de zon niet schijnt en het niet waait. Waterstof is bij uitstek geschikt om hiervoor de rol van aardgas over te nemen. Ondergrondse opslag (in zoutkoepels of lege gasvelden) is goed en kosteneffectief mogelijk, en het bestaande gastransportnet kan betrekkelijk eenvoudig naar waterstof worden omgebouwd. Ons gasnet heeft tien- tot twintigmaal de transportcapaciteit van ons elektriciteitsnet.

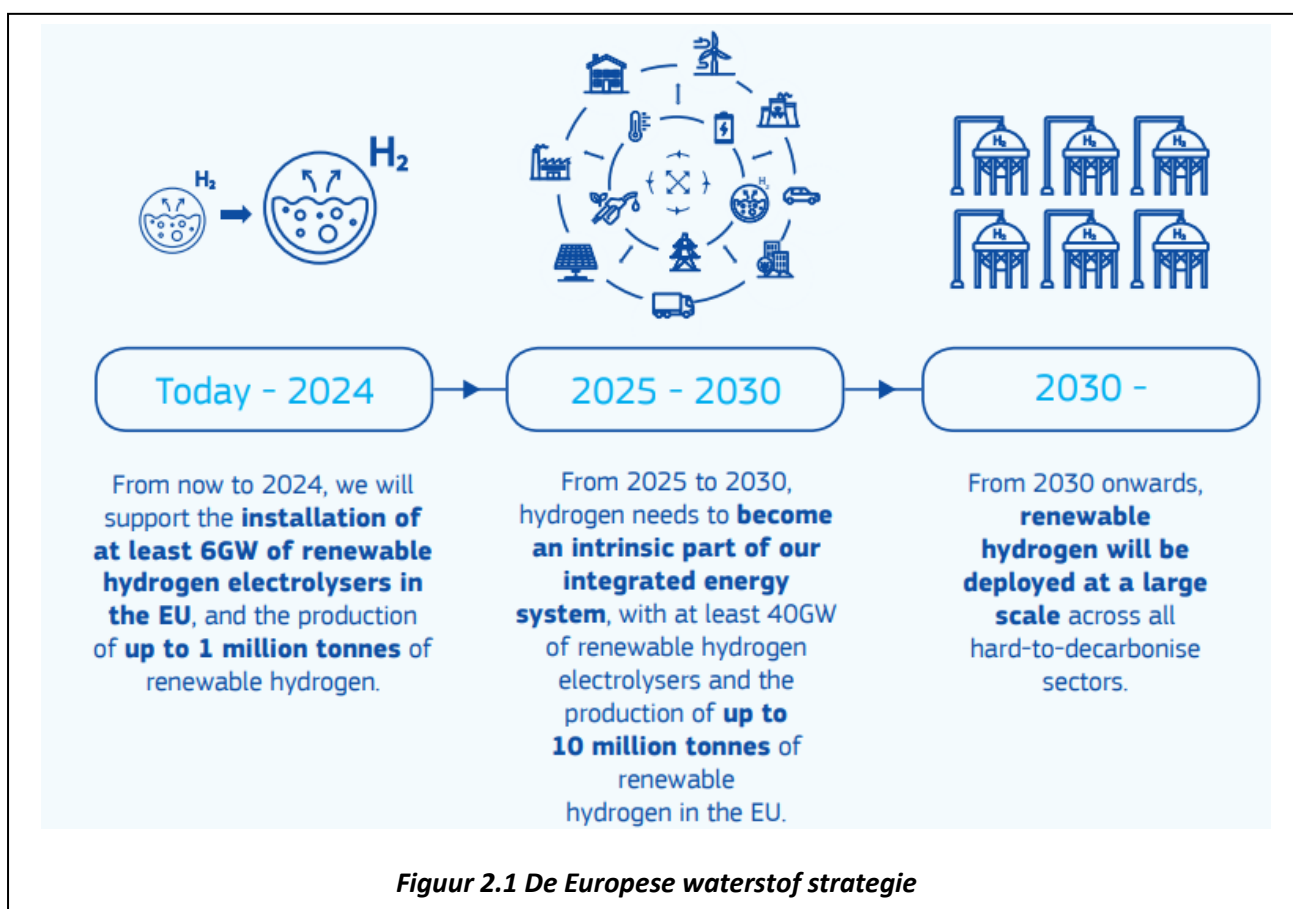
- De haalbaarheid van het reduceren van de warmtevraag met 25% voor 2030 is twijfelachtig. Er zullen daarvoor tenminste 5,2 miljoen woningequivalenten met energielabel C en hoger tot energielabel B moeten worden geïsoleerd (ruim 2000 woningequivalenten per dag), als de theoretische voorspellingen van de energiebesparing kloppen. Maar er zijn serieuze aanwijzingen dat de werkelijke besparing slechts de helft daarvan bedraagt. Ook is isolatie een kostbare maatregel. We schatten de nationale kosten op 350-980 €/ton CO₂ besparing, afhankelijk van de feitelijk gerealiseerde energiebesparing. Dat is een hoog bedrag in vergelijking met de kosten van de industriële CO₂ besparing. Hoewel isolatie nodig is om tot 2030 significante stappen te maken, roept dit de vraag op hoever je met isolatie moet gaan en of je niet sterker moet inzetten op versnelde introductie van duurzame verwarming.
- Hybride warmtepomp-CV ketelcombinaties geven een bescheiden meerprijs, omdat ze ongeveer 40% op de energievraag van een HR CV ketel besparen. De gasvraag daalt met circa 50% en de warmtepomp vraagt 10% van de oorspronkelijke hoeveelheid energie. Ze stellen minder strenge eisen aan het isolatieniveau van een gebouw dan de (duurdere) all electric warmtepompen, en hebben geen vloerverwarming nodig. Ook is de belasting van de elektriciteitsnetwerken kleiner dan bij de all electric warmtepomp, omdat de gasketel op de piekmomenten bijspringt. De overheidskosten (belastingderving door een lager energiegebruik en compensatie voor gelijkblijvende woonlasten) worden geraamd op € 250/jaar, wat neerkomt op CO₂ reductiekosten van circa 200 €/ton CO₂. Significant lager dus dan de gemiddelde kosten van isolatiemaatregelen voor woningen met energielabel C en hoger tot energielabel B. Benodigde, kleine, warmtepompen kunnen bij bestaande CV ketels geplaatst worden, of uiteraard samen met een CV ketel worden geïnstalleerd op natuurlijke vervangingsmomenten. Jaarlijks worden 450.000 CV ketels verkocht – waarmee deze maatregel een grote potentie heeft tot 2030.
- Hybride systemen hebben een brandbaar gas nodig voor de CV ketel. Waterstof kan ervoor zorgen dat hybride systemen op termijn niet vervangen hoeven te worden door alleen een all electric warmtepomp, en dat ze dus ook op de lange termijn een aantrekkelijk alternatief blijven. Het is sterk aan te raden om voor CV ketels (al of niet in hybride systemen) te gaan eisen dat ze geschikt zijn voor de omschakeling naar waterstof, waar ook in het Verenigd Koninkrijk voor gepleit wordt. Met voldoende marktvolume moet de meerprijs gering kunnen worden.
- Naast kosteneffectiviteit, zijn hybride systemen ook aantrekkelijk om gebouwen flexibeler te maken voor hun elektriciteitsvraag bij een wisselend duurzaam aanbod, omdat er speelruimte is in de verhouding tussen de gas/waterstof- en elektriciteitsvraag. Dit wordt van belang voor de kostenbeheersing en flexibiliteit van de elektriciteitsvoorziening, zowel ten aanzien van de infrastructuur als van levering van elektriciteit op piekmomenten.
- Als brandstofcellen, die waterstof in elektriciteit en warmte omzetten, op grote schaal beschikbaar gaan komen is de verwachting dat die voor enkele honderden euro's in een woning geplaatst kunnen worden. Dit betekent dat gebouwen bij hoge elektriciteitsprijzen (de nationale vraag is groter dan het actuele aanbod) zelf elektriciteit uit waterstof kunnen gaan produceren, en de vrijkomende warmte nuttig gebruiken. Gastransport naar de steden volstaat dan om die steden ook van elektriciteit te voorzien. 7 miljoen brandstofcellen van 3 kW kunnen evenveel elektriciteit leveren als alle bestaande elektriciteitscentrales bij elkaar. Hier ligt een belangrijke potentie voor elektriciteitsproductie op windstille dagen in de winter, met minimale consequenties voor het elektriciteitsnetwerk.
- Deze systeemvoordelen van waterstof komen bij de al gunstige vooruitzichten van kosteneffectiviteit voor verwarming en zullen bij toekomstige analyses meegenomen moeten worden.

- Bij vertrouwen in een beeld dat de aansluiting van een belangrijk deel van de gebouwde omgeving na 2030 op waterstof (mogelijk 6-8,5 miljoen woningequivalenten) een rationeel pad is, is het verstandig al tot 2030 een concrete aanpak te ontwikkelen.
- De overheid kan hiermee een waterstof afnamegarantie creëren, die investeringszekerheid biedt voor waterstofproducenten en voor de producenten van waterstof CV ketels, hybride systemen en (op termijn) stationaire brandstofcellen in woningen.
- Bestaande pilot- en demonstratiewijken voor waterstofverwarming met CV ketels en hybride systemen, als in Stad aan 't Haringvliet en Hoogeveen, dienen met kracht gestimuleerd te worden. Met zulke pilots moet halverwege de jaren twintig voldoende vertrouwen en ervaring zijn opgedaan voor een transitiepad naar waterstoftoepassing voor ruimteverwarming. Parallel is aandacht nodig voor aanpassing van de wet-, regelgeving en normstelling, de rolverdeling van partijen, voor de opleiding van technici, enzovoort.
- De vermoedelijke, gefaseerde oplevering van de Gasunie waterstofbackbone tussen 2025 en 2030 geeft kansen om nabijgelegen buurten op waterstof aan te sluiten. Een eerste inschatting laat zien dat 500.000 woningequivalenten dan een redelijk doel zou zijn. De waterstofpiekvraag in de winter vraagt dan 3% (jaargemiddeld) tot 10% (in de winter) van de maximale backbone leidingcapaciteit en de benodigde waterstofproductie ligt binnen de marges van nu voorliggende plannen. Een planbare waterstofafname door gebouwen reduceert het "vollooprisico" van de backbone en is er overlap met de financieringsbehoefte voor de gebouwde omgeving. Een door PWC geraamde overheidsbijdrage om de waterstofafname vanuit de backbone veilig te stellen (het verschil tussen de waterstof- en de aardgasprijs) zou deels ten goede komen aan de gebouwde omgeving. Omgekeerd kunnen benodigde kosten voor gebouwverduurzaming (die toch gemaakt moeten worden) bijdragen aan de financiële dekking van de aanleg en het gebruik van de backbone.
- Bij de oplevering van eerste deeltrajecten van de waterstofbackbone rond 2025, kunnen belendende woonwijken voor aanvullende demonstratiedoelinden wellicht al met hybride waterstofsysteem worden uitgerust.
- De gemeenten zouden samen met de netbeheerders een plan kunnen ontwikkelen om tussen 2025 en 2030 elk jaar gemiddeld zo'n 125.000 woningequivalenten om te schakelen van aardgas naar waterstof, in het kader van de collectieve aanpak warmtewet.

2. Inleiding

Windturbines en zonnepanelen dekken een beperkt deel van onze energievraag af.

De belangstelling voor waterstof als belangrijke energiedrager voor een duurzame energievoorziening is in de afgelopen jaren sterk gegroeid. De aanleg van windturbines en zonnepanelen is inmiddels goed van de grond gekomen, maar in een duurzame samenleving kunnen we onze integrale energievraag niet alleen afdekken met elektriciteit, die momenteel 'slechts' in 20% van de finale energievraag¹ in Europa voorziet. Het aandeel van elektriciteit zal toenemen, misschien zelfs verdubbelen, maar er blijft een grote energiebehoefte bestaan voor toepassingen waar elektriciteit minder of niet geschikt voor is. Denk aan het zware, lange afstandstransport over de weg, door de lucht en over water, hoge temperatuurverwarming in de industrie, en grootschalige energieopslag. Maar ook gaat een aanzienlijk deel van olie, gas en steenkool als grondstof naar de industrie, waar alternatieven voor zullen moeten komen.



Waterstof: een belangrijke aanvulling op elektriciteit

Waterstof, dat overal ter wereld uit duurzame elektriciteit en water geproduceerd kan worden, is een grote belofte om dit gat in belangrijke mate af te gaan dekken. Dat idee is al decennia oud, maar nu de prijzen van duurzame elektriciteit sterk gedaald zijn, wordt dat ook betaalbaar. De Europese Commissie zet daarom sterk in op de ontwikkeling van een waterstofeconomie in Europa (EC, 2020)², en ook het Nederlandse kabinet benadrukt met een waterstofvisie haar belangstelling voor deze energiedrager, die juist voor Nederland veel kansen biedt (Wiebes, 2020). Nederland is een belangrijke energie-HUB in Noord West Europa door haar rol in de Europese aardgasvoorziening en de doorvoerfunctie van met name de Rotterdamse haven³, die 3 maal zo groot is als de Nederlandse totale energievraag. De industriële waterstofvraag in Nederland is momenteel met circa 1,2 miljoen ton/jaar (Gasunie, 2020) na Duitsland de grootste van Europa. De opkomst van een

groene waterstofeconomie zal dus veel gaan betekenen voor het verduurzamen van onze havens, onze industrie en de vervoersector.

Waterstof voor gebouwverwarming

Het is tegen de achtergrond van de verwachte opkomst van een grootschalige waterstofinfrastructuur, met bijbehorende productievolumina in Nederland, Europa en daarbuiten – Noord-Afrika en het Midden-Oosten zijn voor Europa interessant vanwege hun grote zoninstraling - dat gebouwverwarming met waterstof ook als een serieus alternatief moet worden gezien.

In beleidsstukken als het Klimaatakkoord, wordt deze optie evenwel naar achteren geschoven – voorbij 2030. Er is nog nauwelijks groene waterstofproductie en de infrastructuur ontbreekt nog. Bovendien is de gangbare opvatting dat de prioriteit dient te liggen bij toepassingen waar geen alternatieven voor zijn (industrie, een deel van de vervoerssector en energieopslag voor de elektriciteitsvoorziening) – bij gebouwverwarming zijn die er wel.

Bestaand beleid dient aangevuld te worden met waterstof

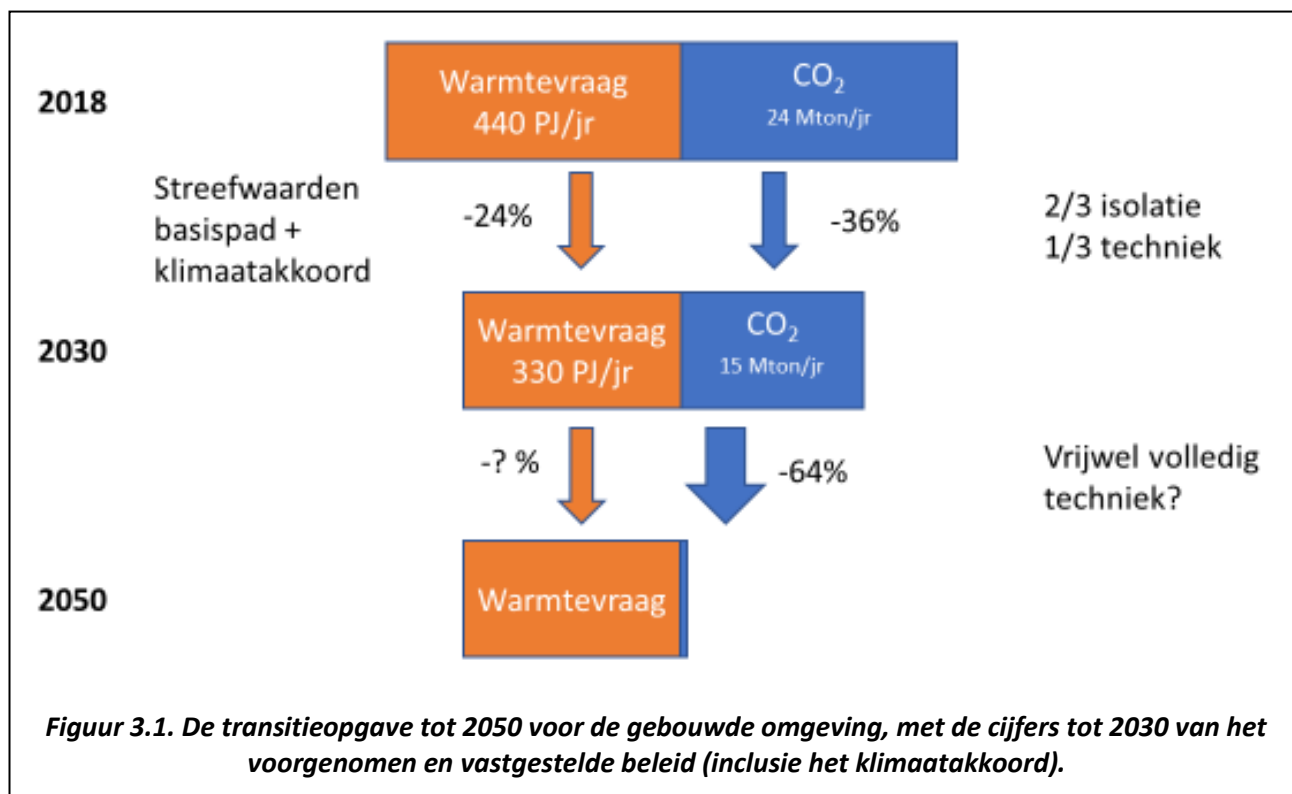
De ontwikkelingen gaan evenwel snel, en wij zullen in hoofdstuk 16 betogen dat de aansluiting van 500.000 woningen op waterstof in 2030 technisch en financieel haalbaar moet worden geacht en een goede toevoeging zou zijn op de inzet van warmtepompen en warmtenetwerken.

Een ‘afzetgarantie’ voor een behoorlijke hoeveelheid waterstof in de gebouwde omgeving, onder aansturing van de overheid, hoeft niet tot competitie met andere waterstoftoepassingen te leiden, en zou juist de introductie van waterstof in andere sectoren kunnen versterken, vanuit de bijbehorende investeringszekerheid.

Dit als een eerste stap naar een veel groter waterstofaanbod voor gebouwen tot 2050. Een visie voor gebouwverwarming in relatie tot een 100% duurzame nationale energievoorziening die tussen 2030 en 2050 gestalte moet krijgen ontbreekt nog, en juist hier kan waterstoftoepassing in de gebouwde omgeving van belangrijke meerwaarde zijn – die nog bij de al gecalculeerde voordelen komt (hoofdstuk 11).

3. Lopend beleid (tot 2030)

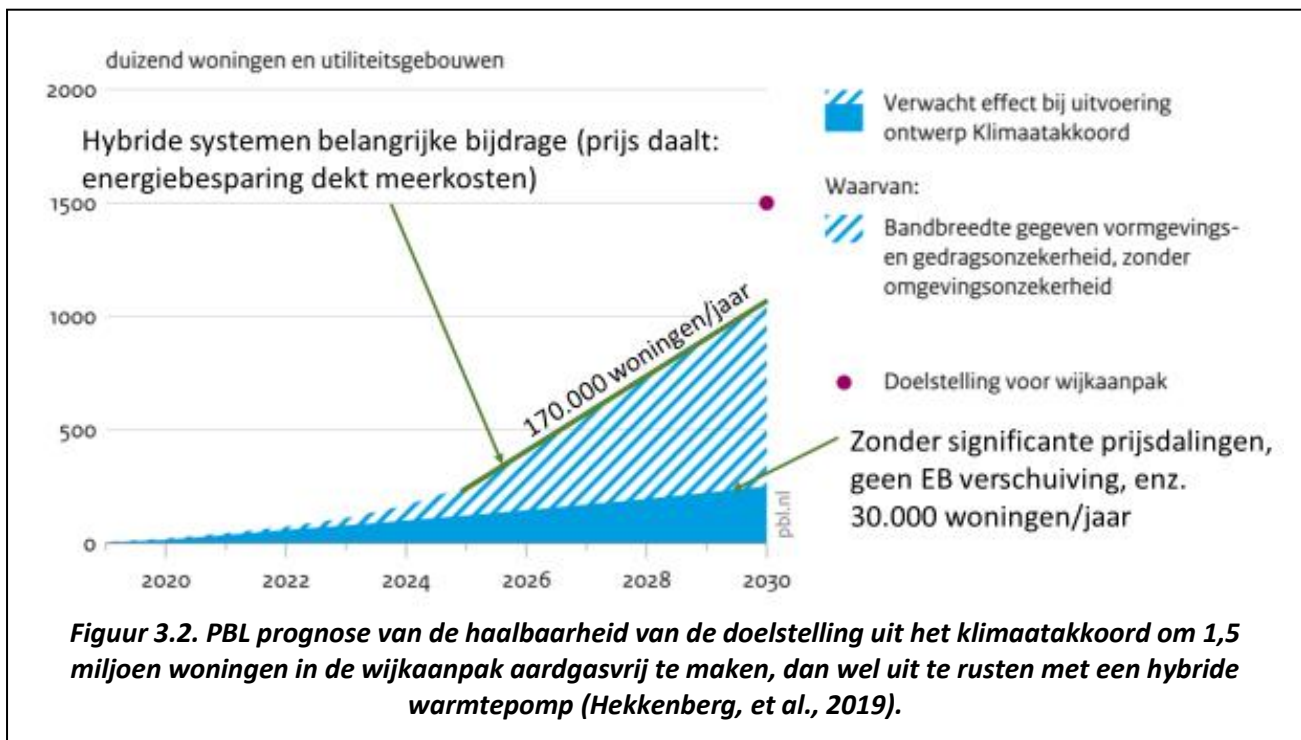
Inzet op energiebesparing, warmtepompen en warmtenetwerken



In de Nationale Energieverkenning (NEV) 2017 wordt het vastgestelde en voorgenomen beleid voor gebouwverduurzaming tot 2030 uitgewerkt: ‘het basispad’, met het accent op energiebesparingsmaatregelen (isolatie). Het Klimaatakkoord bouwt daarop voort met aanvullende maatregelen, vooral gericht op de verwarmingstechniek– (hybride) warmtepompen en warmtenetwerken. Het integrale streefbeeld komt er in hoofdlijnen op neer dat in 2030 de warmtevraag van gebouwen met een kwart is teruggebracht ten opzichte van 2018, en dat de CO₂ emissies door gasverbranding in gebouwen⁴ met een derde is gereduceerd. Er is nog geen strategie voor de jaren na 2030 om tot volledige uitbanning van aardgas te komen in 2050. Maar er resteert dan dus nog een opgave voor het terugdringen van twee derde van de CO₂-emissies in 2018. Over een periode van 30 jaar moeten 1500 woningequivalenten per dag worden aangepakt.

Kritische PBL analyse

Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) heeft een kritische analyse gemaakt van het ontwerp Klimaatakkoord (Hekkenberg, et al., 2019), waarin ze tot de conclusie komt dat de doelstellingen aan de bovengrens liggen van wat haalbaar moeten worden geacht – ook gegeven de beschikbare subsidieruimte. Het Klimaatakkoord zet bijvoorbeeld in op het (bijna) aardgasvrij maken van 1,5 miljoen woningen in de zogenoemde wijkaanpak, waarmee 2,2 Mton/jaar aan CO₂ bespaard moet worden. (Nieuwbouw is goed voor 0,2 Mton, en de dienstensector voor 1,0 Mton). Het PBL raamt dat 1,1 miljoen woningen als maximum haalbaar moet worden gezien, onder gunstige omstandigheden, als voldoende prijsdaling van technische installaties en isolatiemaatregelen, lange looptijden van leningen, en een zekere overheveling van energiebelasting van elektriciteit naar aardgas. Bij onvoldoende progressie, kan het aantal woningen ook beperkt blijven tot 250.000. Voor de bereikbare CO₂ emissiereductie als gevolg van het Klimaatakkoord houdt het PBL een bandbreedte aan van 0.8-3,7 Mton.



Hybride systemen springen eruit

Voor de discussie over het gebruik van waterstof is van belang dat door het PBL een grote rol wordt voorzien voor hybride warmtepompen (een kleine warmtepomp in combinatie met een CV ketel op aardgas). Zulke systemen zijn goedkoper dan de all electric oplossing (alleen een warmtepomp), en als de prijzen verder dalen zouden ze zonder subsidie in de tweede helft van de jaren twintig grootschalig hun intrede kunnen doen. De nog resterende meerprijs ten opzichte van een CV ketel op aardgas wordt terugverdiend met de energiebesparing – een flink lagere gasrekening, en een iets hogere elektriciteitsrekening. Dit halveert ongeveer de CO₂ uitstoot van een gebouw. Maar – omdat er nog geen plan is voor het verduurzamen van de gasaanvoer, stelt het PBL dat het verstandig is de woningen meteen ook ‘spijtvrij’ te isoleren. Na 15 jaar kan dan alsnog een warmtepomp (of een aansluiting op een netwerk) geïnstalleerd worden, om het gebouw volledig CO₂ neutraal te maken, zonder dat opnieuw isolatiemaatregelen getroffen hoeven te worden. Met het perspectief van een grootschalig waterstofaanbod zou dat niet nodig zijn, en blijven hybride systemen ook op de lange termijn een aantrekkelijke optie. In hoofdstuk 13 komen we nader terug op hybride systemen.

Isolatiemaatregelen

In het voorziene beleid moeten isolatiemaatregelen tot 2030 de grootste bijdrage gaan leveren aan de CO₂ emissiereductie van gebouwen.

We hebben evenwel twijfels over de haalbaarheid en de kosteneffectiviteit, waar in hoofdstuk 12 en bijlage A uitgebreider op wordt ingegaan. De nationale kosten zijn hoog, omdat de financiële besparing op een kleinere aardgasvraag zonder belastingen laag is in vergelijking met de benodigde investeringen voor isolatiemaatregelen. En er zijn aanwijzingen uit praktijkwaarnemingen, dat de theoretische voorspellingen van de besparingspotentie mogelijk een factor 2 te optimistisch zijn.

Het belang van isolatie zit vooral in het ontwikkelen van snelheid bij de verduurzaming van onze gebouwenvoorraad. Maar op het moment dat (later) duurzame verwarmingstechnologie in de gebouwen is aangebracht, is de mate van isolatie niet meer relevant voor de CO₂ emissies. Hoever je met

isolatiemaatregelen gaat wordt dan zuiver een kwestie van financiële optimalisatie - de balans tussen isolatiekosten en de besparing op de energierekening.

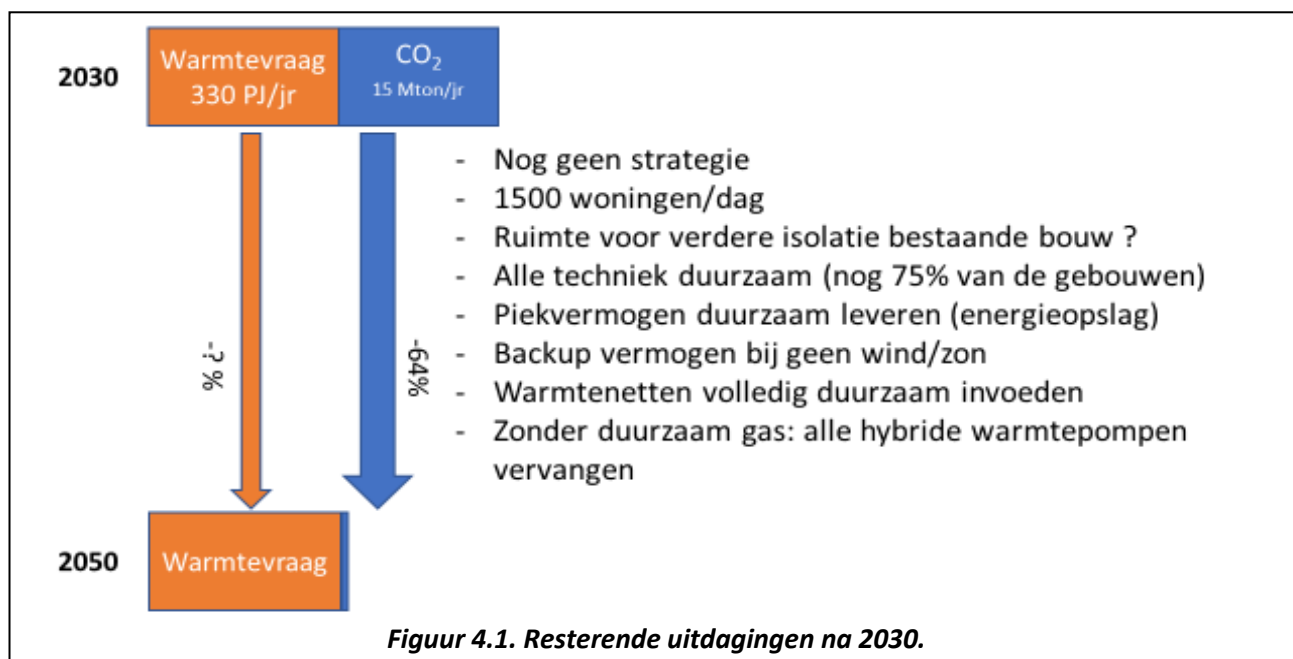
Een rekenvoorbeeld in hoofdstuk 14 laat zien dat de meerkosten bij verwarming met waterstof gemiddeld lager zijn dan wanneer we de woningen met een energielabel C of hoger zouden isoleren tot energielabel B. Op nationale schaal kan het om een verschil gaan van tientallen miljarden euro's over een periode van 25 jaar, onder meer afhankelijk van de mate waarin, en de snelheid waarmee, de groene waterstofprijzen gaan dalen in de komende decennia.

We kunnen nog niet verwarmen met waterstof, dus de keuze bestaat nog niet, maar er ontstaat wel een dilemma. Bij vertrouwen in een doorbraak van waterstof kan aanzienlijk op de nationale transitiekosten bespaard worden door minder sterk op isolatie in te zetten tot 2030. Maar daarmee worden de huidige 2030 doelstellingen zeker onbereikbaar. De compensatie om in totaliteit tot 2050 evenveel en liefst minder CO₂ uit te stoten, moet dan komen uit een transitieversnelling na 2030, wanneer het vooral om de installatie van duurzame verwarmingstechnologie zal gaan. In de jaren '60 van de vorige eeuw slaagden we erin in 5 jaar tijd 80% van de aansluitingen op stadsgas om te bouwen naar aardgas. De transitie naar waterstof is complexer, omdat de waterstofproductie ook geregeld moet worden, maar hier ligt wel degelijk een wenkend perspectief.

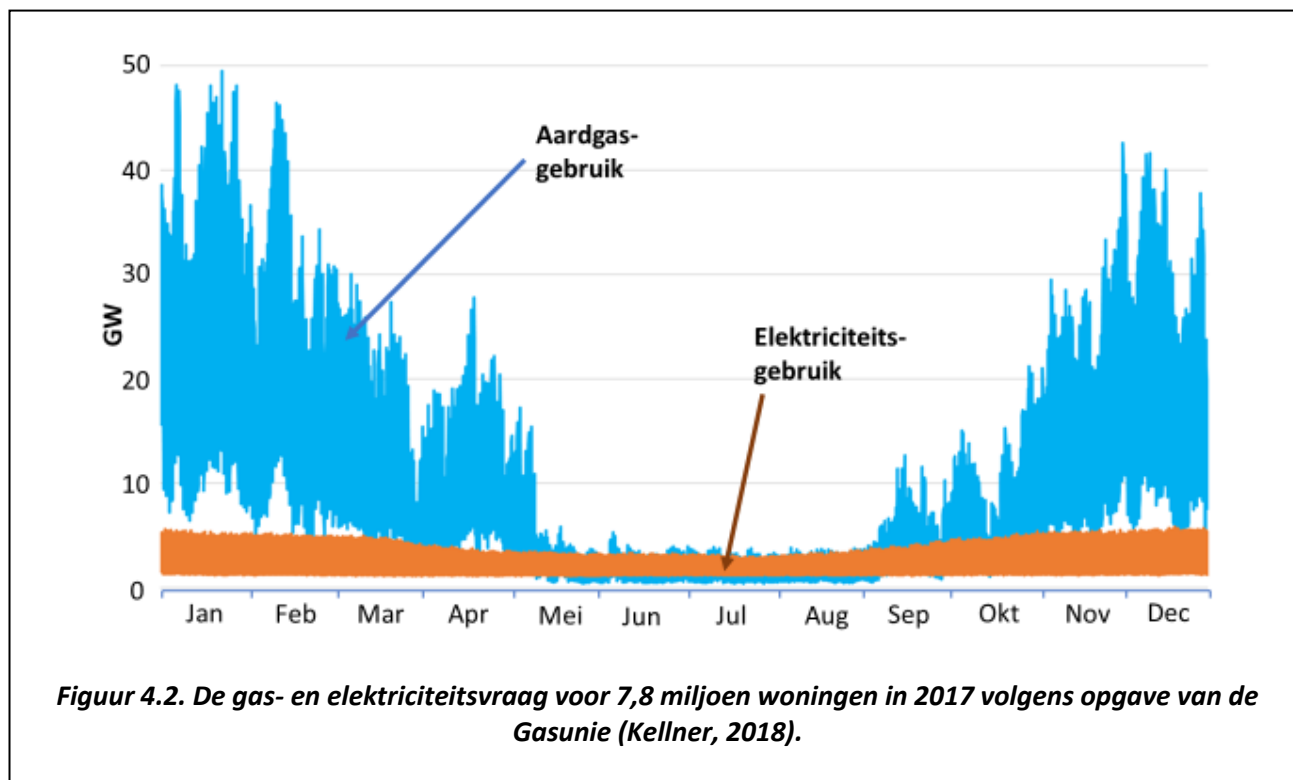
Het is een kwestie van maatschappelijk draagvlak en politieke wil en keuzes op welke route je inzet.

4. 2030-2050: aanvullende uitdagingen

Het integrale energiesysteem



Waar tot 2030 een beleid is aangezet om op wijkniveau met een maatregelenpakket te komen, gaan na 2030 'systeemvragen' spelen, die ook actie vragen op regionaal en landelijk niveau (figuur 4.1). Gebouwen hebben momenteel een winterse piekvraag naar aardgas die tienmaal zo groot is als die in de zomer (figuur 4.2). Aardgas kan hierin voorzien. Er is voldoende voorraad, de gasleidingen hebben voldoende capaciteit, en onze CV ketels kunnen het aan.

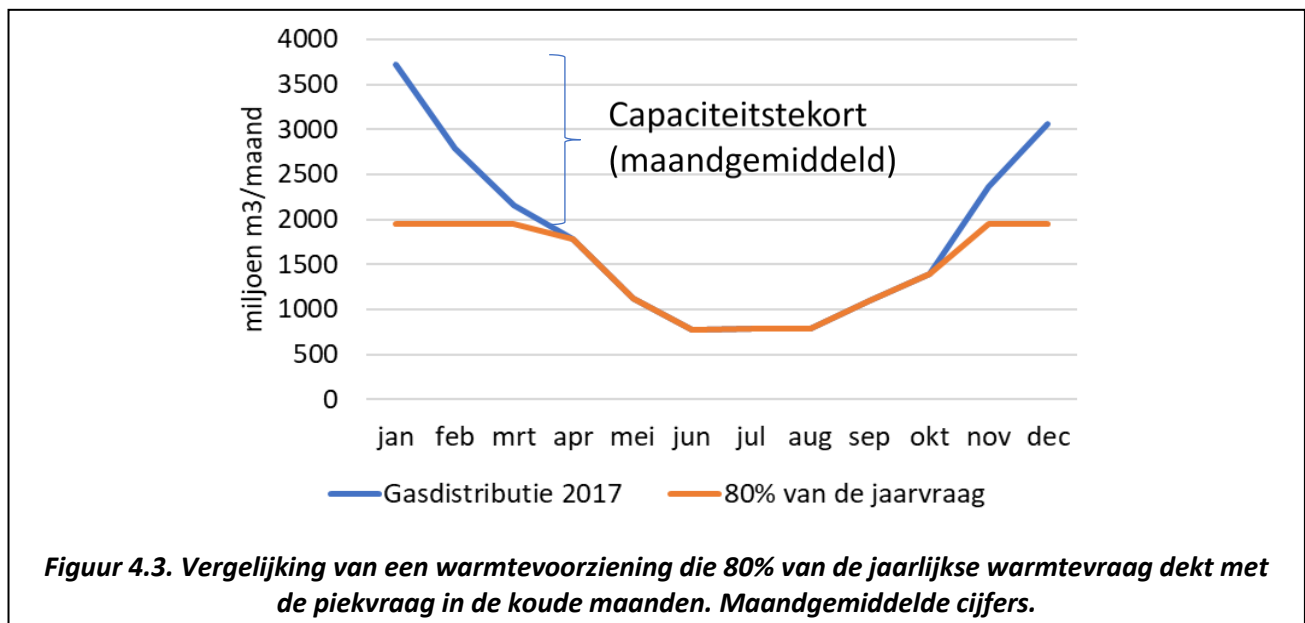


Maar voor duurzame energie moeten de oplossingen nog komen om de grote hoeveelheden energie op te slaan die voor de voorziening in de piekvraag nodig zijn – welke technische maatregelen je ook kiest.

En daarbij komt de apparatuur om uit opgeslagen energie weer bruikbare energie voor de warmtevoorziening te maken. Waterstof is de meest kansrijke kandidaat voor grootschalige energieopslag. Op de koude dagen (vrijwel zonder zonne-energie) moet voldoende elektriciteit beschikbaar zijn -ook als het niet waait-, wat veel conversiecapaciteit vraagt om uit die waterstof weer voldoende elektriciteit te maken. Ook bij warmtenetten speelt deze uitdaging – momenteel wordt nog met aardgasverbranding in de piekvraag voorzien.

Warmtenetten: de piekvraag vraagt verdubbeling van de het verwarmingsvermogen

De warmtevraag van warmtenetten is illustratief voor de uitdagingen die samenhangen met de piekvoorziening. De warmte-invoeding van warmtenetten worden uitgelegd op de 'basislast'⁵. De kosten zouden te hoog worden als ook in de piekvraag moet worden voorzien. Er is in de koude maanden dus extra



verwarmingscapaciteit nodig, waarvoor nu nog gebruik wordt gemaakt van gasketels of warmtekrachtkoppeling (WKK) installaties van elektriciteitscentrales. Er wordt door het PBL gerekend met een bijstook die 20% van de jaarronde vraag afdekt (Elzenga, et al., 2017). In figuur 4.3 is de hoeveelheid gas getekend (blauwe curve) die via het distributienet door het jaar in Nederland wordt afgeleverd. Dit gas wordt in belangrijke mate ingezet voor verwarmingsdoeleinden. Als we jaarrond 80% van die totale hoeveelheid gas leveren (de oranje curve), zien we dat we in januari maar tot de helft van de benodigde verwarmingscapaciteit komen. En dit zijn maandgemiddelde cijfers, de echte pieken op zeer koude dagen zijn groter. Met andere woorden – we moeten erop rekenen dat installaties die duurzaam in de piekvraag voorzien een capaciteit hebben die tenminste even groot is als de capaciteit die we gebruiken om in de basislast te voorzien (restwarmte uit de industrie, geothermische bronnen, enz.), en daar is ook opgeslagen duurzame energie voor nodig. Ondergrondse, hoge temperatuur warmteopslag (rond de 70 °C), wat nog in onderzoek is, zou hier een belangrijke en kosteneffectieve bijdrage aan kunnen gaan leveren, al blijft tenminste bijverwarming nodig om in de verliezen bij opslag en extra transport te kunnen voorzien.

5. Energieopslag

Voor de piekvraag van de gebouwde omgeving in de winter is opgeslagen energie nodig, maar in z'n algemeenheid is energieopslag één van de grote uitdagingen van de energietransitie. Aardgas, steenkool, aardolie, uranium, zijn 'van nature' opgeslagen, en er kunnen eenvoudig voorraden van worden aangelegd in landen met een grote energievraag. Energie zal in de toekomst vooral als elektriciteit worden opgewekt met wind en zon. Deels wordt die elektriciteit direct gebruikt, deels zal die worden gebruikt voor de productie van moleculen als waterstof.

Elektriciteitsopslag

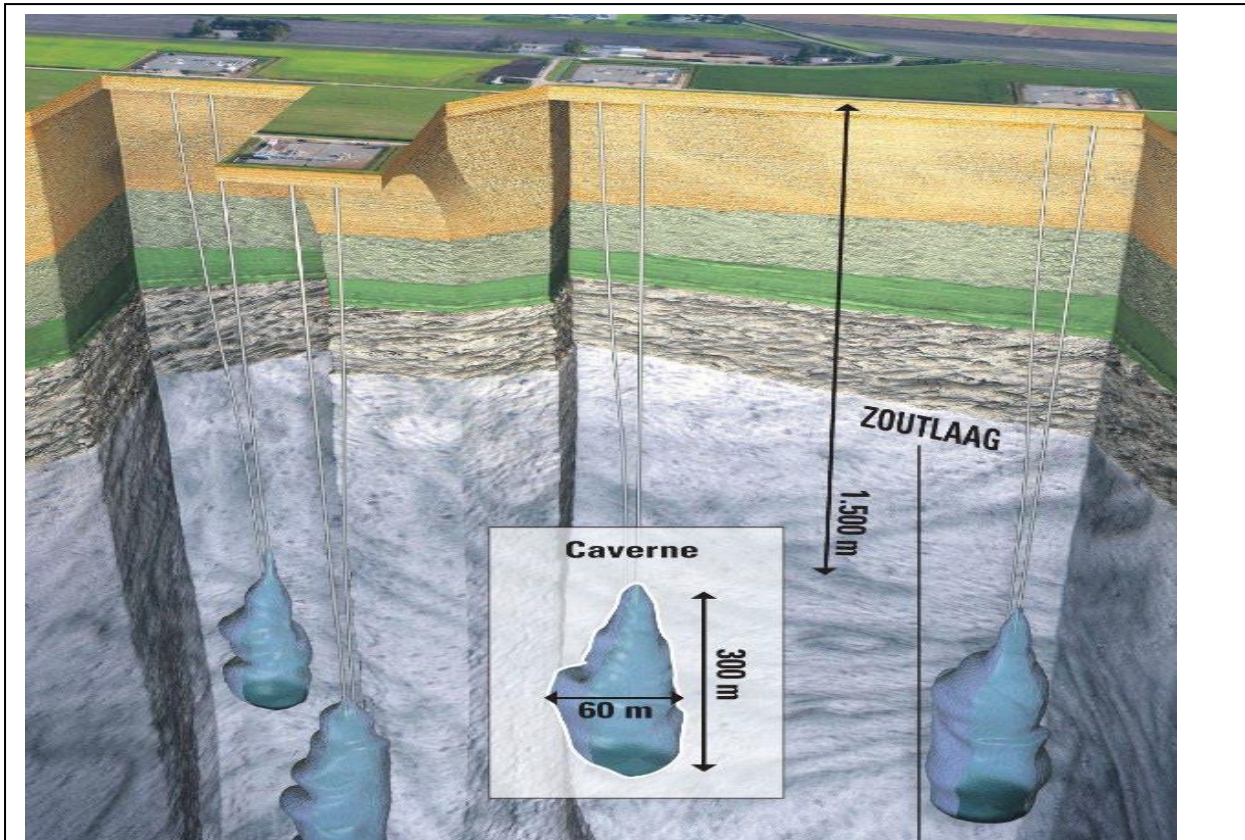
Directe elektriciteitsopslag is aantrekkelijk omdat daar weinig energie bij verloren gaat. We zullen ongetwijfeld batterijen in huizen gaan zien die zonne-energie overhevelen naar de avonden, als de batterijprijzen verder naar beneden zijn gekomen en wanneer de salderingsregeling verdwijnt, die het mogelijk maakt eerder opgewekte elektriciteit later van het net terug te nemen zonder meerkosten. Maar grootschalige seizoensopslag, waarbij een batterij hooguit een paar keer per jaar opgeladen en ontladen wordt, is erg kostbaar. De auto-industrie verwacht dat batterijprijzen in de komende jaren gaan dalen tot 100 €/kWh. Bij een levensduur van 15 jaar, en 2 cycli (2 oplaad- en ontladmomenten) per jaar kost de passage van elektriciteit dan dus ongeveer 3 €/kWh⁶. Het PBL berekent voor de opslag van waterstof in zoutkoepels voor 2 cycli een prijs van 1,17 €/kg waterstof = 0,03 €/kWh (Hoogervorst, 2020). Een factor 100 prijsverschil. Grootschalige energieopslag in de vorm van 'moleculen' -in de praktijk een duurzaam gas- wordt algemeen gezien als de meest waarschijnlijke route naar de toekomst. De combinatie van batterijen en waterstof is aantrekkelijk, waarbij batterijen voorzien in de korte termijn vraag-aanbod balancering (uren, dagen), en waterstofopslag dekking geeft voor lange termijn fluctuaties – maanden, seizoenen. Ter vergelijking: onze Nederlandse aardgasbuffer bevat meer energie dan 1 miljard Tesla's met een grote 100 kWh batterij⁷.

Warmteopslag

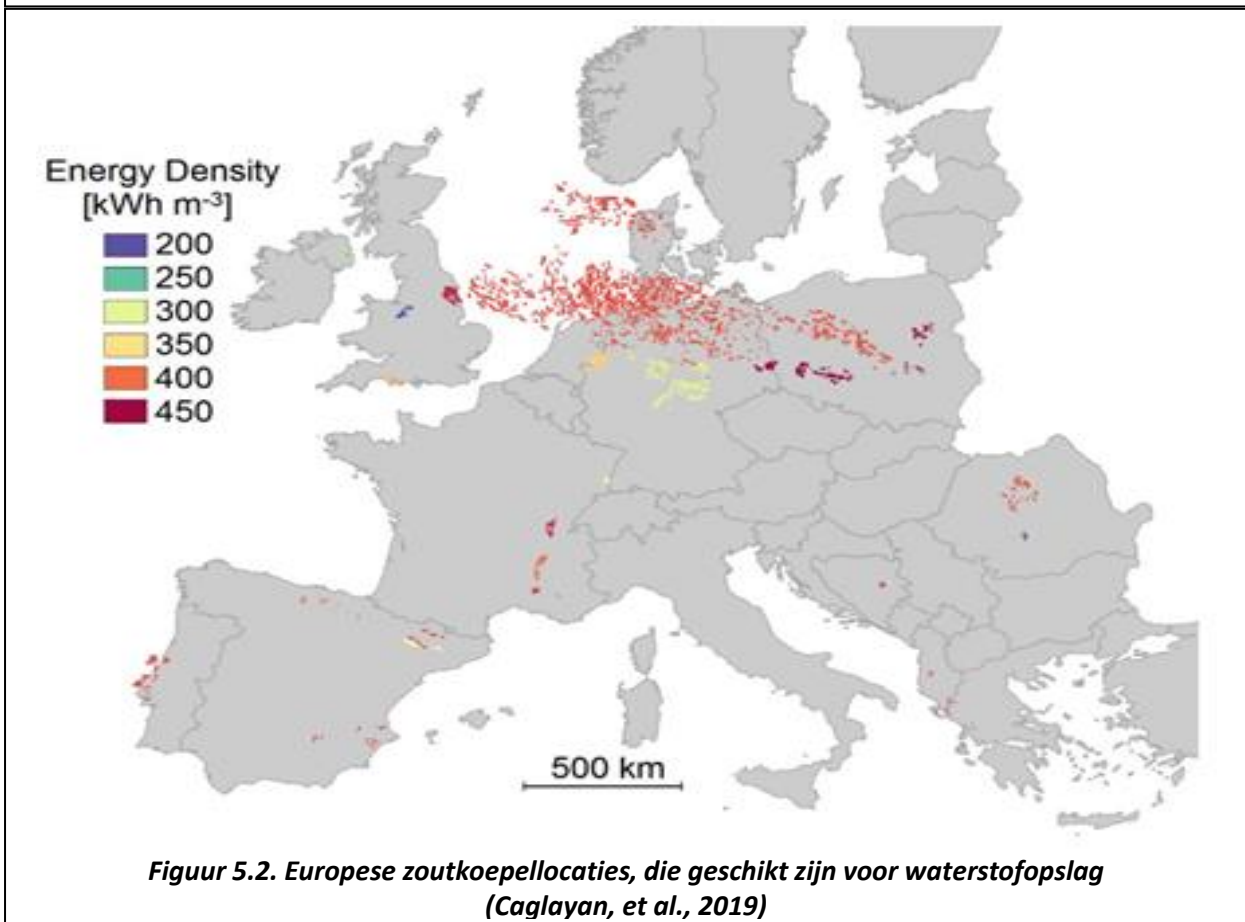
Voor gebouwverwarming kan ondergrondse hoge temperatuur warmteopslag (typisch rond de 70 °C) een rol gaan spelen en het prijsniveau daarvan lijkt in de buurt te liggen van die van waterstofopslag. De opslagkosten worden geraamd op 4,8-6 €/GJ - circa 0,02 €/kWh (Bloemendal, et al., 2020), maar daarbij komen kosten (installaties en energie) voor bijverwarming voor de warmteverliezen in de buffer en tijdens transport van en naar de buffers. De warmtenetwerken in Nederland hadden in 2019 een warmteverlies van 26% (Segers, et al., 2020), maar aangenomen mag worden dat met nieuwe, beter geïsoleerde leidingen en een op termijn lagere aanvoertemperatuur dit verlies kan worden teruggedrongen⁸. Onderzoek naar hoge temperatuur warmteopslag en de beschikbare capaciteit in Nederland is gaande.

Waterstofopslag

Bij de grootschalige inzet van waterstof zal er sprake zijn van een min of meer continue vraag uit de industrie en de vervoerssector. Die moet geleverd kunnen worden ondanks het feit dat waterstof uit zonne-energie (bij waterstofimport per pijpleiding uit woestijngebieden) alleen tijdens zonuren geproduceerd wordt, en windenergie grote fluctuaties kent. Hier is dus grootschalige opslagcapaciteit voor nodig, dichtbij de waterstofproductielocaties of gekoppeld aan een nationaal/pan-Europees waterstofnet. In een Duitse studie (Caglayan, et al., 2019) is een inventarisatie gemaakt van beschikbare zoutlagen onder land en onder zee om daar zoutkoepels (figuur 5.1) in aan te leggen, en komt tot de conclusie dat redelijkerwijs⁹ een opslagcapaciteit gerealiseerd kan worden die 13 maal groter is dan de huidige Europese jaarlijkse vraag naar aardgas – figuur 5.2. Hier ligt dus geen principiële beperking. In het Groningse Zuidwending worden zoutcavernes gebruikt voor de opslag van aardgas. Een eerste caverne zal in het Hystock project door onder meer de Gasunie dochter Energystock voor 2026/2027 omgebouwd worden voor waterstofopslag¹⁰. Nader onderzoek moet uitwijzen in hoeverre lege gasvelden geschikt zijn voor waterstofopslag - maar de Nederlandse potentie is groot. TNO raamt die (onder land en onder zee) op 150 miljard m³ – 1640 PJ (van Gessel, et al., 2018). Dit zou 30% meer zijn dan de huidige jaarlijkse Nederlandse aardgasvraag.



Figuur 5.1 Illustratie van een ondergrondse zoutcaverne nabij Epe (DLD)
 Bron: Gasunie



Figuur 5.2. Europese zoutkoepellocaties, die geschikt zijn voor waterstofopslag
 (Caglayan, et al., 2019)

Doorrekening van opslagkosten

De kosten van (waterstof) opslag zijn opgebouwd uit de aanleg van ondergrondse opslagruimtes -typisch zoutcavernes- met bijbehorende apparatuur voor gascompressie en gasreiniging, en de energiekosten voor compressie. De investeringskosten die doorgerekend worden per kg opgeslagen waterstof zijn sterk afhankelijk van het aantal aangenomen jaarlijkse cycli – het aantal malen dat waterstof in de opslag wordt opgeslagen en er weer uit wordt gehaald. Nu heeft de gebouwde omgeving, anders dan de meeste andere afnemers (industrie, vervoer, elektriciteitsbalancerings), een sterk seizoenpatroon en het PBL rekent daarom met 1-3 cycli per jaar (gemiddeld 1,17 €/kg H₂ bij opslag in zoutkoepels)¹¹. Voor elektriciteitsbalancerings neemt DNV-GL 9 cycli als een typische waarde, en komt dan (met ook enige andere aannames) op ca. 0,35 €/kg H₂ (Gerwen, et al., 2019). Als je aanneemt dat niet per afnemende sector een opslagprijs wordt berekend, maar de gemiddelde opslagkosten naar alle afnemers worden doorberekend, kan dat dus belangrijk verschil maken voor de waterstofkosten bij aflevering aan de voordeur.

6. H₂ HR CV gasketels en hybride verwarming

HR CV ketels op waterstof



Eerste CV ketels die in plaats van aardgas waterstof verbranden zijn inmiddels succesvol in de praktijk getest, onder meer in een flat in Rozenburg. Meerdere fabrikanten komen op de markt met zulke ketels, ook in een vorm die geschikt is voor aardgas en die later naar waterstof kan worden omgebouwd ('H₂-ready')¹². Waterstof HR CV ketels hebben een vergelijkbaar rendement als aardgasgestookte HR CV ketels. Een waterstof ketel vraagt dus evenveel waterstof op energiebasis, als een aardgas CV ketel. CV ketels die waterstof kunnen verbranden zijn nog duurder dan CV ketels voor alleen aardgas. Fabrikanten en netbeheerders pleiten in het Verenigd Koninkrijk bij de regering om met ingang van 2025 alleen nog apparatuur toe te laten die zowel geschikt is voor aardgas, waterstof als groen gas¹³. Zeker wanneer de EU dat ook gaat voorschrijven, ontstaat een grote markt vraag, en het is aannemelijk dat het prijsverschil met een aardgasgestookte CV ketel dan klein wordt, of zelfs verdwijnt (Hoogervorst, 2020).

Energie-efficiëntie

Een veelvoorkomend argument tegen verwarming met waterstof is dat de energie-efficiëntie in de keten laag is in vergelijking met all electric warmtepompen. Als je windelektriciteit direct naar een warmtepomp stuurt heb je beperkte energieverliezen, en de warmtepomp heeft maar 1 kWh elektriciteit nodig voor de productie van 3-4 kWh warmte. Als je uit die elektriciteit eerst waterstof maakt, met ca. 25% energieverlies, en met die waterstof gaat verwarmen in een CV ketel heb je iets van 5 maal zoveel windmolens nodig. Bij hybride verwarming halveert dit verschil bijna, maar ook dan heeft een all electric warmtepomp een efficiëntievoordeel.

Een zorgvuldige redenering is complexer, omdat de (winterse) piekvragen ook om opgeslagen energie vragen, bijvoorbeeld in de vorm van waterstof, met bijbehorende conversiestappen en verliezen. Het efficiëntievoordeel van warmtepompen wordt dan kleiner, maar verdwijnt niet.

Echter, de markt reageert op kosten, niet op energie-efficiëntie. Als je in Nederland meer windturbines (en elektrolyzers) moet neerzetten voor gebouwverwarming dan werkt dat door in de ketenkosten. Maar je moet dat afzetten tegen meerkosten van all electric – de warmtepomp zelf, zwaardere isolatiemaatregelen, de aanpassing van elektriciteitsnetwerken, de opslag van energie die weer in elektriciteit zal moeten worden omgezet (wat in de winter grote vermogens vraagt), enzovoort.

Een ander punt is dat waterstof op veel plaatsen in de wereld goedkoper geproduceerd kan worden dan in Nederland. De zoninstraling in woestijnachtige gebieden is bijvoorbeeld 2-3 maal groter dan in Nederland, en de aanleg van mega zon-PV parken geeft per kW een belangrijk kostenvoordeel in vergelijking met de aanleg van kleine systemen. De kWh prijzen voor zonne-elektriciteit zijn op die plaatsen typisch een factor 5-9 lager dan in Nederland (van Wijk, et al., 2017), en van zon-PV wordt daarmee ook een belangrijke bijdrage verwacht aan de internationale waterstofvraag. In het Midden-Oosten en op andere plaatsen in de wereld wordt inmiddels gewerkt aan een serieuze waterstofproductiecapaciteit. In de vorm van waterstof (of daarvan afgeleide moleculen als ammoniak) kan deze goedkope energie goed gedistribueerd en opgeslagen worden, vergelijkbaar met aardolie, aardgas en LNG.

Hybride systemen

Als een CV ketel gecombineerd wordt met een warmtepomp ontstaat een hybride systeem, waarmee de gas/waterstofvraag ongeveer halveert¹⁴ en de warmtepomp energiezuinig in de 'basislast' voorziet. Dit geeft een lagere energierekening. Aantrekkelijk aan hybride systemen is dat de elektriciteitsvraag bescheiden is – ook op de piekdagen, wanneer de CV ketel immers bijspringt. Dit betekent dat de druk op versterking van de elektriciteitsnetwerken veel kleiner is dan in de all electric optie (alleen een warmtepomp). Ook kan de warmte wanneer dat nodig is op een hoge temperatuur worden aangeboden, zodat vloerverwarming en vergaande isolatiemaatregelen niet nodig zijn. De mate van isolatie kan dan gericht worden op een goede terugverdientijd, waar in de all electric variant het comfortbehoud (en de hoogte van de elektriciteitsrekening) bepalend is voor hoe ver je moet gaan. In vergelijking met alleen een CV ketel, laten hybride systemen de jaarlijkse energieprijzen met enkele honderden euro's dalen, waardoor dit in veel gevallen de meest aantrekkelijke optie zal worden, die bovendien in een duurzame samenleving flexibiliteit geeft tussen elektriciteits- en waterstofgebruik.

7. Veiligheid

Geen aanwijzingen dat waterstof gevaarlijker is dan aardgas bij gebruik in een woning

Waterstof is net als aardgas een brandbaar, explosief gas. Om het te laten ontbranden is een zekere lucht/waterstof verhouding nodig en een ontstekingsbron. In vergelijking met aardgas kan waterstof al bij lagere (en bij hogere) concentraties ontbranden. Echter, het is lastig om een brandbaar mengsel te krijgen, omdat waterstof zo licht is – het lichtste gas dat we kennen. Het stijgt veel sneller op dan aardgas¹⁵.

Een uitgebreide veiligheidsanalyse is te vinden op de website van Hy4Heat¹⁶. Een belangrijke conclusie is dat wanneer twee kleppen worden geïnstalleerd die sluiten wanneer de gasstroom te hoog wordt (bij een lekkage), het risico op brand-/explosiegevaar niet hoger is dan bij aardgas. In Engeland loopt ook uitgebreid onderzoek naar veiligheidsaspecten in woonhuizen door DNV¹⁷.

Uiteraard moet uiterste zorgvuldigheid betracht moet worden om de veiligheid binnenshuis goed te borgen, waarbij recht gedaan wordt aan de onderzoeksresultaten. In hoeverre daarbij afgeweken moet worden van nu bestaande veiligheidseisen en -voorzieningen voor aardgas zal moeten blijken. Ook in Nederland lopen diverse onderzoekslijnen naar veiligheidsaspecten, zoals bij het Instituut Fysieke Veiligheid (Spoelstra, 2020) en in het Hydelta programma (www.hydelta.nl). Op de Green Village bij de TU Delft wordt praktijkonderzoek gedaan naar toepassing van waterstof in een woning. Het NEN (Nederlands Normalisatie Instituut) vertaalt nieuwe inzichten in normen en richtlijnen voor de veilige toepassing van waterstof (www.NEN.nl/waterstof). Kennis en opleidingen rond waterstofveiligheid worden in Nederland geconcentreerd in het “Knowledge center for explosion and hydrogen safety” van de Nederlandse krijgsmacht¹⁸. Ook speelt bijvoorbeeld nog de vraag onder wiens verantwoordelijkheid de accordering van waterstoftoepassing achter de voordeur komt te vallen.

Verder is een punt dat waterstof geurloos is. Net als bij aardgas zal er dus een geurstof moeten worden toegevoegd. Geurstoffen bestaan en worden toegepast bij demonstratieprojecten. Onderzoek loopt naar alternatieven die geen beschadigingsrisico geven voor aan het waterstofnet gekoppelde brandstofcellen, die hoge eisen stellen aan de zuiverheid van de waterstof.

Waar gebouwaansluiting maatwerk is, is de verantwoordelijkheid voor de veiligheid van het waterstoftransport en – distributienetwerk goed belegd bij de netbeheerders. Een recente Engelse studie (Harwood, et al., 2021) komt tot de conclusie dat een toekomstig waterstofnetwerk geen groter risico voor het publiek op gaat leveren dan het huidige aardgasnetwerk.

Geen koolmonoxide

Overigens hadden we voor de overstap naar aardgas in de jaren '60 van de vorige eeuw al waterstof in onze woningen. Het toen gebruikte stadsgas, dat uit steenkool werd gemaakt, bevatte ongeveer 50% waterstof. Dat gas was gevaarlijker dan aardgas – niet vanwege de waterstof, maar omdat het ook koolmonoxide bevatte. Aantrekkelijk aan waterstof is dat er bij de toepassing daarvan geen koolmonoxide kan vrijkomen. En koolmonoxide is verantwoordelijk voor de meeste slachtoffers bij het gebruik van aardgas¹⁹. Vandaag de dag zijn de 7 miljoen inwoners van Hong Kong overigens nog steeds op stadsgas en dus op 50% waterstof aangesloten.

Onzichtbare vlam

Een belangrijk verschil met aardgas is dat de waterstofvlam vrijwel onzichtbaar is²⁰. Als er een toevoeging mogelijk is die voldoende kleurvorming geeft is dat oplosbaar, maar vooralsnog wordt in de eerste pilotprojecten met een combinatie van CV ketels op waterstof en elektrisch koken gewerkt. Bij de afgesloten CV ketels is een slecht zichtbare vlam geen probleem, bij koken wel.



Figuur 7.1. De kleur van de waterstofvlam in vergelijking met die van koolwaterstoffen (links) en zoals die zichtbaar zal zijn bij het koken (rechts).

In de toekomst misschien ook koken op waterstof

Gaan we in de toekomst wel koken op waterstof? Dat is nog onduidelijk. Mocht er geen oplossing komen voor de vlamkleur, dan levert de kookplaat waar bijvoorbeeld de Zwitserse firma Empa aan werkt misschien een oplossing. Met een 'katalytische verbrander' ²¹, wordt de warmte afgegeven aan een kookplaat, vergelijkbaar met elektrisch koken. Aantrekkelijk is uiteraard dat er bij koken op waterstof geen (eventuele) aanpassingen nodig zijn van de elektrische installatie in de woning en dat de belasting van het elektriciteitsnet op momenten dat er veel gekookt wordt afneemt. Overigens worden in het kader van het Engelse Hy4Heat innovatieprogramma, waar ook KIWA aan bijdraagt²², oplossingen ontwikkeld voor waterstofgebruik in woningen en in 2021 worden twee voorbeeldwoningen opgeleverd, waarin ook op waterstof gekookt wordt²³.



Figuur 7.2. Het concept van de Zwitserse firma Empa, voor koken op waterstof met een katalytische verbrander.

NOS Teletekst 128

Grote stroomproblemen in koud Texas

■ In Texas zitten bijna drie miljoen mensen zonder elektriciteit in de kou. In de Amerikaanse staat is het in ruim 30 jaar niet zo koud geweest als nu. Zo is het in Dallas -18. Normaal is het in deze tijd van het jaar 10 graden boven nul.

De stroomvraag is door de bittere kou groter dan ooit. Bijkomend probleem is dat veel windmolens in de staat zijn vastgevroren.

Om te voorkomen dat het stroomnet in Texas bezwijkt, worden miljoenen klanten tijdelijk gecontroleerd in groepen afgesloten. Een deel van hen wordt elders opgevangen.

volgende nieuws weer&verkeer sport

Teletekstpagina, 16-2-2021

Het goed vergelijken van risico's van duurzame energievoorzieningstechnieken vergt overigens meer afwegingen. Zo kunnen batterijpakketten bijvoorbeeld ook ontbranden. Maar van een andere orde is de maatschappelijke veiligheid. Als je de gasleidingen weghaalt en alleen elektriciteit (en op sommige plaatsen ook warmte) naar de steden brengt, wordt je erg kwetsbaar voor storingen in de elektriciteitsvoorziening. 'Alles stopt' in de all electric maatschappij. Denk daarbij ook aan de dreiging van cyber attacks. Door waterstof als een volwaardige energiedrager naast elektriciteit aan te bieden, net zo als aardgas nu, wordt je minder kwetsbaar. Niet alleen voor verwarming en vervoer, maar ook voor de elektriciteitsvoorziening zelf. In het volgende hoofdstuk gaan we in op brandstofcellen – die in de toekomst elektriciteit uit waterstof kunnen gaan opwekken in onze gebouwen.

8. Brandstofcellen

De elektriciteitsgenerator van de toekomst

Brandstofcellen zetten waterstof met een hoog rendement (50-60%) om in elektriciteit onder de bijproductie van warmte op een temperatuur van circa 70 °C. De systemen hebben geen bewegende delen, zijn stil, en de massaproductie is nu in opkomst in de automobiellindustrie. Fabrikanten als Hyundai en Toyota zijn fabrieken aan het bouwen voor de productie van tienduizenden eenheden per jaar, wat tot honderdduizenden eenheden in 2030 moet zijn toegenomen²⁴. Bij die laatste productieomvang gaat het Amerikaanse Department of Energy ervan uit dat dan systeemprijzen bereikt worden van rond de 25 €/kW (Wilson, et al., 2017). Een auto heeft ongeveer 100 kW nodig, maar in een gebouw volstaan enkele kW's. Het lijkt redelijk aan te nemen dat zo'n systeem dan voor enkele honderden euro's in een gebouw geplaatst kan worden²⁵.

Een brandstofcel in een woning

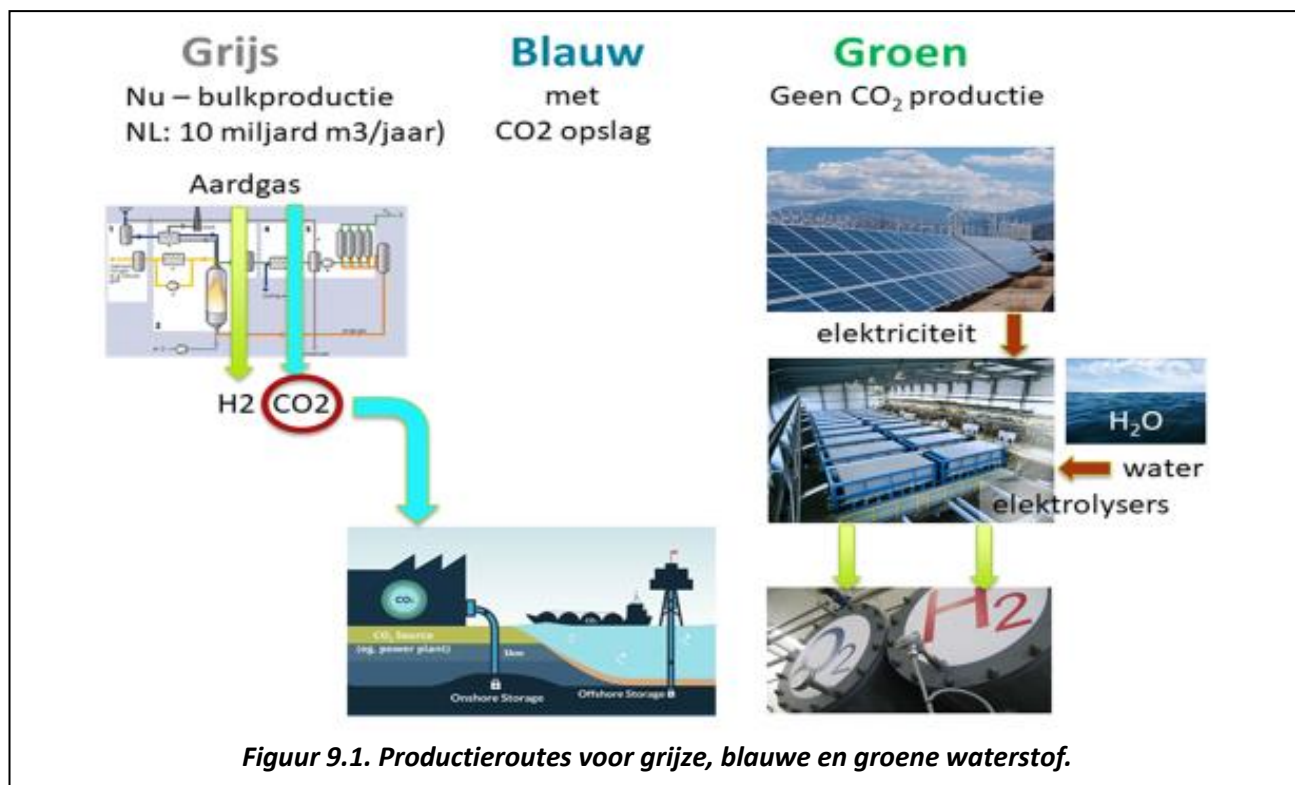
Maar waarom zou je een brandstofcel in huis neerzetten? De waterstof die via het gasnet wordt aangeboden is (met ca. 25% warmteverlies) uit groene elektriciteit gemaakt, en daar ga je nu met 40-50% verlies weer elektriciteit van maken – dat wordt dure elektriciteit. Het beeld is echter genuanceerder. Typisch zal een woning een waterstof- en een elektriciteitsaansluiting krijgen, en laten we aannemen dat verwarming plaatsvindt met een hybride systeem. Elektriciteitsprijzen zullen meer gaan fluctueren dan nu, vanwege het variërende aanbod van wind en zon. Afhankelijk van het actuele prijsverschil tussen elektriciteit en waterstof krijg je dus speelruimte. In de eerste plaats om de CV ketel dan wel de warmtepomp harder aan te zetten (binnen grenzen) – maar bij hoge elektriciteitsprijzen wordt ook typisch de brandstofcel ingeschakeld om zelf goedkoper elektriciteit te maken, waarbij restwarmte geproduceerd wordt – voor warm tapwater of voor ruimteverwarming. Het is het moderne warmtekrachtkoppeling (WKK) systeem, waarbij de warmteverliezen bij de elektriciteitsproductie nuttig gebruikt worden. De gebouwde omgeving wordt dus flexibel in haar elektriciteitsvraag – wat significant bijdraagt aan de nationale uitdaging om vraag- en aanbod in een duurzame samenleving goed op elkaar af te stemmen. Bovendien ontstaat er zo een serieus back-up vermogen voor de elektriciteitsproductie. 7 miljoen gebouwen met een 3 kW brandstofcel kunnen evenveel elektriciteit produceren als alle nu bestaande elektriciteitscentrales bij elkaar. Bijvoorbeeld middels prijsprikkels kunnen de brandstofcellen ook bijspringen om elektriciteit voor gebruik buiten de eigen woning te produceren. In het Europese Pace project werken vijf toonaangevende leveranciers²⁶ aan de installatie van de eerste duizenden exemplaren bij huishoudens en kleine ondernemingen in meerdere landen.

En bij een piekvraag naar elektriciteit in de steden kan die elektriciteit lokaal met brandstofcellen in gebouwen worden geproduceerd. Elektriciteitstransportleidingen naar de steden hoeven daar niet op te worden afgestemd en er is geen/minder centrale elektriciteitsopwekkingcapaciteit nodig. Ook kan bij storingen in de elektriciteitsvoorziening lokaal elektriciteit worden opgewekt.

De omkeerbare brandstofcel

Tot slot wordt er in laboratoria gewerkt aan de omkeerbare brandstofcel, die ook uit elektriciteit waterstof kan maken (met nuttig te gebruiken restwarmte)²⁷. Bij overschotten aan zonne-energie, kan die dus worden omgezet naar waterstof en aan het waterstofnet worden afgegeven, wat de noodzaak voor versterking van elektriciteitsnetwerken verder reduceert. Veel zonnecellen in de steden geven grote elektriciteitspieken op zomerdagen wanneer een wolk voor de zon wegschuift.

9. Grijs, blauwe, groene en gele waterstof



Duurzaam gas: waterstof of groen gas – uit biomassa

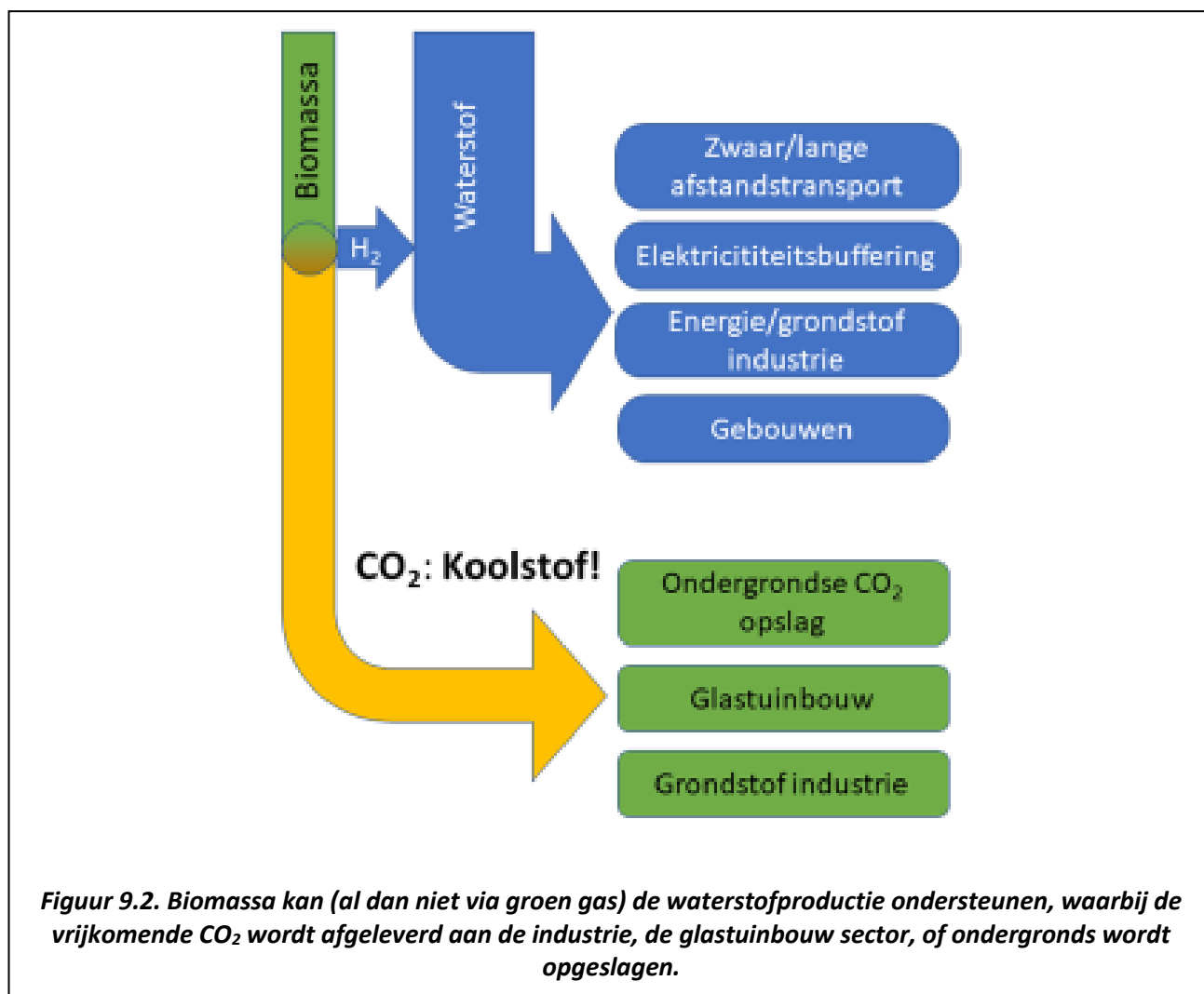
Zolang waterstof in studies nog als iets voor de verdere toekomst wordt gezien, wordt in de vergelijking van verschillende verduurzamingsopties onder de optie 'duurzaam gas' groen gas verstaan. Groen gas dat geproduceerd wordt uit mest en ander organisch materiaal in vergistingsinstallaties op boerderijen, bij de levensmiddelenindustrie, enzovoort, of in de toekomst ook in vergassingsinstallaties²⁸. De prijsindicaties voor 2030 voor groen gas en waterstof ontlopen elkaar niet veel voor 2030 (hoofdstuk 10)²⁹. Voor waterstof komen daar wel extra kosten bij voor de ombouw van het aardgasnetwerk en mogelijk iets duurdere CV installaties, maar beide posten zijn omgeslagen per woning gering –tientjes per jaar - binnen de marges van energieprijz onzekerheden. Wij gaan hier alleen op waterstof in voor toekomstige verwarming met een duurzaam gas, omdat groen gas geen logische toekomst heeft voor gebouwverwarming, wat bijvoorbeeld ook geconstateerd wordt in de studie 'Contouren en Instrumenten voor een Routekaart Groen Gas' uit 2018 (Leguit, et al., 2018):

Uit de Contouren en Instrumenten voor een routekaart Groen Gas (2018)

Vanwege het verschil in de lange termijnbeschikbaarheid van groengas en waterstof, en vanwege de verschillende eigenschappen ervan, volgt dat waterstof op termijn (na 2030) de rol van groengas in de gebouwde omgeving kan overnemen. Waterstof is op dit moment echter nog niet op die schaal, en voor die prijs, beschikbaar.

Naast het feit dat waterstof in onbeperkte hoeveelheden geproduceerd kan gaan worden in de toekomst, is een principieel punt dat in een fossiel-vrije samenleving CO₂ schaars wordt. De 'groene CO₂' die bij verbranding van groen gas in gebouwen vrijkomt, is onbruikbaar als grondstof voor de industrie (denk aan de productie van kunststoffen of vloeibare brandstoffen voor de luchtvaart) en voor de glastuinbouw. Het ligt veel meer

voor de hand waterstof en CO₂ als aparte stromen te produceren uit biomassa – wat technisch goed mogelijk is- met hun eigen afzetmarkten. Dat verhoogt bovendien de economische waarde van biomassa/groen gas³⁰.



Overigens wordt in het Klimaatakkoord genoemd dat de groengassector inzet op de productie van 2,2 miljard m³ groen gas (70 PJ) per jaar in 2030. (Dit zou bijna 50 maal de hoeveelheid zijn die in 2019 beschikbaar was voor eindafnemers³¹ en is 6 % van de huidige vraag naar aardgas.) Typisch zou 1,5 miljard m³ dan ingezet kunnen worden voor gebouwen³². Het PBL rekent, gezien het nog onzekere pad, niet met de inzet van groen gas in haar analyse van het ontwerp Klimaatakkoord. Het kan niet als een potentiële 'plus' worden gezien op de andere maatregelen, gezien de subsidiebehoefte: groen gasproductie zou ten koste gaan van financieringsruimte voor andere maatregelen, maar als de realisatie van andere paden tegenvalt ligt hier uiteraard wel een alternatief.

Groene waterstof – van belofte naar grootschalige productie

Waterstof zal in de duurzame toekomst gemaakt worden uit duurzame elektriciteit en water met behulp van een elektrolyse, waarbij H₂O gesplitst wordt in waterstof en zuurstof. Dit wordt groene waterstof genoemd. Elektrolysetechniek is al oud – het wordt momenteel vooral in grote installaties gebruikt bij de productie van chloor uit zout. De inzet voor waterstofproductie is momenteel nog uiterst bescheiden. Nu de plannen overal ter wereld vorm beginnen te krijgen voor grootschalige waterstofproductie, zal er in het komende decennium een serieuze markt gaan ontstaan voor grote elektrolyse-installaties, zodat fabrikanten op serieproductie kunnen gaan inzetten wat tot een vijfvoudige reductie van de installatiekosten kan gaan leiden

(BloombergNEF, 2019). Samen met de dalende prijzen van groene stroom, is dit een belangrijke factor voor de reductie van de waterstofprijzen.

Wereldwijde kansen

Duurzame elektriciteit en water zijn overal ter wereld beschikbaar. Aantrekkelijke productiegebieden met zeer veel zon en/of wind, zijn evenwel vaak ver verwijderd van de grote bevolkingscentra in de gematigde klimaatzones. Grootschalige, groene waterstofproductie kan daarom niet los worden gezien van goede transportinfrastructuren, per schip of per pijpleiding, zoals we die nu ook kennen voor aardolie en aardgas. Over de hele wereld kunnen zich productiegebieden gaan ontwikkelen, wat geopolitiek grote veranderingen geeft ten opzichte van de huidige situatie, met een beperkte spreiding van de grote olie- en gasvelden.

Lokale productie

Kleinschalige waterstofproductie, bijvoorbeeld uit zomerse overschotten aan zonne-energie in Nederlandse steden, kan ook een bijdrage leveren. Daarvoor is het aantrekkelijk als we gaan beschikken over omkeerbare brandstofcellen die nu in de laboratoria ontwikkeld worden en die zowel elektriciteit en warmte uit waterstof kunnen maken, als waterstof en warmte uit elektriciteit. De piekproductie van zonnepanelen kan dan via het waterstofnet worden afgevoerd en de bijgeproduceerde warmte wordt nuttig gebruikt voor warm tapwater of eventueel ruimteverwarming. Lokale faciliteiten om waterstof op te slaan zijn evenwel relatief kostbaar. Lokale productie moet als een plus worden gezien op grootschalige centrale productie, opslag en distributie met een laag kostenniveau per kg waterstof. Het is kostentechnisch onwaarschijnlijk dat bijvoorbeeld autonome woonwijken gaan ontstaan, die een overschot aan zelf opgewekte zonne-energie in de zomer (wat veel zonnepanelen zou vragen) in de vorm van waterstof gaan opslaan voor verwarming in de winter.

Blauwe waterstof: de huidige waterstofproductie verduurzamen

Op dit moment vraagt de industrie al veel waterstof, met name voor de productie van kunstmest en voor de olieraffinaderijen. In Nederland is die waterstofvraag ongeveer 1200 kton/jaar (Gasunie, 2020). Het grootste deel daarvan wordt uit aardgas geproduceerd, waarbij zo'n 4% van onze nationale CO₂ emissies vrijkomt. Voor een relatief snelle omschakeling van bestaande industriële installaties naar CO₂ arme waterstofproductie kan de vrijkomende CO₂ worden afgevangen en in ondergrondse lege gasvelden (onder de Noordzee) worden opgeslagen. Dit wordt blauwe waterstof genoemd. Voor de waterstofproductie in het Rotterdams chemiecluster wordt deze optie voorbereid in het H-Vision (afvang) en Porthos (opslag) project³³. Dit is in de komende 1-2 decennia de goedkoopste manier om CO₂ arme waterstof te produceren. Voor waterstofproductie wordt momenteel vooral gebruik gemaakt van het Steam Methane Reforming (SMR) proces, waarbij na aanpassingen technisch gesproken 50-90% van de CO₂ kan worden afgevangen, maar de kosten van de procesaanpassingen stijgen met het afvangpercentage (Hers, et al., 2018). De verwachting is dat het Autothermal Reforming proces (ATR) zal gaan opkomen, waarbij eenvoudiger tot 90% van de CO₂ kan worden afgevangen.

Gele waterstof

In aanvulling hierop wordt nog wel de term gele waterstof gebruikt voor waterstof die geproduceerd wordt met kernenergie of uit biomassa. De hoge temperaturen van een kernreactor kunnen bijvoorbeeld gebruikt worden om via een chemische route waterstof te produceren, zonder CO₂ emissies. Daarbij wordt een prijsverwachting genoemd van 1,2-1,7 €/kg, afhankelijk van het reactortype. Een kerncentrale met een thermisch vermogen van 2400 MW kan een kleine 300 kton waterstof per jaar produceren – een kwart van de huidige Nederlandse industriële vraag³⁴.

Verder loopt er ook onderzoek naar innovatieve waterstofproductie, zoals met plasmatechnologie in combinatie met de vergassing van afval³⁵, waarvoor een eerste pilotfabriek wordt gebouwd in Californië³⁶. De doelstelling is daarmee al in 2023 een groene waterstofproductieprijzen van circa 2 €/kg te bereiken.

10. Eerste studies: duurzaam gas is de goedkoopste oplossing voor 2/3-3/4 van de gebouwen



De ketenkosten van de opties vergelijken

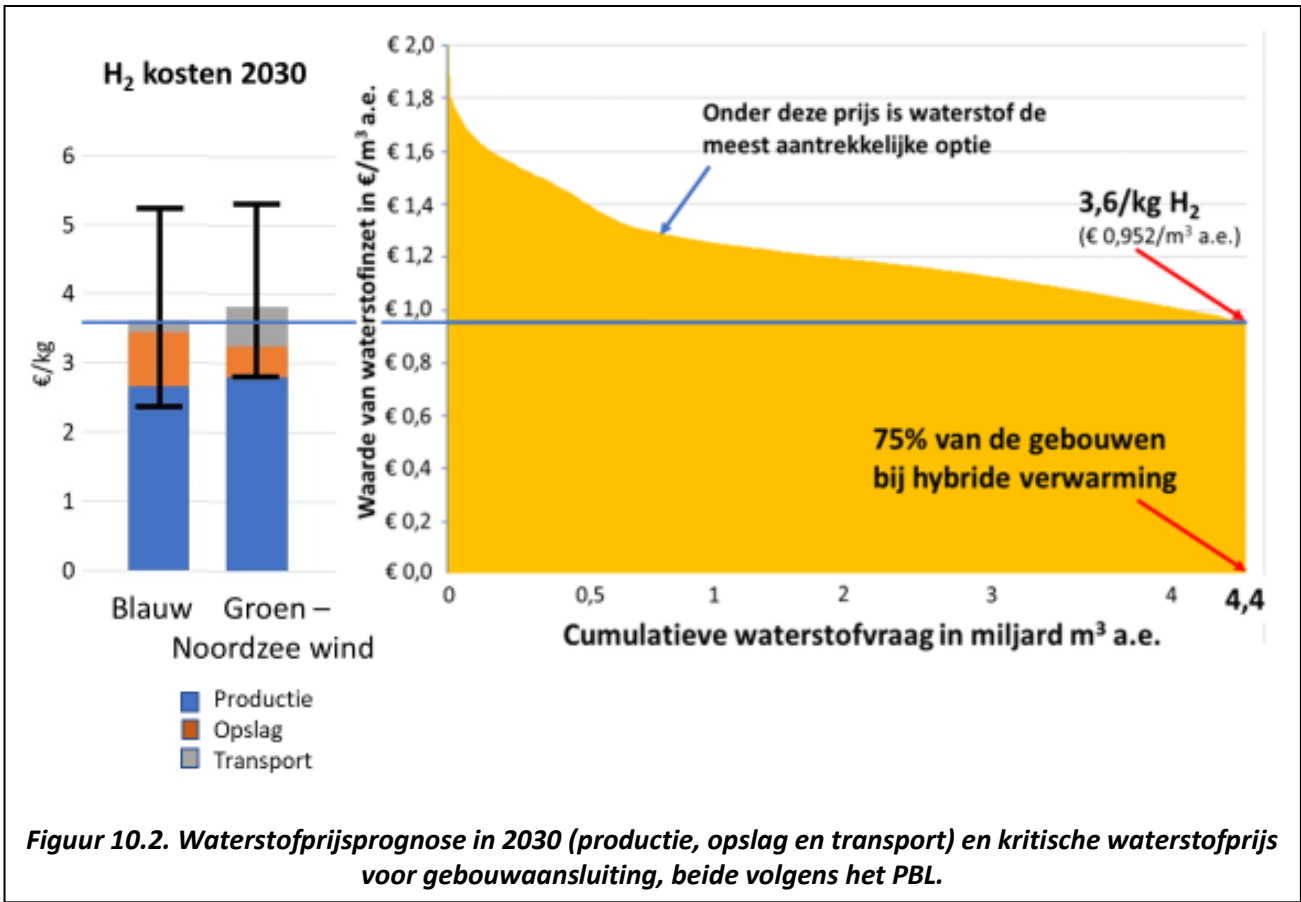
Om een goede kostenvergelijking te maken van de verschillende alternatieven, dienen alle kosten in de keten meegenomen te worden – de productie van de energiedrager, de kosten van transport en distributie, opslag met bijbehorende conversies en de kosten in de gebouwen. Alle kosten dienen zonder belastingen meegenomen te worden- dat geeft de werkelijke nationale kosten. Belastingen en subsidies verdelen de kosten slechts. Het Vesta-MAIS model van het PBL is voor zulke berekeningen het meest gezaghebbend in Nederland. In de Startanalyse Aardgasvrije Buurten van het PBL (Hoogervorst, et al., 2020) en bijbehorende achtergronddocumenten is er toelichting te vinden.

Overigens vormen investeringen die benodigd zijn voor de energietransportcapaciteit hier een belangrijk aandachtspunt bij. Zo heeft Nederlandse gasnetwerk een 10-20 maal grotere capaciteit dan het elektriciteitsnetwerk (Vermeulen, 2017). Dat netwerk kan kosteneffectief worden omgebouwd voor waterstoftransport (Weeda, et al., 2020), waar een significante versterking van het elektriciteitsnet om serieuze investeringen vraagt. Het in voldoende mate kunnen afdekken van de pieken in energievraag en -aanbod is daarbij zeer relevant voor de benodigde investeringen. Wel past daar de nuancering bij dat naast het voorzien in een warmtevraag, ook het elektriciteitstransport van (pieken in) zonne-energie, een toenemende elektriciteitsvraag voor het wegvervoer, elektrisch koken, enzovoort om versterking vraagt. In hoofdstuk 11 wijzen we erop dat waterstoftransport ook voor die functies een bijdrage kan leveren, met name om de piekvraag en -aanbod te verkleinen. Denk aan de afvoer van het piekvermogen van zonnepanelen in de steden, of het decentraal genereren van elektriciteit op momenten van een grote vraag. Warmteleidingen zijn

de meest kostbare infrastructuur, en leveren geen interactie met elektriciteitsvoorziening. Maar voor al deze opties geldt uiteraard dat voor- en nadelen gewogen moeten worden tegen andere keteneffecten.

PBL inschatting van de competitieve waterstofprijs

Het PBL heeft voor waterstof een interessante analyse gedaan, door na te gaan bij welke waterstofprijs in welke buurten waterstof de meest aantrekkelijke optie is. Voor oude buurten, waar de installatie van warmtepompen tot kostbare gebouwaanpassingen zou leiden en waar bovendien geen warmtenet aangelegd kan worden of waar dat te duur is, zal waterstof bij een relatief hoge prijs al het meest aantrekkelijk zijn. In wijken waar al een warmtenet ligt, of er goed één is aan te leggen, zal de waterstofprijs lager moeten zijn, wil dat concurrerend zijn. Voor goed geïsoleerde nieuwbouw is een all electric warmtepomp momenteel een interessante oplossing, en pas bij een nog lagere waterstofprijs, zou waterstof daar misschien de voorkeur kunnen krijgen. Voor verschillende waterstofprijzen kun je dus een optelsom maken van de wijken waar waterstof de goedkoopste optie is, en uit de optelsom van die wijken volgt hoeveel waterstof je op nationale schaal kunt afzetten tegen die prijs.



Figuur 10.2. Waterstofprijsgrognose in 2030 (productie, opslag en transport) en kritische waterstofprijs voor gebouwaansluiting, beide volgens het PBL.

We zien de (voorlopige) PBL uitkomsten in het rechterdeel van figuur 10.2, waarbij waterstof is omgerekend naar aardgas (Hoogervorst, et al., 2020). Langs de verticale as staat de waterstofprijs in €/m³ aardgasequivalenten (a.e.) - 0,25 €/m³ aardgas = 1 €/kg H₂ op energie-inhoud -, en langs de horizontale as de hoeveelheid waterstof die afgezet kan worden, in miljard m³ aardgasequivalenten per jaar.

Wanneer de waterstofprijs onder de 3,6 €/kg waterstof ligt (omgerekend naar aardgas: 0,952 €/m³), biedt waterstof voor veel gebouwen kostentechnisch de interessantste oplossing, wat zich vertaalt in een waterstofvraag van 4,4 miljard m³/jaar. Als al die waterstof aan hybride installaties zou worden geleverd, is dat voldoende voor 75% van de gebouwde omgeving. Dit is te berekenen uit de gemiddelde warmtevraag van een woningequivalent, die 1232 m³ aardgasequivalenten in 2018 bedroeg, en die moet dalen met lopend

beleid³⁷. Bij de dubbele prijs, links in de grafiek, zijn er al een aantal buurten waar waterstof de meest kosteneffectieve oplossing geeft.

Een prijs van 3,6 €/kg is niet onredelijk in 2030, gegeven de prijsverwachting die het PBL zelf aangeeft (links in de figuur) voor blauwe en groene waterstof (geproduceerd op de Noordzee). Naast de productiekosten is daarbij ook rekening gehouden met transport- en opslagkosten (Hoogervorst, 2020).

De ombouwkosten voor waterstofverwarming zijn laag

Dat waterstof goed scoort, ondanks het feit dat een prijs van 3,6 €/kg 4-5 maal de huidige groothandelsprijs van aardgas is, heeft alles te maken met het feit dat de kosten voor ombouw gering zijn. Een CV ketel die (op termijn) waterstof kan gebruiken in plaats van aardgas (al of niet in een hybride systeem) hoeft bij voldoende serieproductie niet veel duurder te zijn dan de aardgas CV ketel³⁸. Aardgasleidingen voor hogedruk transport door het land, en lagedruk transport in de woonwijken, zijn met bescheiden investeringen om te bouwen naar waterstoftransport, zoals respectievelijk door DNV-GL (Noort, et al., 2017) en door het KIWA (Hermkens, et al., 2018) is aangegeven. Als alle kosten voor aanpassing van het aardgasnet omgerekend worden naar een woning, komt dit op ongeveer € 200 uit (Weeda, et al., 2020). En waterstof lijkt op aardgas. Als we de grootschalige opslag gerealiseerd hebben, kunnen de installaties in onze gebouwen voorzien in de piekvraag. Er zijn geen andere installaties voor nodig. Bij waterstof is de prijs van de waterstof zelf dus vooral bepalend of waterstofverwarming zich financieel gunstig verhoudt tot de andere opties, met hogere investeringskosten.

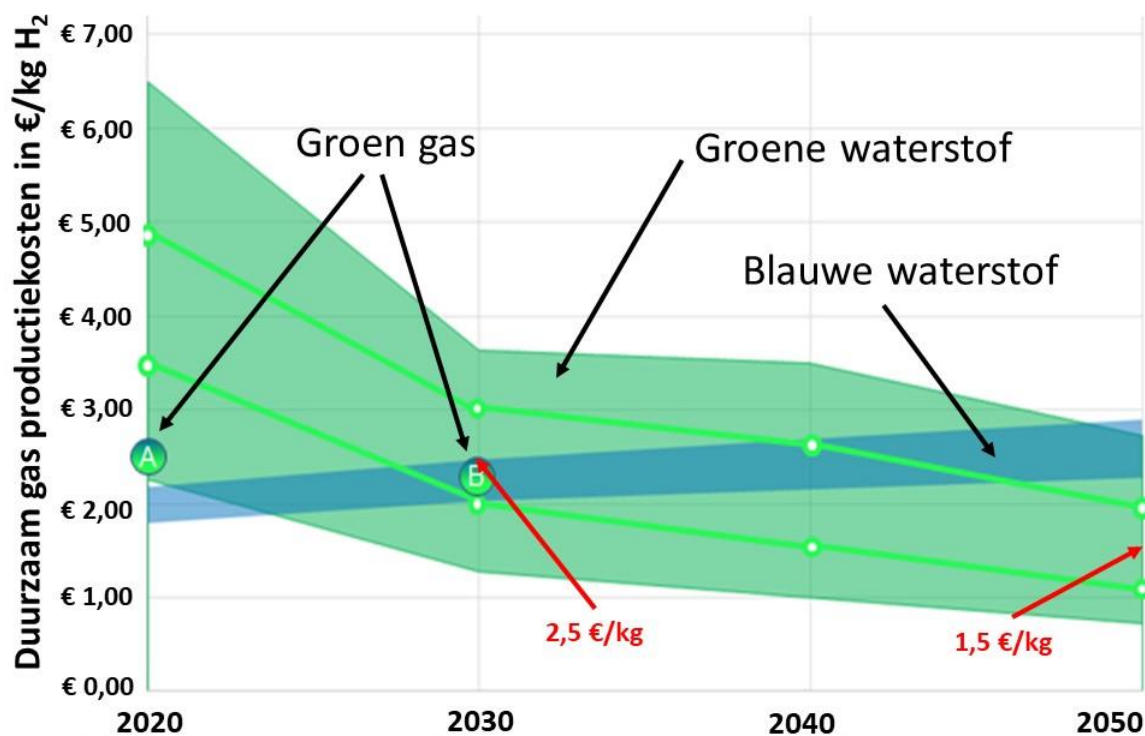
Het 'openingsbod' van Stedin en Enduris³⁹

Stedin en Enduris hebben een analyse laten uitvoeren voor hun verzorgingsgebieden met 3 miljoen aansluitingen (een kwart van Nederland), waar de inschatting voorlopig in een vergelijkbare richting gaat. Bij een prijs van 3 €/kg lijkt waterstof/duurzaam gas het meest aantrekkelijk voor 2/3 van hun gebouwen. Voorwaarde is uiteraard dat die waterstof dan wel beschikbaar moet zijn.

Bloomberg New Energy Finance: mogelijk zakt de productieprijs naar 0,7 €/kg H₂ (=0,18 €/m³ aardgas)

Na 2030 zullen de productieprijzen van groene waterstof verder naar beneden komen door de dalende kosten van groene elektriciteit en de afnemende investeringen voor de elektrolyzerinstallaties, wanneer serieproductie van de grond is gekomen en technologische verbetering worden doorgevoerd (figuur 10.3⁴⁰). De meest optimistische, maar goed onderbouwde, schatting komt van Bloomberg New Energy Finance (BloombergNEF, 2019) – die in zon- en/of windrijke gebieden de productieprijs ziet zakken tot 0,7 €/kg, wat ongeveer de huidige groothandelsprijs van aardgas is. Voor duurzame elektriciteit neemt men dan een prijs van 1,3 €ct/kWh aan. Een recent bod voor de aanleg van een 2 GW zon-PV park in Dubai ligt met 1,11 €ct/kWh al lager (tabel 9.1). Voor de systeemprijs⁴¹ van een elektrolyzer, wijst men erop dat momenteel in China al complete installaties beschikbaar zijn voor 200 \$/kW (168 €/kW), terwijl de prijs in het Westen nog rond de 1000 €/kW ligt. Als de geautomatiseerde serieproductie van grootschalige installaties van de grond is gekomen, is het redelijk te veronderstellen dat ook in het Westen zulke prijzen haalbaar zijn, waarbij dan nog de effecten van toename van het marktvolume en technologieverbetering komt. Bloomberg ziet de systeemprijzen dan zakken tot onder de 100 €/kW. Als we op deze systeemprijs inderdaad productie in Noord-Afrika zouden krijgen, en de waterstof wordt per pijpleiding naar Noordwest-Europa vervoerd (2000 km), dan zou de prijs inclusief transportkosten rond de 1 €/kg uit kunnen komen⁴² en inclusief opslag in de buurt van de 1,3-1,5 €/kg.

Figuur 10.3 toont dat groene waterstof op termijn naar verwachting een lagere productieprijs krijgt dan blauwe waterstof, wat nu nog het goedkoopste CO₂ arme alternatief is.



Figuur 10.3. Verwachte productieprijsontwikkeling voor groene en blauwe waterstof uit een literatuuroverzicht, met ter vergelijking groen gasprijzen.

	Omvang	Elektriciteitsprijs
	MW	€/ct/kWh
Januari 2015	200	5,26
Mei 2016	800	2,69
November 2018	250	2,16
Oktober 2019	900	1,52
Januari 2020	800	1,28
Juli 2020	2000	1,11

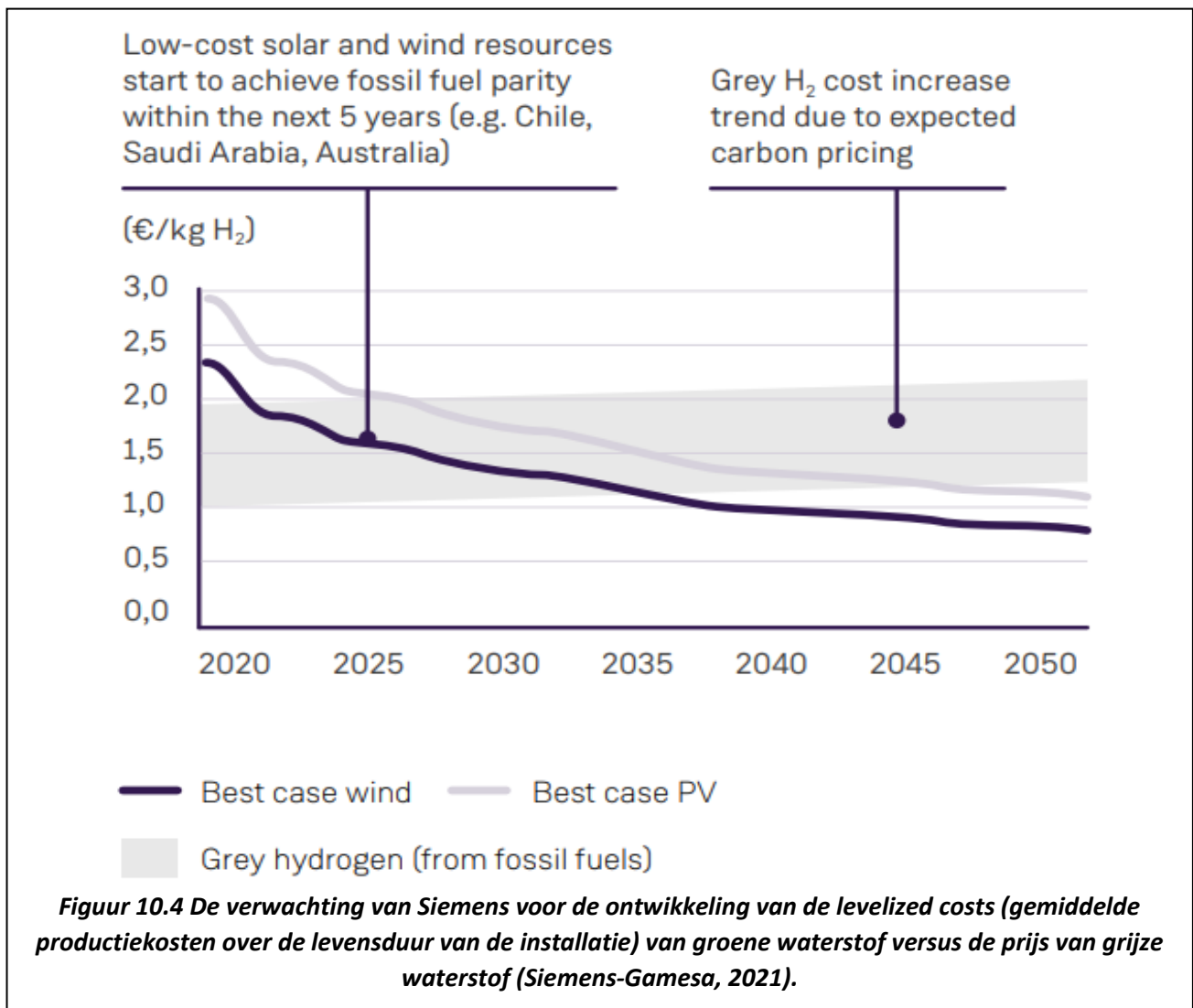
geaccepteerd

Tabel 10.1. Biedingen voor zon-PV installaties voor het Mohammed bin Rashid Al Maktoum Solar Park in Dubai, dat in 2030 een capaciteit van 5 GW moet hebben.

Het snel verlagen van de groene waterstofprijs wordt nu wereldwijd als een van de belangrijkste uitdagingen gezien voor de energietransitie. In juni 2021 heeft de Amerikaanse minister van energie Granholm het 'Earthshots Initiative' gelanceerd, met het 'Hydrogen Shot' als eerste aandachtspunt⁴³. De doelstelling daarvan is binnen 10 jaar de groene waterstofproductieprijs van de huidige 5 \$/kg met 80% te verlagen naar 1 \$/kg. Dit zou dus al in de buurt liggen van de Bloomberg inschatting voor 2050.

Een paar dagen later kwam het persbericht dat Siemens-Gamesa verwacht dat bij een voldoende pro-actief beleid voor schaalvergroting, waterstof geproduceerd met wind op land hetzelfde prijsniveau als dat van grijze waterstof (nu nog 98% van de wereldproductie) kan halen in 2030. Productie met offshore wind zou dat "fossil

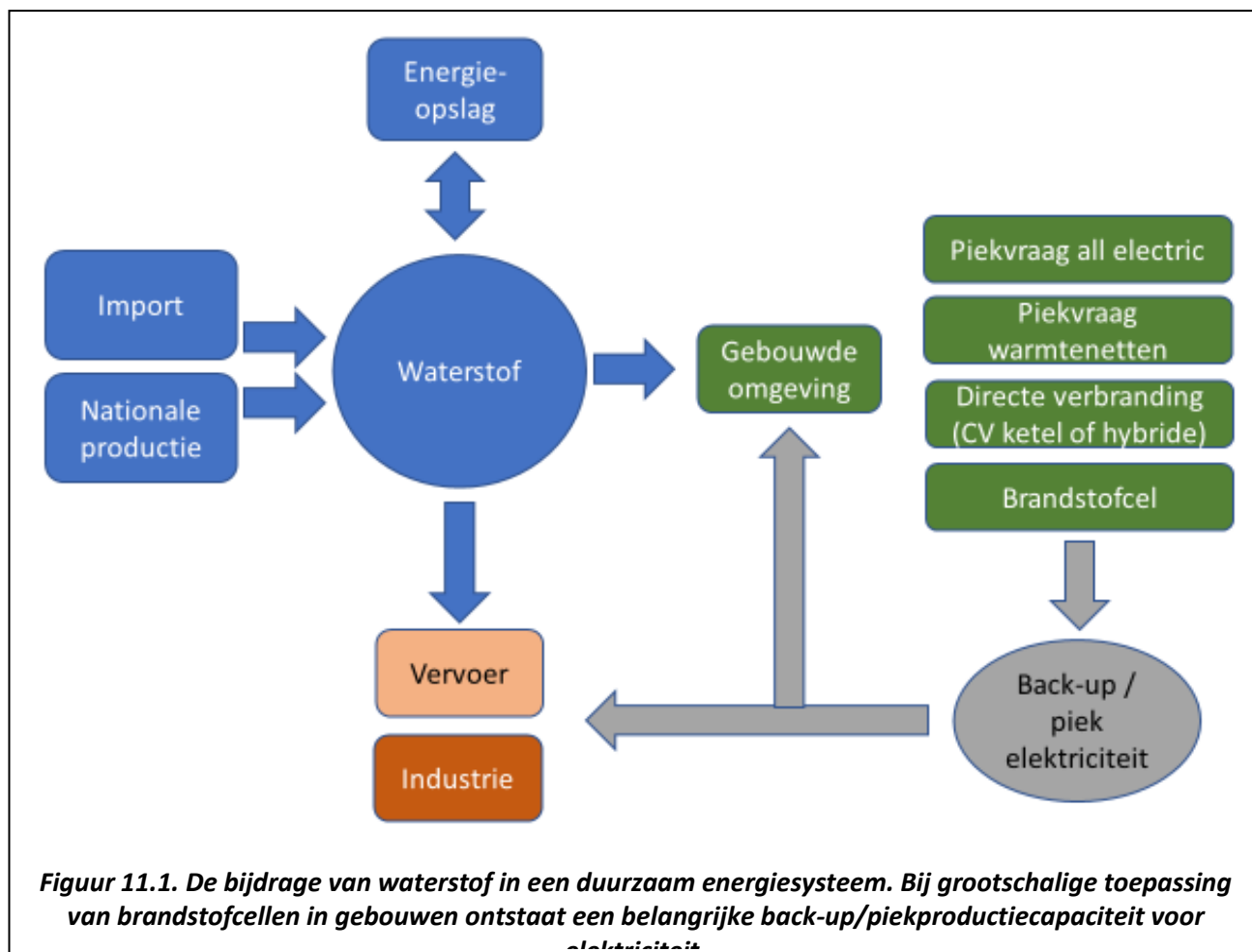
parity niveau” in 2035 kunnen bereiken. “If the first 2 GW of offshore wind-to hydrogen plants are installed by 2030, followed by another 10GW by 2035, the volumes will provide the scale needed for offshore hydrogen to reach cost parity by 2035” (Siemens-Gamesa, 2021). In figuur 10.4 zien we dat deze indicatie aan de onderkant ligt van de prijsverwachting die in figuur 10.3 uit literatuurgegevens is afgeleid.



Wat betekent een prijs aan de voordeur van 3,6 €/kg H₂ voor de energierekening van de bewoner?

Omgerekend is dit 0,95 €/m³ aardgas zonder belastingen. Veel hoger dan de huidige aardgasprijs dus. Maar deze vraag is nog niet te beantwoorden, omdat voor alle verduurzamingsopties een vorm van compensatie nodig is in de belastingsfeer of via subsidies als de woonlasten niet mogen stijgen. Bij waterstof gaat het vooral om de energierekening, bij all electric warmtepompen en warmtenetten primair om de investeringslasten – achter de voordeur en/of in het land. De eerste vraag is welke oplossing (voor welke buurt) maatschappelijk gesproken de laagste kosten (energie + investeringen) zonder belastingen met zich meebrengt. Dit is de rekensom die het PBL met het Vesta MAIS model maakt. Vervolgens zal beoordeeld moeten worden hoe de meerkosten van de beste optie maatschappelijk verdeeld kunnen worden met maatregelen in de belastingsfeer of via subsidies. In wijken waar waterstof als goedkoopste oplossing uit de bus komt, zal vooral de energierekening gecompenseerd moeten worden. In andere wijken zullen investeringen gecompenseerd moeten worden.

11. De systeemfunctie van waterstof



De meerwaarde van waterstof

Een ruim maatschappelijk aanbod van waterstof geeft speelruimte om tot goede, integrale oplossingen te komen voor leveringszekerheid in de verschillende maatschappelijke sectoren, en de gebouwde omgeving kan daar een rol bij vervullen die verder gaat dan alleen duurzame gebouwverwarming.

Enkele punten die bovenstaand passeerden:

- (Bij)verwarming met waterstof in gebouwen vermindert de behoefte aan extra conversiecapaciteit om op piekmomenten met opgeslagen energie te kunnen voorzien in de warmtevraag. Mogelijk dat daarmee ook de versterking van elektriciteitsnetwerken deels voorkomen kan worden.
- Ook kan waterstof indirect bijdragen aan de warmtepiekvoorziening, c.q. leveringszekerheid, bij inzet voor elektriciteitsopwekking of warmteproductie voor all electric warmtepompen en warmtenetten.
- Een nationaal waterstofnetwerk maakt het mogelijk om de inzet van biomassa optimaal te benutten, wanneer biomassa in waterstof en CO₂ wordt omgezet, met CO₂ levering aan de industrie, de glastuinbouw en de metaalsector⁴⁴.
- Hybride verwarmingssystemen geven flexibiliteit voor elektriciteitsgebruik.
- Brandstofcellen in gebouwen zijn een belangrijke belofte: die kunnen waterstof in elektriciteit omzetten, zonder dat de bijgeproduceerde warmte verloren gaat, en de leveringszekerheid van elektriciteit (op piekmomenten) in steden garanderen, zonder dat hiervoor elektriciteitstransportnetwerken versterkt hoeven te worden. Bij grootschalige invoering kunnen

decentrale brandstofcellen evenveel elektriciteit produceren als het bestaande Nederlandse energiecentralepark.

In ketenkostenanalyses dienen ook de systeemeffecten van de opties te worden meegenomen

Hoewel de ingeschatte waterstofprijs in 2030 al voor een groot aantal gebouwen de overstap financieel aantrekkelijk maakt (hoofdstuk 9), zijn de maatschappelijke kosten die samenhangen met het garanderen van de leveringszekerheid van duurzame energie (energieopslag en conversie van de opgeslagen energie) in die berekeningen nog niet meegenomen. Waterstof kan ondersteuning geven voor alle duurzame verwarmingsalternatieven, zeker voor de pieklevering van warmte, en het bewaken van de vraag-/aanbodbalans. Bij de directe inzet van waterstof zelf in de gebouwen zijn er geen extra conversiestappen nodig tussen de opgeslagen waterstof en het gebruik in de gebouwen. We vermoeden daarom dat nadere analyses zullen laten zien dat waterstof enerzijds nodig is om op een duurzame manier de warmteleveringszekerheid van all electric oplossingen en warmtenetwerken kosteneffectief veilig te stellen, en anderzijds directe verwarming met waterstof een extra prijsvoordeel geeft, als de ‘nieuwe ketenkosten’ ook worden meegerekend voor alle opties.



Versterking van de transitieaanpak

Een ander belangrijk aspect is de bewaking van de transitiesnelheid. We zagen dat het PBL kritische kanttekeningen plaatst bij de haalbaarheid van de doelstellingen in het Klimaatakkoord, en de integrale opgave vraagt over een periode van 30 jaar de aanpak van 1500 woningen per dag. Het huidige pad tot 2030 vraagt per wijk of zelfs per gebouw om een specifieke aanpak. Het grootschalig aanbieden van waterstof tilt een belangrijk deel van de verduurzamingsinspanning naar centraal niveau. Productie, transport en opslag van

waterstof moeten op nationaal niveau georganiseerd worden, waar onder andere de overheid, de Gasunie en netbeheerders op moeten inzetten. Achter de voordeur zijn de consequenties beperkt in termen van isolatiemaatregelen en aanpassing van apparatuur. En anders dan bij warmtepompen hoeven isolatiemaatregelen niet genomen te zijn voordat de apparatuur wordt geïnstalleerd, wat extra flexibiliteit geeft.

Volkskrant, 18 jan. 2021

Als het grootste Nederlandse experiment in het aardgasvrij maken van bestaande huizen ons iets leert, is het dat de praktijk een harde leerschool is. Na ruim twee jaar zijn pas in vier van de eerste 27 proefwijken en -dorpen opgeteld 206 huizen van het gas afgesloten, blijkt uit een inventarisatie van *de Volkskrant*. De techniek, het draagvlak, de kosten: tot dusver valt eigenlijk alles tegen. Toch houden Rijk en gemeenten de moed erin.

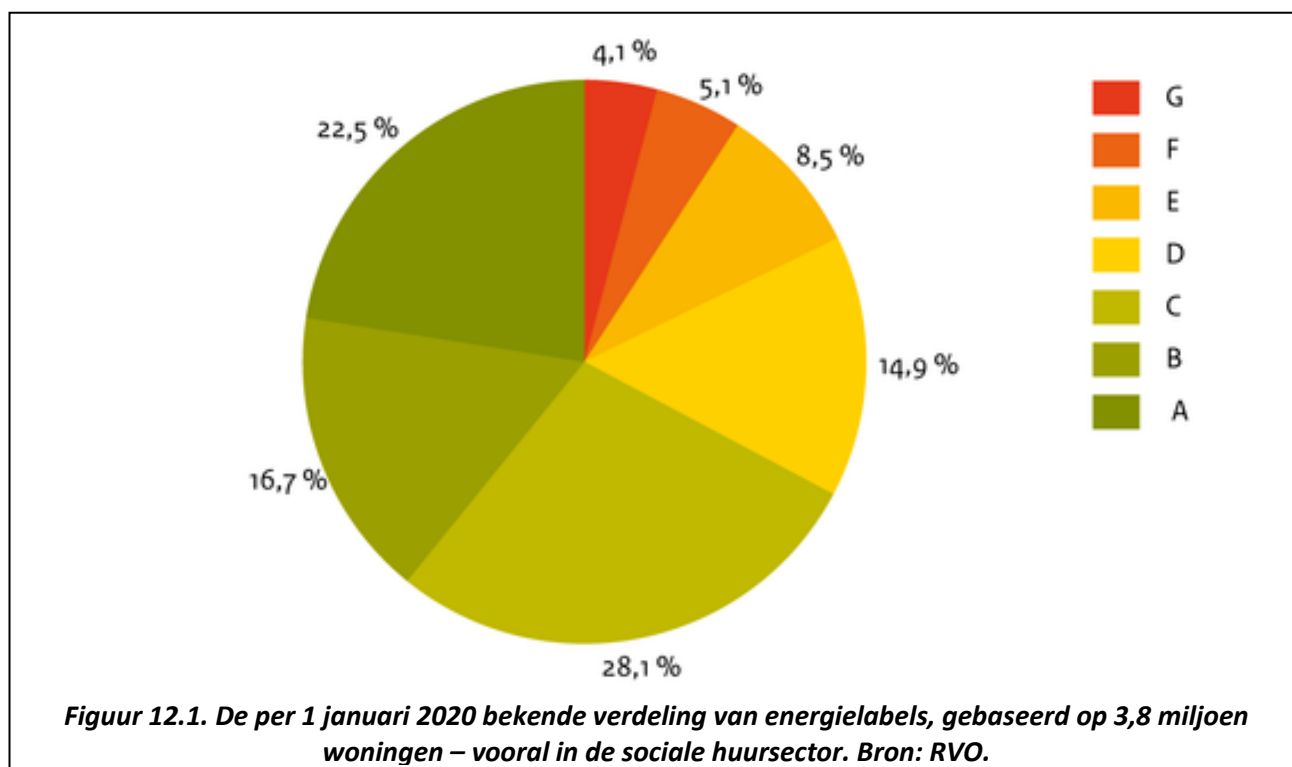
12. De potentie van isolatiemaatregelen

In de beleidsplannen tot 2030 ligt een zwaar accent op isolatiemaatregelen. De warmtevraag wordt geacht met 25% te dalen van 441 PJ/jaar in 2018 naar 330 PJ/jaar, waarbij de woningvoorraad vermoedelijk met 5-10% zal gaan toenemen. Dit geeft dan 2/3 van de CO₂ emissiereductie opgave. De overige 1/3 komt uit het verduurzamen van de verwarmingstechniek, met (hybride) warmtepompen of warmtenetten.

Waar isolatie tot 2030 nodig is om CO₂ emissiereductiedoelstellingen te halen, wordt het later veel meer onderdeel van de kostenoptimalisatie. In een duurzaam verwarmd huis isoleer je tot het niveau waarop de isolatiekosten zich terugbetalen uit een lagere energierekening. Meer is niet nodig - voor de CO₂ emissies maakt het immers niet meer uit. Wel zijn voor all electric warmtepompen de isolatiemaatregelen noodzakelijk om het comfort te behouden en is bij hybride systemen een zekere mate van isolatie nodig om de warmtepomp voldoende draaiuren te geven.

In dit hoofdstuk vragen we ons eerst af hoe haalbaar die 25% besparingsdoelstelling is, als je alle energieonzuiniger gebouwen isoleert tot het niveau van energielabel B.

Het besparingspotentieel van de bestaande bouwvoorraad



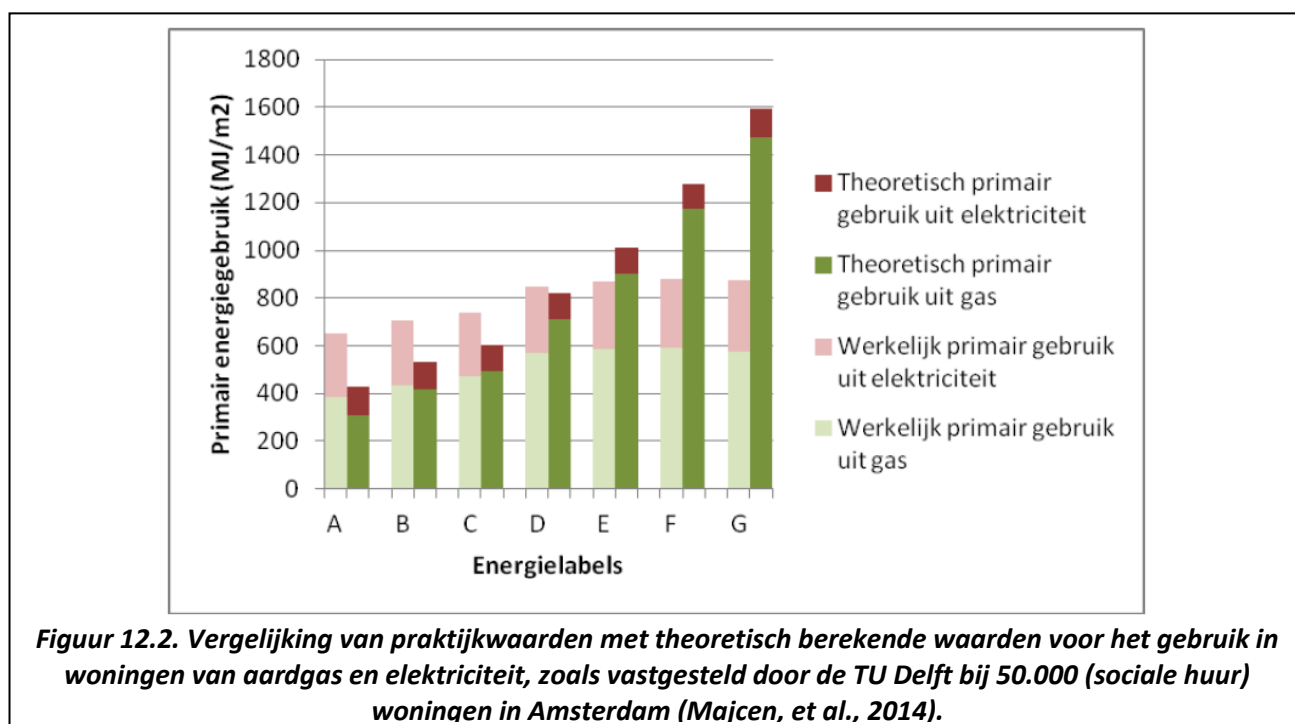
Ongeveer de helft van de Nederlandse woningen heeft inmiddels een energielabel⁴⁵ – zie figuur 12.1. Deze doorsnede is niet helemaal representatief voor de totale woningvoorraad, maar voor onze berekeningen gebruiken we deze verdeling. Een kleine 40% van de woningen is redelijk tot goed geïsoleerd (labels A en B). Ruim 40% is matig (C en D) en een kleine 20% slecht geïsoleerd (E, F, G).

Nieuwbouw verbruikt minder energie per m² dan het A label. De besparingsopgave zal vooral uit het isoleren van de bestaande bouw moeten komen. De toename van de woningvoorraad, in combinatie met sloop gevolgd door nieuwbouw, heeft een marginaal effect op de berekeningen.

Voor de berekening van de energiebesparing die hoort bij de overgang van een naar een gunstiger energielabel wordt vaak gebruik gemaakt van de theoretische berekeningen uit 2011 die de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO)⁴⁶ heeft gepubliceerd voor een groot aantal voorbeeldwoningen. Maatregelen als dakisolatie, het aanbrengen van HR++ glas, spouwmuurisolatie, verlagen de warmtedoorlaatbaarheid van de gebouwschil en het gecombineerde effect leidt dan tot een bepaalde berekende energiebesparing.

Echter –de TU Delft heeft in 2014 de gasvraag van 50.000 (sociale huur-) woningen in Amsterdam in kaart gebracht, en deze vergeleken met de vraag die volgens de theoretische berekening zou horen bij de energielabels van de woningen (Majcen, et al., 2014). We zien de opvallende resultaten in figuur 12.2 De huizen met energielabels D t/m G verbruiken vrijwel dezelfde hoeveelheid gas (omgerekend 1900 m³/jaar voor een woning met 100 m² vloeroppervlak) en het verschil met de theoretische berekening loopt op tot meer dan een factor twee bij de labels F en G. Vermoedelijk speelt bewonersgedrag hier een belangrijke rol - bij een hoge energierekening zet je eerder enkele radiatoren uit. Bij de labels A en B werd juist een iets hogere warmtevraag gevonden dan wat theoretisch voorspeld wordt.

Voor de energiebesparing tot 2030 wordt onder meer door het PBL in de Startanalyse Aardgasvrije Wijken (Hoogervorst, et al., 2020) uitgegaan van de isolatie van woningen met energielabel C of hoger (C+) tot

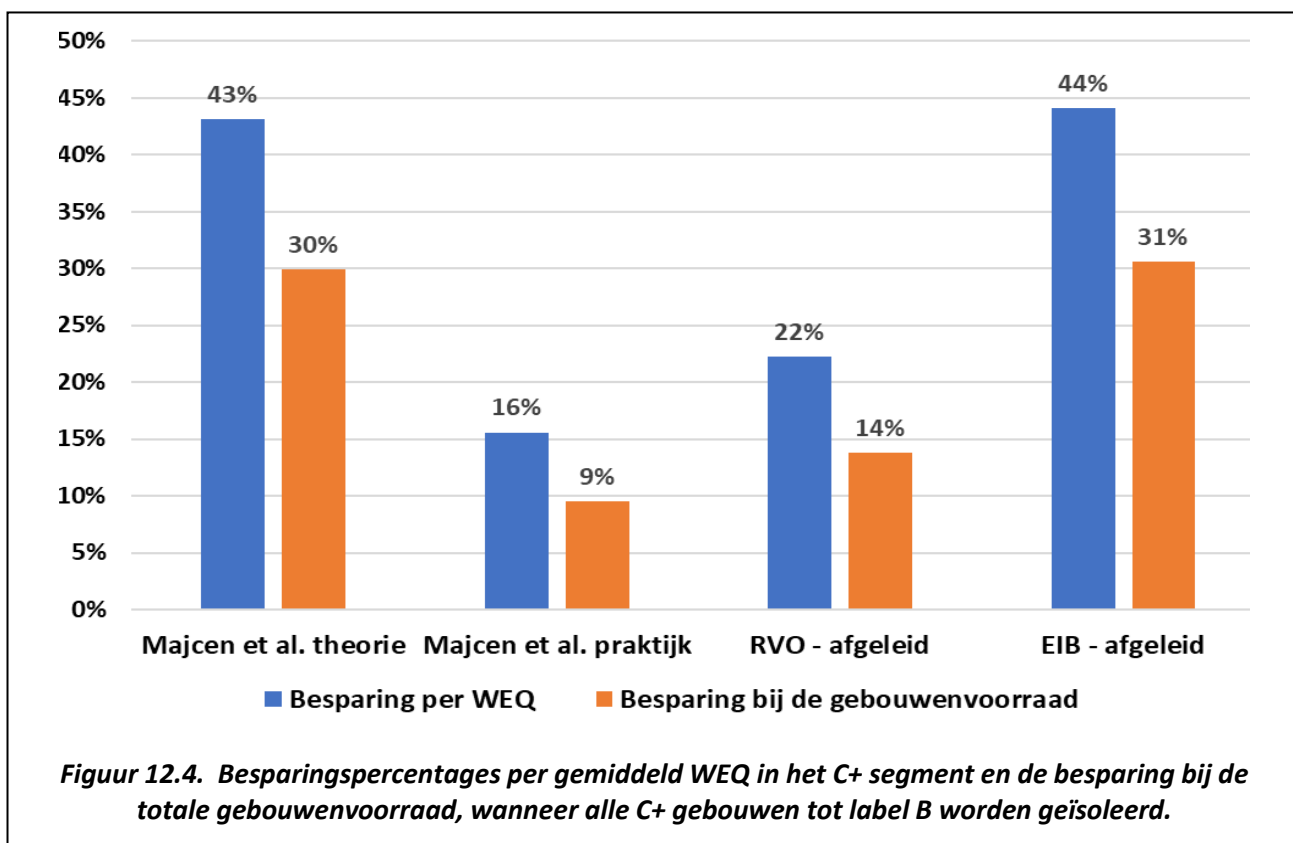
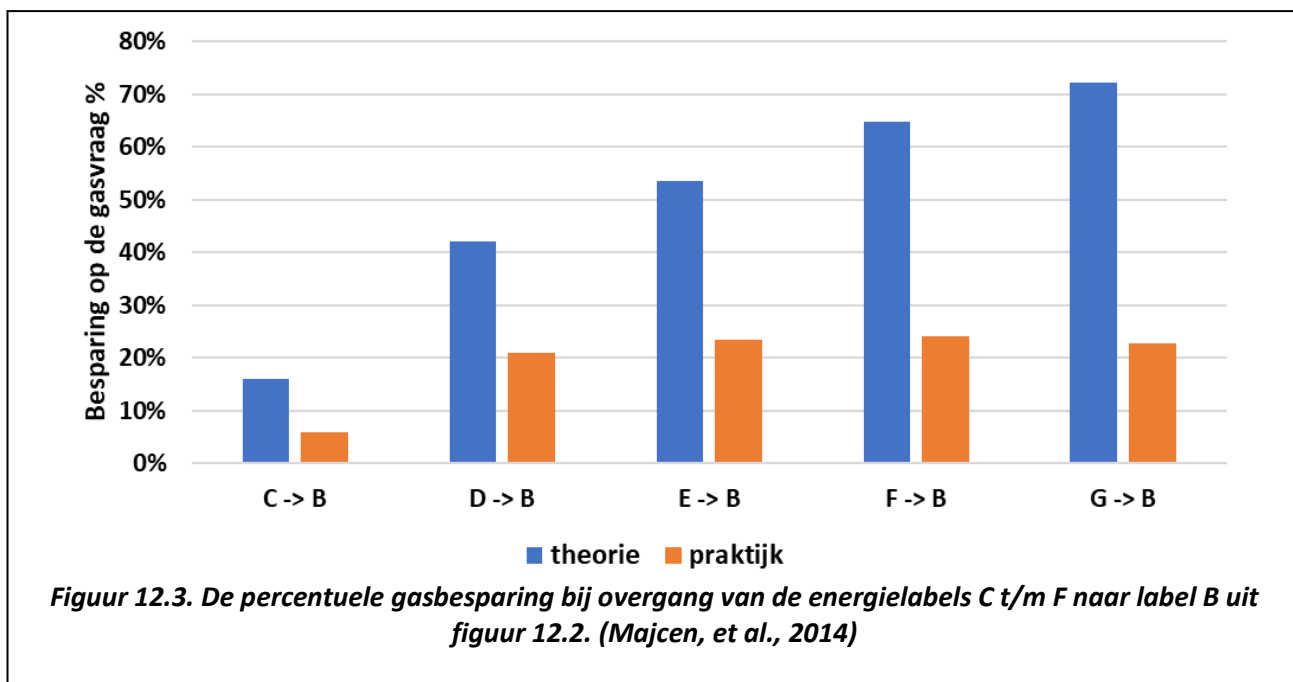


energielabel B, waarvan wordt aangenomen dat dat voldoende is voor de installatie van een all electric warmtepomp. Verdergaande isolatie is per eenheid energie relatief kostbaar, waar ook het Economisch Instituut voor de Bouw (EIB) op wijst (Hoek, et al., 2018).

Als we de waarden uit figuur 12.2 omzetten naar het besparingspercentage bij isolatie van tot het label B niveau, ontstaat figuur 12.3.

In bijlage A werken we deze cijfers om naar een kwantitatieve inschatting van de energiebesparing, wanneer de bijdrage vanuit de verschillende hogere energielabels gewogen worden naar het aandeel van dat label in de Nederlandse voorraad (figuur 12.1) – inclusief de dienstensector, waarvoor we met dezelfde labelverdeling en besparingspercentages rekenen. Het gaat dan om een benadering, want feitelijk zou gewogen moeten worden naar het totale vloeroppervlak per energielabel. Figuur 12.4 geeft het resultaat, waarbij ook het

besparingspercentage getoond wordt wanneer met de totale gebouwenvoorraad gerekend wordt (omdat energielabels B en A niet verder geïsoleerd worden is dit percentage lager).



Naast het cijfers van Majcen et al., hebben we ook indicaties van RVO doorgerekend en een indicatie van het Economisch Instituut voor de Bouw (EIB). De indicatie van het EIB is vrijwel gelijk aan die welke we afleiden uit de theoretische berekeningen van Majcen et al.: 44% besparing op gebouwniveau. De RVO indicatie ligt veel dichterbij de praktijkwaarnemingen. We rekenen verder met 22% energiebesparing op basis van de praktijkindicaties.

De kosten van de besparingsmaatregelen

Kostenindicaties per woningtype en gebouwlabel uit de Startanalyse Aardgasvrije Buurten worden in bijlage A omgerekend naar € 12.500 (excl. BTW) per 'gemiddelde woning' in het C+ segment voor isolatie naar energielabel B. We rekenen met 15% BTW⁴⁷: € 14375 incl. BTW. Bij een financieringstermijn van 25 jaar tegen 2% rente zijn de jaarlijkse kosten € 736.

	Bewoner/ eigenaar	Overheid	Bewoner/ eigenaar	Overheid
	44 % besparing		22% besparing	
Oorspronkelijk	m3/jaar		m3/jaar	
Aardgasvraag C+ segment	1559		1389	
	Kosten incl. belasting	Belasting inkomsten	Kosten incl. belasting	Belasting inkomsten
Oorspronkelijk	€/jaar	€/jaar	€/jaar	€/jaar
Aardgasvraag	1232	811	1097	722
Na isolatie				
Aardgasvraag	690	454	856	563
Isolatiemaatregelen (€14375)	736	100	736	100
Totaal	1426	554	1592	663
Belastingderving		257		59
Meerkosten	194		495	
Overheid: compensatiekosten		451		554
		€		€
Compensatie over 25 jaar		11275		13842

Tabel 12.1 Kostenberekening voor isolatie maatregelen tot energielabel B voor de eigenaar/bewoner en de overheid om de woonlasten constant te houden.

In tabel 12.1 zetten we die af tegen het kostenvoordeel van een lagere energierekening bij 44% dan wel 22% besparing op de warmtevraag. De oorspronkelijke aardgasvraag verschilt in de twee scenario's, omdat bij het hoge besparingspercentage een grotere gasvraag voor de onzuinige energielabels wordt aangenomen (zie figuur 12.2). Voor de gasprijs wordt gerekend met 0,79 €/m³ inclusief belastingen (energiebelasting, opslag duurzame energie en BTW) en 0,26 €/m³ zonder belastingen⁴⁸.

De huiseigenaar/bewoner is jaarlijks € 194/jaar extra kwijt als 44% besparing gehaald wordt en € 495/jaar als bij dezelfde aanpassingskosten de besparing op slechts 22% uitkomt.

Als de overheid hiervoor gaat compenseren om de woonlasten constant te houden, kunnen we de netto kosten daarvoor berekenen, ook rekening houdend met de lagere belastinginkomsten na energiebesparing. We zien dat die overheidsbijdrage € 451 tot € 554 per jaar bedraagt, afhankelijk van de feitelijk energiebesparing. Over de financieringstermijn van 25 jaar wordt dat € 11.275 - € 13.842 per woningequivalent. Het financiële risico van de overheid voor het feitelijke effect van de besparingsmaatregelen is bescheiden, door de lage aardgasprijs zonder belastingen, maar de kosten van de CO₂ emissiereductie zijn hier wel sterk afhankelijk van.

Terugrekenend vanuit de gewenste 25% besparing op de warmtevraag in 2018, zouden in het 44% scenario 5,2 miljoen woningequivalenten tot 2030 moeten worden geïsoleerd tot energielabel B (2000 woningequivalenten per dag) - 3/4 van de bestaande gebouwequivalenten met een energielabel C of hoger. De overheidskosten over 25 jaar zouden daarvoor € 57 miljard bedragen door belastingderving en een bijdrage voor gelijkblijvende woonlasten. De praktijkwaarnemingen waarschuwen ons dat de werkelijke besparing een factor 2 lager kan zijn. Om extra te compenseren voor gelijkblijvende woonlasten zou de overheidsbijdrage dan stijgen naar € 70 miljard over 25 jaar.

13. Hybride warmtepompen: een belangrijk concept

In hoofdstuk 3 werd erop gewezen dat het PBL een belangrijke rol ziet weggelegd voor de introductie van hybride warmtepompen als duurzame(re) energietechnologie tot 2030, vanwege de relatief lage kosten.

Hybride warmtepompen hebben geen vloerverwarming nodig, en stellen minder zware eisen aan gebouwisolatie dan all electric warmtepompen. Maar een zekere mate van isolatie is wel belangrijk. In een slecht geïsoleerd gebouw maakt de warmtepomp minder draaiuren dan in een goed geïsoleerd gebouw, wat dus ten koste gaat van de energievraag, en wat het terugverdienen van de warmtepomp moeilijker maakt. Waar voor all electric warmtepompen veelal wordt aangenomen dat minimaal isolatie tot label B niveau nodig is, lijkt energielabel C voldoende voor effectieve toepassing van hybride warmtepompen. Ongeveer 2/3 van de Nederlandse gebouwen heeft momenteel energielabel C of beter (figuur 12.1), wat dus betekent dat hybride warmtepompen grootschalig zouden kunnen worden ingevoerd zonder bijzondere isolatie-inspanningen. Een warmtepomp kan daarvoor naast een nog goed functionerende HR CV ketel worden geplaatst. Bij vervanging van de CV ketel kan uiteraard meteen een compleet hybride systeem worden geplaatst. Jaarlijks worden 450.000 HR CV ketels verkocht⁴⁹ en met stimulerend beleid kunnen tot 2030 dus miljoenen hybride systemen worden geplaatst.

Hybride systemen reduceren de gasvraag met ongeveer 50% en daarmee dus ook de CO₂ uitstoot van gebouwen in de beleidsberekeningen, waarin de extra emissies als gevolg van een grotere elektriciteitsvraag ten laste komen van de elektriciteitssector. Dit is een grotere reductie dan bij isolatie van een gemiddeld gebouw met energielabel C of hoger naar energielabel B, zelfs wanneer daarvoor de theoretische berekeningen worden aangehouden. Maar het kan dus tweemaal zoveel zijn, als we de praktijkwaarnemingen voor het isolatie-effect meer vertrouwen.

We maken opnieuw een kosteninschatting, rekenend met de gemiddelde warmtevraag van 1232 m³ a.e./jaar per woningequivalent. Voor de meerkosten van een hybride systeem met een warmtepomp van 4kW ten opzichte van een HR VCV ketel, noemt de consumentenbond in 2021 een prijs van € 4450-5900 inclusief installatie en BTW⁵⁰. We rekenen met € 5175, met een afschrijftermijn van 15 jaar, wat bij financiering tegen 2% € 403/jaar kost. Voor de elektriciteitsprijs gebruiken we belast 0,22 €/kWh, en onbelast 0,07 €/kWh⁵¹. De jaarronde warmteproductie van de warmtepomp in het hybride systeem (5,2 kWh warmte/kWh elektriciteit) is overgenomen van het PBL (Hoogervorst, 2020). Bij berekeningen aan all electric warmtepompen wordt vaak een waarde van rond de 3,5 kWh/kWh gebruikt, maar in hybride systemen springt op de 'moeilijke momenten' de gasketel bij, waardoor de warmtepomp gemiddeld beter presteert.

Een hybride warmtepomp zou voor een gebouweigenaar/-bewoner in deze berekening € 145/jaar aan meerkosten geven (zonder subsidies). Voor compensatie van de meerkosten inclusief de belastingderving door het lagere energiegebruik en rekening houdend met de BTW inkomsten van de warmtepompanschaf, zijn de kosten voor de overheid € 250 per jaar. Voor vergelijking met de overheidskosten van isolatiemaatregelen is dit over 25 jaar € 6240. Ruwweg de helft van de isolatiekosten van woningen met energielabel C en hoger tot energielabel B.

Kosten van de CO₂ reductie

In tabel 13.2 rekenen we de overheidsbijdragen voor isolatiemaatregelen en hybride warmtepompen om naar de kosten per vermeden ton CO₂. De hybride verwarming scoort het beste met 216 €/ton CO₂. In de industrie zien we dit prijsniveau ontstaan als 30 Mton/jaar CO₂ bespaard moet worden (figuur 13.1). De kosten van isolatiemaatregelen zijn hoog (348-979 €/ton CO₂), in vergelijking met de kosten die in de industrie gemaakt moeten worden.

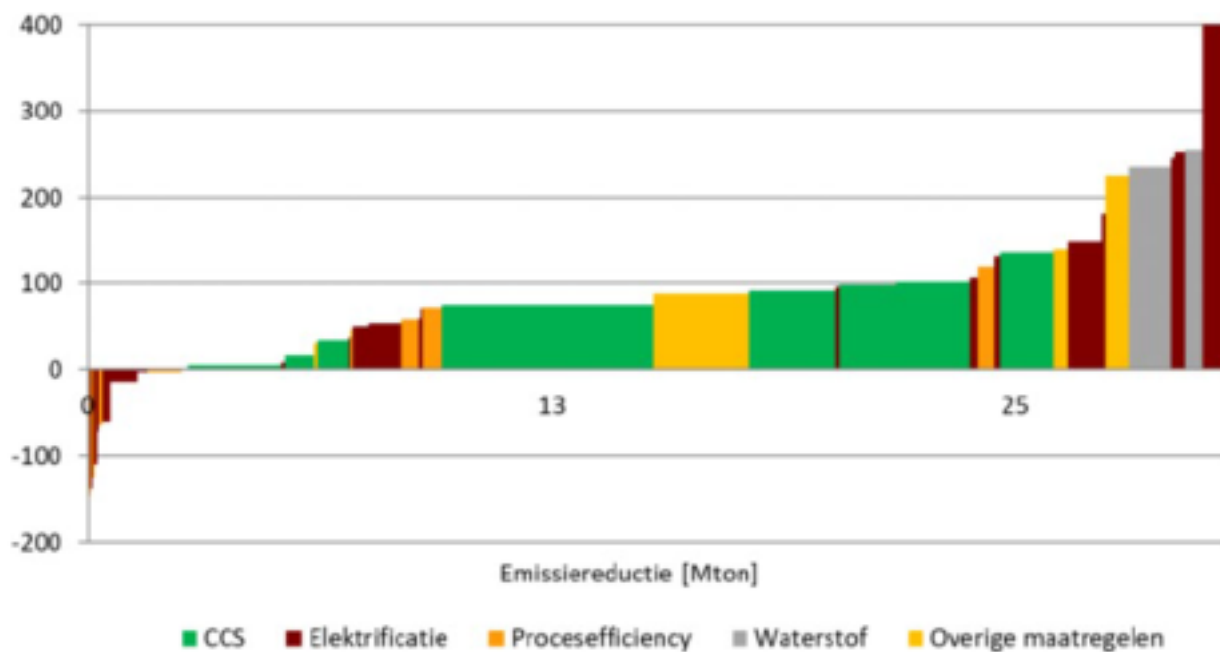
	Bewoner/ eigenaar	Overheid
	Hybride warmtepomp	
Oorspronkelijk	m3/jaar	
Aardgasvraag	1232	
	Kosten incl. belasting	Belasting inkomsten
Oorspronkelijk	€/jaar	€/jaar
Aardgasvraag	973	641
Met hybride warmtepomp		
Aardgasvraag	487	320
Elektriciteitsvraag	229	156
Hybride warmtepomp (€ 5175)	403	60
Totaal	1119	537
Belastingderving		104
Meerkosten	145	
Overheid: compensatiekosten		250
		€
Compensatie over 25 jaar		6240

Tabel 13.1 Kosten van de introductie van een hybride warmtepomp voor de eigenaar/bewoner en voor de overheid om de woonlasten constant te houden.

	isolatie		Hybride verwarming
	44%	22%	
Meerkosten (€/jaar)	451	555	250
CO2 reductie (kg/jaar)	1295	567	1160
CO2 reductiekosten (€/ton CO2)	348	979	216

Tabel 13.2 De kosten van de CO₂ emissiereductie bij isolatie en bij hybride verwarming met aardgas, zonder isolatie.

Kosteneffectiviteit
[€/ton CO₂]



Figuur 13.1. Kosten voor CO₂ emissiereductie (€/ton CO₂) in de industrie, zoals gegeven in het Klimaatakkoord.

14. Isolatie en waterstof

We zagen, rekenend met gemiddelden, dat hybride verwarming met aardgas financieel aantrekkelijk is in vergelijking met isolatie. In werkelijkheid zijn er uiteraard ook tussenoplossingen mogelijk door (gebouwafhankelijk) juist die isolatiemaatregelen te treffen die zich goed terugverdienen. Grootschalige invoering van hybride systemen is hoe dan ook aantrekkelijk en verkleint de onzekerheid voor de haalbaarheid van de 2030 doelstellingen uit het klimaatakkoord.

Een nadeel van hybride warmtepompen is evenwel dat daar een brandbaar gas voor nodig is. Zonder perspectief op het verduurzamen van de gasaanvoer is de omschakeling naar hybride warmtepompen dus een tijdelijke maatregel. Voor 2050 zullen hybride warmtepompen dan weer vervangen moeten worden door verwarmingstechnologie die volledig CO₂ neutraal is. Het PBL adviseert dan ook in haar analyse van het ontwerp klimaatakkoord (Hekkenberg, et al., 2019) om de introductie van hybride warmtepompen gepaard te laten gaan met 'spijtvrije isolatie' zodat gebouwen niet voor een tweede keer hoeven te worden aangepakt, wanneer nieuwe verwarmingstechnologie (all electric warmtepompen en/of duurzame warmtenetwerken) voor 2050 de hybride warmtepomp vervangt.

Een beeld dat waterstof grootschalig z'n intrede gaat doen via onze gasnetwerken werpt dus z'n schaduw vooruit op maatregelen die we op korte termijn moeten nemen. Bij verwacht waterstofaanbod is het nog logischer sterk in te zetten op hybride systemen, waarbij het verstandig is dat HR CV ketels zo snel mogelijk (in hybride systemen en losstaand) waterstof voorbereid zijn. Met dat marktperspectief kunnen fabrikanten grootschalig gaan produceren, met een gerede kans dat de meerprijs ten opzichte van gangbare HR CV ketels klein wordt of misschien zelfs verdwijnt, wat het tot een no regret maatregel maakt. In het Verenigd Koninkrijk wordt waterstofvoorbereiding als eis bepleit (na 2025). Aantrekkelijk van waterstofvoorziening is dat hybride systemen ook op de langere termijn inzetbaar blijven.

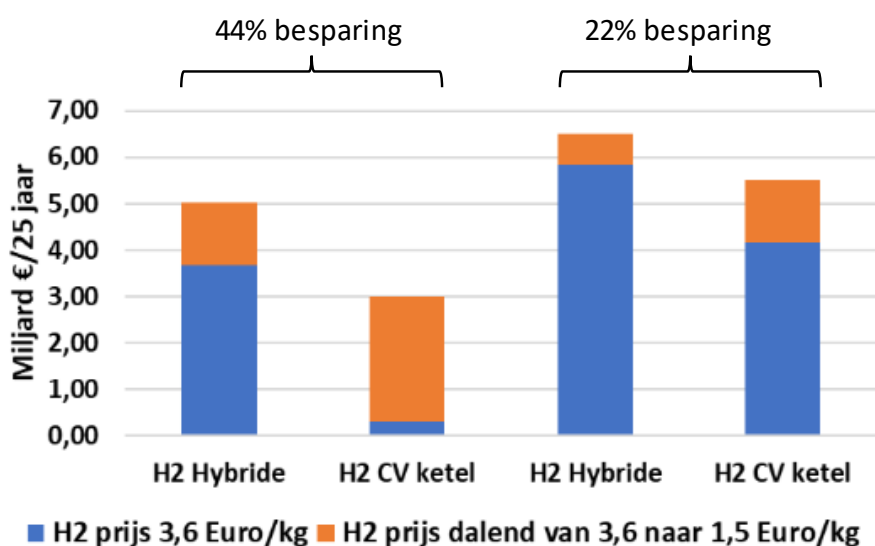
In hoofdstuk 16 betogen we dat nog voor 2030 een serieuze eerste stap (500.000 woningen) gezet kan worden met de invoer van waterstof in wijken die dicht bij de in ontwikkeling zijnde Gasunie waterstofbackbone liggen, en die in 2026 operationeel zou moeten zijn. Een concreet traject daarnaartoe geeft ook meer houvast om vertrouwen te winnen in grote stappen daarna, met inbegrip van de vraag hoe snel die transitie zou kunnen plaatsvinden. Met voldoende maatschappelijk draagvlak zou dat wel eens een belangrijke kapstok kunnen blijken voor planbare voortgang.

Laten we eens aannemen dat er inderdaad enthousiasme ontstaat om 500.000 woningen in 2030 op waterstof aangesloten te hebben en dat we daarvoor (oudere) wijken vinden met energielabel C en hoger, waarvoor we moeten gaan kiezen tussen 'spijtvrij isoleren (tot B niveau)' gevolgd door verwarming met waterstof, of dat we de isolatie achterwege laten en alleen verwarmen met waterstof. Met andere woorden – de kosten voor de waterstofinstallatie maken we toch, maar het is de vraag of voorafgaande energiebesparing zich terugverdient in een lagere energierekening, of niet.

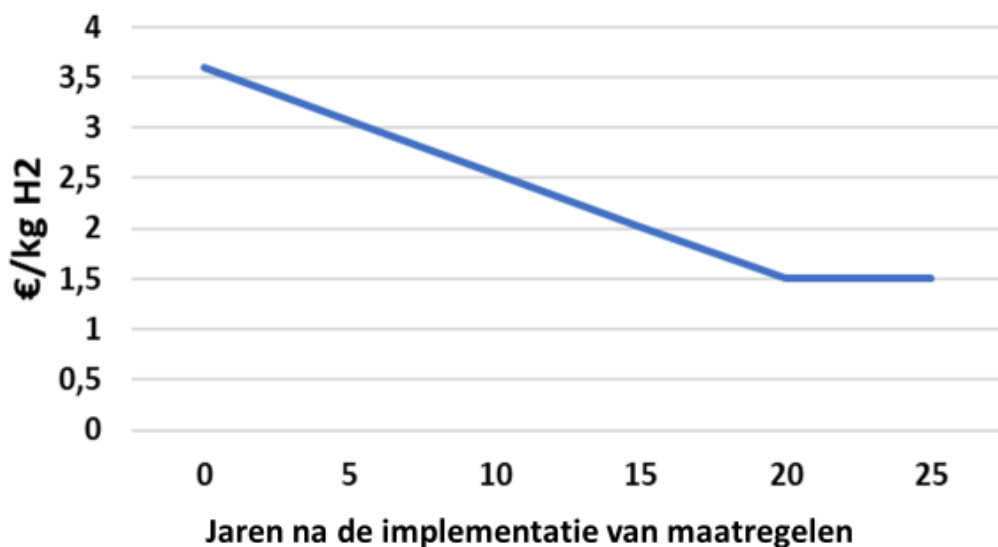
We nemen een waterstofprijs van € 3,6/kg aan (zonder belastingen), omdat de kans groot is dat voor veel woningen waterstofverwarming dan de goedkoopste duurzame variant wordt, kijkend naar alle kosten die voor en achter de voordeur gemaakt moeten worden, en omdat dit een niet onredelijke inschatting is van de waterstofprijs in 2030 (hoofdstuk 9). Daarbij nemen we een kostendaling van de waterstofprijs aan over 25 jaar consistent met figuur 10.3.

Als de besparingsmaatregelen het theoretisch voorspelde effect van 44% hebben, is de financiële besparing op de waterstofvraag bij gebruik van een H₂ CV ketel ongeveer even hoog als de kosten die gemaakt moeten worden voor de isolatie, bij een waterstofprijs van 3,6 €/kg (figuur 14.1). Als we over een periode van 25 jaar rekenen en daarbij de daling van de waterstofprijs uit figuur 14.2 aannemen, dan bespaart verwarming met een CV ketel € 3 miljard voor 500.000 woningen over een periode van 25 jaar, als voorafgaand daaraan niet

geïsoleerd wordt tot energielabel B. Hybride verwarming met een lagere waterstofvraag scoort uiteraard beter. Als het isolatie-effect tegenvalt en 22% zou bedragen, zijn de meerkosten van waterstofverwarming in alle gevallen aanzienlijk kleiner dan de isolatiekosten. De besparing kan oplopen tot meer dan € 6 miljard/25 jaar voor dit aantal woningen – ofwel tientallen miljarden euro's op nationale schaal.



Figuur 14.1. Besparing over 25 jaar voor 500.000 woningen, indien waterstofverwarming niet wordt voorafgegaan door isolatiemaatregelen tot energielabel B.



Figuur 14.2. Aangenomen kostendaling van waterstof over 25 jaar in figuur 14.1.

Dit zijn allemaal ruwe aannames. Per gebouw zijn er verschillen, bijvoorbeeld voor prijseffectieve isolatieopties. Daarbij kun je uiteraard uitgaan van een andere prognose van de waterstofprijs. Maar de hoofdboodschap is dat een perspectief voor de ontwikkelingen na 2030 tot een andere strategie kan leiden tot 2030, en dat de financiële effecten daarvan groot kunnen zijn. Ieder gebouw dat tot 2030 geïsoleerd wordt, zal per slot van rekening tijdens de levensduur van de isolatiemaatregelen uitgerust worden met duurzame verwarmingstechnologie.

15. CO₂ emissies van verschillende verduurzamingsopties

Alle opties geven nog CO₂ emissies in 2030

Beleidsmatig wordt voor de berekening van het CO₂ reducerende effect gerekend met de verlaging van de CO₂ uitstoot uit de schoorstenen van de gebouwen. Alle alternatieve opties voor aardgasverbranding in een CV ketel verlagen de CO₂ uitstoot van gebouwen dan 'rekentechnisch' met 100%. In werkelijkheid geven alle opties in de productieketen nog steeds emissies elders in het land, maar die zijn voor verantwoordelijkheid van de toeleverende sectoren. In tabel 15.1 laten we de verwachte CO₂ emissies op ketenniveau zien in 2030, berekend voor de gemiddelde warmtevraag in 2018 van 1232 m³ a.e./WEQ/jaar. Er is geen rekening gehouden met eventuele extra CO₂ emissies als gevolg van energieopslag. Na isolatiemaatregelen blijven de procentuele verschillen uiteraard hetzelfde.

	kg CO ₂ per jaar	procentueel	CO ₂ emissie kg per GJ warmte
Aardgas	2321	100%	59,5
Groengas	882	38%	22,6
Warmtenetten	737	32%	18,9
Geothermie	498	21%	12,8
Warmtepomp	485	21%	12,4
Blauwe waterstof	285	12%	7,3

Tabel 15.1 Verwachte CO₂ emissies in 2030 voor verschillende verwarmingsopties bij een gemiddelde warmtevraag in 2018 van 1232 m³ aardgasequivalenten/WEQ.

Groen gas

Bij de productie van groen gas komt momenteel nog vrij veel broeikasgas vrij. www.CO2emissiefactoren.nl stelt dat gemiddeld met 0,723 kg CO₂ per m³ groen gas gerekend moeten worden (per technologie zijn er verschillen). Bij aardgas ligt dit op 1,884 kg CO₂/m³⁵², waarmee groen gas dus nog een kleine 40% van de CO₂-emissies van aardgas geeft. Als bij de groen gasproductie in de toekomst meer duurzame energie wordt gebruikt, dalen de CO₂ emissies uiteraard.

Warmtenetten

Het Klimaatakkoord geeft als 2030 doelstelling voor de CO₂ emissie van warmte uit warmtenetwerken 18,9 kg CO₂ per GJ geleverde warmte. Het pad daarnaartoe is nog niet uitgewerkt, maar we nemen deze waarde over.

Geothermie

Bij het oppompen van warm water van een diepte van enkele kilometers, komt ook aardgas mee omhoog. In Nederland is dat bij veel projecten circa 1 m³ gas per m³ warm water⁵³ – ongeveer 16% van de totale energielevering⁵⁴. Dat gas terugvoeren naar de ondergrond is technisch lastig en kostbaar – het wordt bovengronds verbrand, bijvoorbeeld in de WKK installatie van de glastuinbouw. Zolang we aardgas gebruiken verhoogt dit bijgevangen gas niet de nationale CO₂ emissies – anders was voor dezelfde toepassing immers 'normaal' aardgas gebruikt. Maar het moet wel meegerekend worden bij de CO₂ ketenemissies voor gebouwverwarming. Als we daarbij rekening houden met de 26% energieverliezen in warmtenetwerken (Segers, et al., 2020), geeft geothermie 21% van de CO₂-emissies die ontstaan bij aardgasverwarming met een CV ketel.

All electric warmtepompen

Een andere doelstelling uit het Klimaatakkoord is dat de elektriciteitsproductie voor 70% duurzaam is geworden in 2030. We rekenen met 0,17 kg CO₂/kWh. Er is een jaargemiddelde COP (kWh warmte/kWh elektriciteit) aangenomen van 3,8 voor de gecombineerde productie van warm tapwater en ruimteverwarming, wat door het PBL wordt opgegeven als een typische waarde voor een lucht-water warmtepomp (Hoogervorst, et al., 2020).

Blauwe waterstof

Blauwe waterstof kan in de aanlooperperiode van de waterstofeconomie een rol gaan spelen, zie ook hoofdstuk 10. In de tabel is gerekend met 90% afvang⁵⁵ en verbranding in een CV ketel.

De verschillen zijn groot

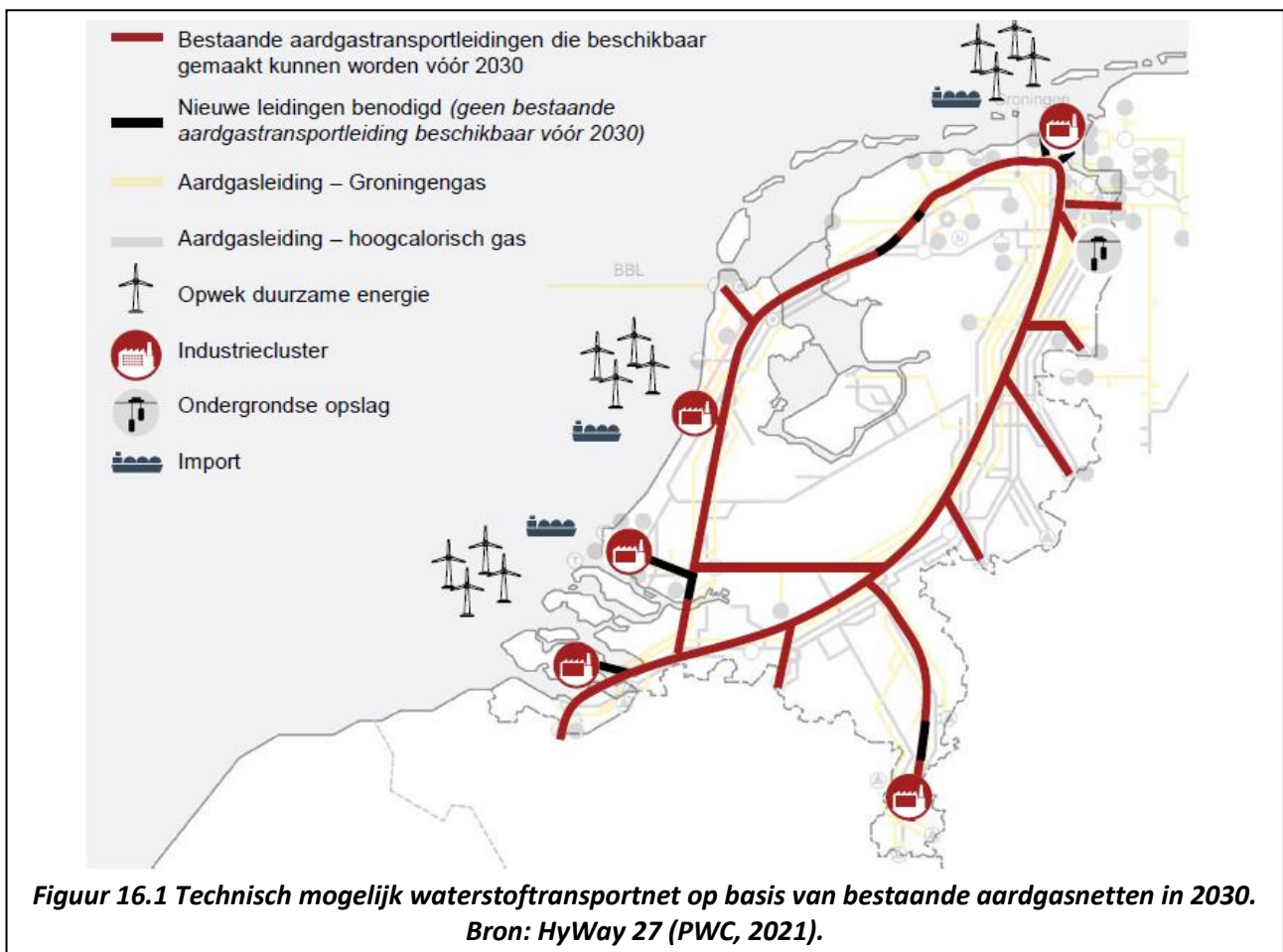
We zien een maximaal verschil tussen de opties van bijna 600 kg CO₂/WEQ per jaar (groen gas versus blauwe waterstof met 90% CO₂ afvang). Op een schaal van 1 miljoen woningen is dat 0,6 Mton CO₂/jaar. Een relevant verschil, als je bedenkt dat deze CO₂ emissiebesparing ook verkregen wordt wanneer ruim 300.000 woningequivalenten een all electric warmtepomp krijgen.

16. De komst van de nationale waterstofbackbone

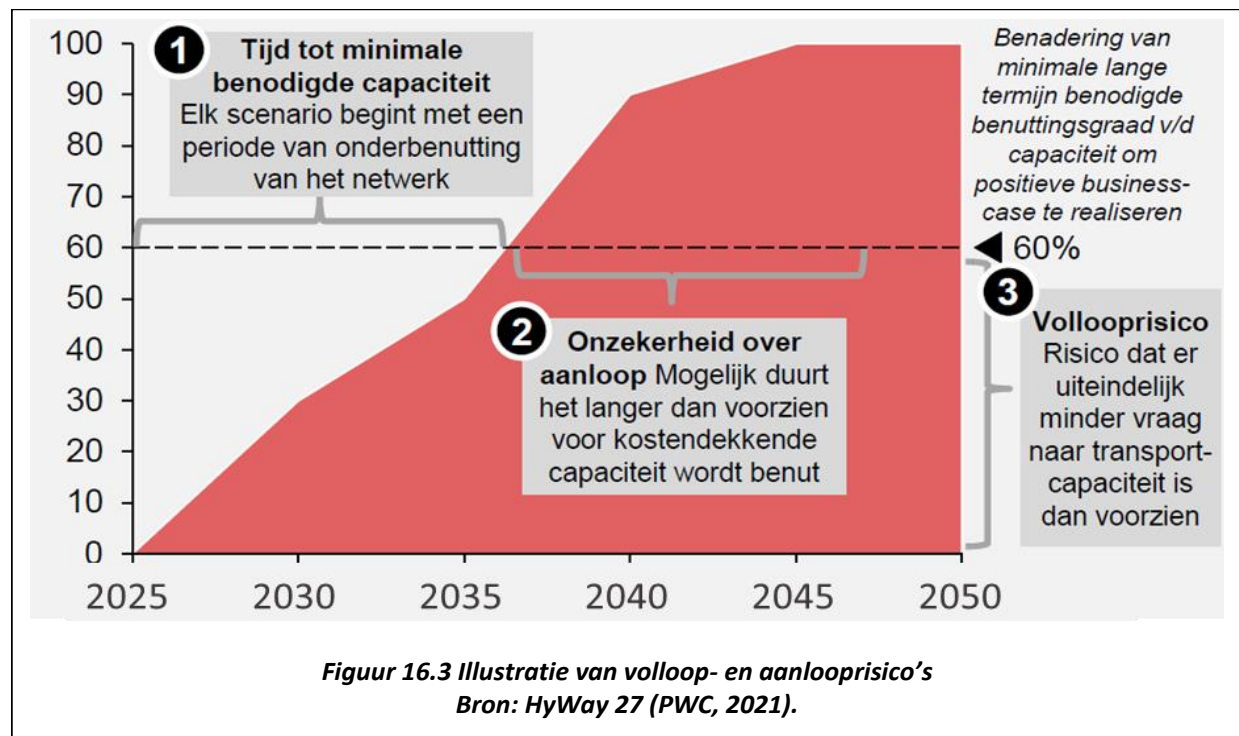
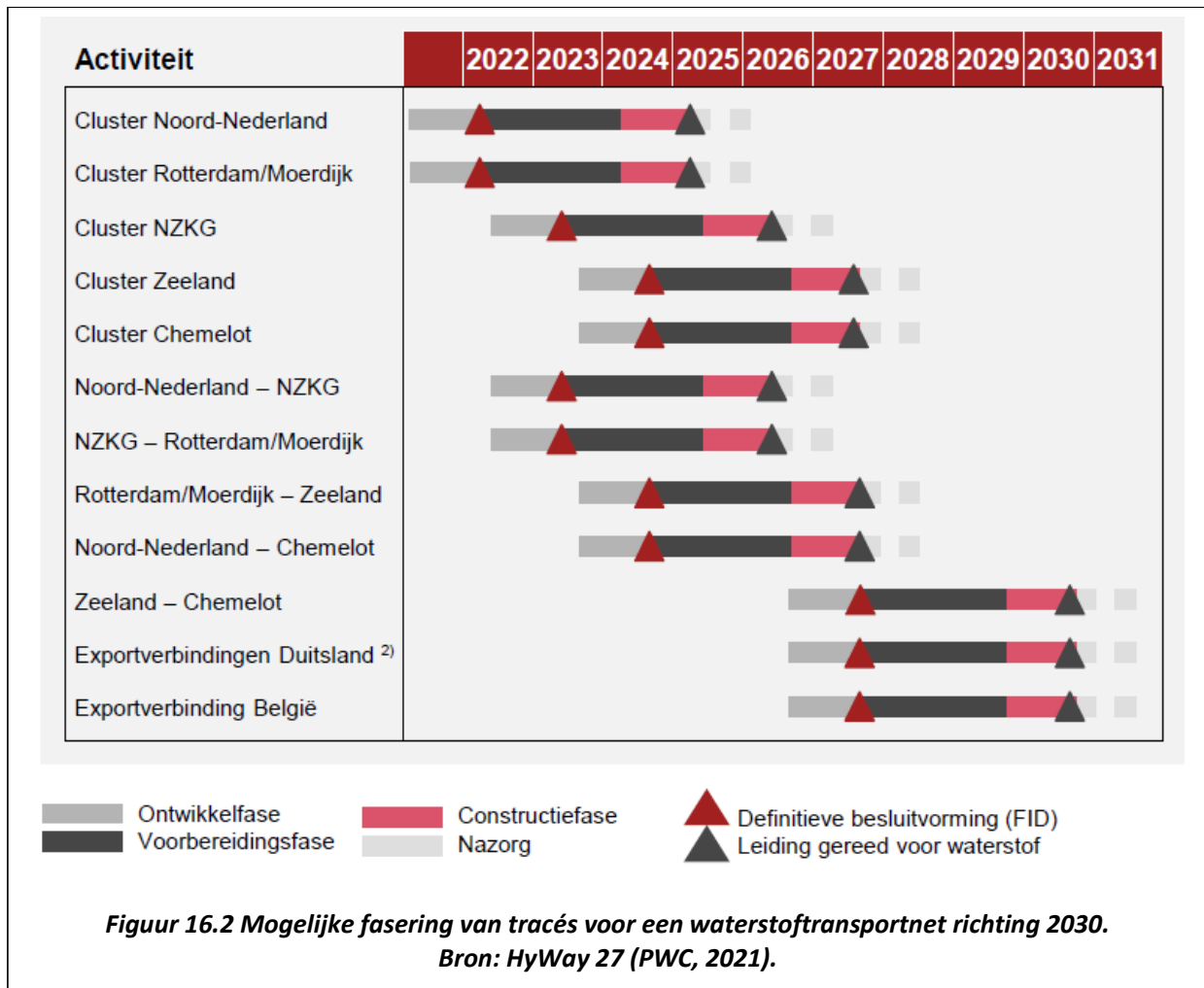
HyWay 27: een plan voor een nationaal waterstof transportnetwerk

De Gasunie heeft plannen uitgewerkt voor een nationale “waterstofbackbone” die de 5 grote Nederlandse industriegebieden met elkaar, met aanvoer-/productielocaties en met te ontwikkelen ondergrondse opslaglocaties in Noord-Nederland verbindt. De consultant Price Waterhouse Coopers (PWC/Energy&) heeft het bijbehorende HyWay 27 project ondersteund en het eindrapport in juni 2021 gepubliceerd. Op basis daarvan heeft het Nederlandse kabinet besloten met een plan te komen voor de ombouw van bestaande gastransportleidingen naar waterstof.

De kern van het idee is, dat door de afbouw van de Groningse gasproductie aardgastransportleidingen vrijvallen, die met bescheiden investeringen overgenomen en omgebouwd kunnen worden voor waterstoftransport. Een beperkt tracé met nieuwe leidingen is daarbij nodig. De totale kosten voor een kleine 1200 km aan leidingen worden geraamd op 1,5 miljard Euro. Het gaat om grote leidingen met een diameter van bijna een meter, waarmee op termijn 10-15 GW waterstof getransporteerd kan worden (25-35% van het actuele Nederlandse aardgasgebruik). Volgens de huidige prognoses zou hiermee de waterstoftransportbehoefte tot 2040 gedekt kunnen worden.



Bij voortvarende besluitvorming, laat figuur 16.2 zien dat het waterstoftransportnet al in 2025 in Noord-Nederland en bij Rotterdam/Moerdijk kan worden opgeleverd. Het integrale netwerk kan in 2030 gereed zijn.



Dankzij de beschikbaarheid van een transportsysteem kunnen de vraag- en de afnamezijde zich ontwikkelen, en het is de uitdaging daar een gelijke tred in te vinden. Zonder vraag geen aanbod, en zonder aanbod geen vraag. De pijpleidingen hebben een grote capaciteit, die pas op termijn volledig gebruikt zal worden. Dit geeft een “aanloop- en vollooprisico”. In figuur 16.3 wordt ervan uitgegaan dat in 2030 ca. 4 GW benut zal worden, 1/3 van de capaciteit. Dit is in lijn met de doelstelling uit het klimaatakkoord om 3-4 GW elektrolysevermogen in 2030 operationeel te hebben, waarbij de ontwikkeling van de vraagzijde nog niet scherp in kaart is gebracht.

Voor de financiering zijn niet alleen de realisatiekosten van de leidinginfrastructuur belangrijk, maar zal er ook compensatie moeten komen voor de meerprijs van groene waterstof ten opzichte van de nu gebruikte grijze waterstof, dan wel voor het verschil met de aardgasprijs voor nieuwe toepassingen, als hoge temperatuurverwarming in de industrie. Met die compensatie kan de afzetmarkt goed op gang komen.

In de HyWay 27 analyse wordt de totaal benodigde overheidsbijdrage (ombouw en prijscompensatie voor aardgas) geraamd op € 7,2 – € 12,9 mld: 360-650 miljoen € er jaar over een periode van 20 jaar. Daarbij wordt uitgegaan van een productievolume van 3,5 GW in 2030 en wordt gerekend met een waterstofproductieprijs van ca. 2,6 €/kg, in lijn met de cijfers uit grafiek 10.2. De bandbreedte van de raming hangt samen met aannames omtrent de toekomstige CO₂ heffing op aardgas.

17. De waterstofbackbone en kansen voor gebouwen

De waterstofbackbone: een essentiële voorwaarde voor gebouwverwarming

De aanwezigheid van een grootschalig waterstoftransportnetwerk is een eerste voorwaarde om serieuze plannen te kunnen ontwikkelen voor de aansluiting van gebouwen op waterstof. De waarschijnlijke komst van een nationaal waterstofnet, waarvan de eerste tracés hopelijk al in 2025 kunnen worden opgeleverd nodigt uit om dit beter te doordenken.

Eenzijds kan dan een stap gemaakt worden om waterstof als een alternatief voor gebouwverduurzaming sterk op de agenda te zetten, anderzijds wordt ook een bijdrage geleverd aan de risicoverkleining van de volloopsnelheid van het waterstofnet. Een roadmap voor gebouwverwarming geeft afnamegarantie voor waterstof, en een overheidsbijdrage die toch voor de verduurzaming van de gebouwde omgeving noodzakelijk is, kan dan ook deels ten goede komen aan de financiering van het waterstoftransportnet.

Moeten we waterstof wel inzetten voor gebouwen?

Een veelgehoord tegenargument is dat de groene (en blauwe) waterstofproductie nog vrijwel volledig van de grond moet komen, en dat andere sectoren een grotere prioriteit verdienen als eerste afnemers dan gebouwen. Er zijn immers weinig andere verduurzamingsalternatieven voor de industrie (hoge temperatuurverwarming en grondstoffen), de vervoerssector (met name het zware, lange afstandstransport over de weg, door de lucht en over water) en energiebuffering voor de elektriciteitsvoorziening. Gebouwen kun je ook op een andere manier verduurzamen.

Het maakt dus verschil of je vanuit de verduurzamingsvraag van de gebouwde omgeving naar de wenselijkheid van verwarming met waterstof kijkt, of vanuit het “nationale plaatje”. We hebben betoogd dat modelberekeningen en kostprijssaannames laten zien dat al in 2030 verwarming met waterstof voor een groot deel van de bebouwing kosteneffectief geacht wordt en dat met de verwachte dalende waterstofprijzen daarna, het verschil met andere verduurzamingsopties groter zal worden.

Maar het is dus mogelijk dat wanneer je de meerkosten voor een deel van de gebouwen bij andere opties voor lief neemt, de kosten voor de CO₂-reductie op nationaal niveau lager zijn, wanneer je de (initiële) groene/blauwe waterproductie inzet voor andere sectoren.

Een belangrijke vraag is evenwel hoe je de risico's moet inschatten van de vraagontwikkeling bij die andere sectoren. Ook als de waterstofprijs door overheidsinspanningen gegarandeerd wordt op het niveau van aardgas en grijze waterstof, zullen industrieën hun strategieën en procesvoering moeten aanpassen. En hoe snel kunnen de vervoerssector en de elektriciteitssector tot een significante waterstofvraag komen? Het is niet voor niets dat de HyWay 27 analyse het vollopen van de leidingcapaciteit (en daarmee van een gebalanceerde vraag-/aanbod verhouding) als een risico benoemt.

De overheid kan in samenwerking met sleutelpartijen als de Gasunie, netbeheerders en de Vereniging van Nederlandse Gemeentes, bij gebouwverduurzaming een nadrukkelijker rol spelen dan bij de ontwikkeling van de waterstofvraag van de industrie en van de vervoerssector. Door een gebouwvraag te agenderen kan de afnamezekerheid van de opkomende groene waterstofproductie vergroot worden, of –als de afname in andere sectoren toch gelijke tred houdt met het aanbod – investeringszekerheid bieden voor een grotere productiecapaciteit in 2030. Op de langere termijn zal waterstofimport ook een significante rol gaan spelen.

Een eenduidig traject naar een significante inzet van waterstof voor gebouwen kan in plaats van bedreigend, ook gezien worden als ondersteunend voor de andere sectoren. Er wordt investeringszekerheid geboden voor productie en transport, en het draagt bij aan de bewustwording van het belang van deze energiedrager naast elektriciteit.

En opnieuw willen we benadrukken dat de ombouw van onze woningen ons allemaal raakt. Een gebalanceerd traject, met meer keuzemogelijkheden om de overlast van gebouwaanpassingen zoveel mogelijk te beperken, is belangrijk voor het draagvlak onder de bevolking. Het aantrekkelijke beeld bij waterstofverwarming is dat aanpassingen achter de voordeur beperkt blijven: de transitieopgave verschuift voor een belangrijk deel naar de centrale spelers die de aanvoer van het duurzame gas veilig moeten stellen en betaalbaar moeten houden. Verder is van groot belang dat waterstofverwarming niet alleen in het kader van 2030 doelstellingen wordt gezien, maar ook belangrijk is voor het lange termijnperspectief, wanneer duurzaam in de winterse warmtepiekvraag moet worden voorzien. Bovendien moet de rol van gebouwen voor energieleveringszekerheid goed doordacht worden: flexibiliteit ten aanzien van de elektriciteitsvraag, en decentrale opwekking van elektriciteit uit waterstof.

We pleiten er daarom voor om gebouwverwarming met waterstof als een extra speerpunt mee te nemen in de agenda tot 2030.

18. Een transitiepad

500.000 gebouwen op waterstof in 2030 lijkt inpasbaar

Om een idee te krijgen van een doelstelling voor 2030, maken we een inschatting van de hoeveelheid waterstof die voor gebouwen beschikbaar zou kunnen komen met een bescheiden beslag op de transport- en productiecapaciteit in de nu voorliggende plannen.

Vanuit het klimaatakkoord en de daarop gebaseerde kwantitatieve analyse van de HyWay 27 studie, wordt uitgegaan van een duurzame waterstofproductie in 2030 van 3-4 GW. Actuele plannen zijn op het moment van het schrijven van deze publicatie al groter (5-10 GW)⁵⁶, maar we nemen als vertrekpunt dat 10% van 3,5 GW (0,35 GW – 11 PJ /jaar) ingezet zou kunnen worden voor de jaarronde gebouwverwarming. In de piekmaanden zou dit oplopen tot 1,2 GW – ca. 10% van de beoogde capaciteit van de waterstofbackbone (bij een jaargemiddelde belasting van 3%). Dit vertaalt zich bijvoorbeeld in 0,9 GW offshore windvermogen.

Aanbod / transport	
Backbone capaciteit	10-15 GW H ₂
Gepland windvermogen op zee (2030)	11,5 GWe
Bestaande groene/blauwe H ₂ plannen (2030)	5-10 GW H ₂
Vraag 500.000 WEQ (25% besparing; 50% CV; 50% hybride)	
Piekvraag	1,2 GW H ₂
Jaargemiddelde vraag	0,35 GW H ₂
Benodigd windvermogen op zee	0,9 GWe

Tabel 18.1 De waterstofvraag van 500.000 woningen in vergelijking met de backbonecapaciteit en huidige plannen voor windvermogen op zee en katalysecapaciteit.

Als we aannemen dat 50% van om te zetten gebouwen een H₂ HR ketel krijgen en 50% een hybride systeem, en er bovendien 25% bespaard wordt op de warmtevraag, correspondeert dit met 500.000 woningequivalenten. Dit lijkt geen overdreven beslag te leggen op beschikbaar komende capaciteit, en valt binnen de marges van de huidige plannen voor groene waterstof productie in 2030.

Met 500.000 woningen op groene waterstof wordt 1/3 van de beoogde 3,4 Mton CO₂ emissiereductie voor gebouwen uit het Klimaatakkoord gerealiseerd.

Een plan van aanpak bereidt de doorstoot voor naar grootschalige toepassing van waterstof in gebouwen na 2030, wanneer we oplossingen moeten vinden om in de winterse pieklast te voorzien en de

Cofinanciering van de waterstofbackbone

Met een beslag van 10% op 3,5 GW elektrolysevermogen en 3% - 10% van de maximale capaciteit van de waterstofbackbone, lijkt het redelijk vanuit het budget voor gebouwverduurzaming ook in 10% van de in de HyWay 27 studie geraamde kosten te voorzien⁵⁷. Het gaat dus om € 0,7- € 1,3 mld. Dat bedrag dekt dan 20

jaar lang de waterstofaanvoer tot de lokale distributienetten en de meerprijs ten opzichte aardgas af. Omgerekend per woning: 70-130 Euro per jaar voor deze periode. (Voor de integrale kosten moeten nog aanpassingen aan het lokale distributienet en de kosten achter de voordeur meegerekend worden, maar het totaal zou niet veel mogen afwijken van de berekeningen zoals die nu met het Vesta MAIS model worden uitgevoerd – hoofdstuk 10.)

Het PBL raamt de benodigde investeringen voor het totale pakket aan voorstellen uit het klimaatakkoord voor de gebouwde omgeving op € 6,8 - € 13,5 mld, waarvoor € 3,5 mld subsidie tot 2030 beschikbaar is. (Daarbij komen nog de kosten van duurzame warmteproductiecapaciteit bij de warmtebedrijven en de verwijdering van aardgasaansluitingen en -leidingen (€ 0,8 - € 3,9 mld) - ten laste van andere sectoren (Hekkenberg, et al., 2019)).

Betere uitwerking is nodig, maar qua grootteorde is het dus verdedigbaar dat budget voor de gebouwverduurzaming ten goede komt voor de kostendekking van de waterstofbackbone (of omgekeerd) bij een ambitie voor de aansluiting van 500.000 woningen op waterstof die 30% van de opgave van het klimaatakkoord zou dekken.

Transitiepad

Figuur 18.1 toont een mogelijk transitiepad. We gaan uit van het beeld dat waterstof voor 50-75% (6-8,5 miljoen woningequivalenten) van de gebouwaansluitingen de meest competitieve oplossing wordt in 2050 (hoofdstuk 10).

Als aanvulling op de maatregelen uit het klimaatakkoord zou een eerste roadmap ontwikkeld moeten worden om 500.000 woningen in 2030 op de waterstof backbone aan te sluiten, wat technisch en financieel realistisch lijkt. De te bedienen woonwijken moeten op afzienbare afstand van de waterstofbackbone liggen, en het Vesta MAIS model van het PBL kan gebruikt worden om de woonwijken te selecteren die daarbij het grootste financiële voordeel opleveren. Tussen 2025 en 2030 gaat het dan gemiddeld om 400 aansluitingen per dag, wat na 2030 opschaaft tot 1500 woningen per dag.

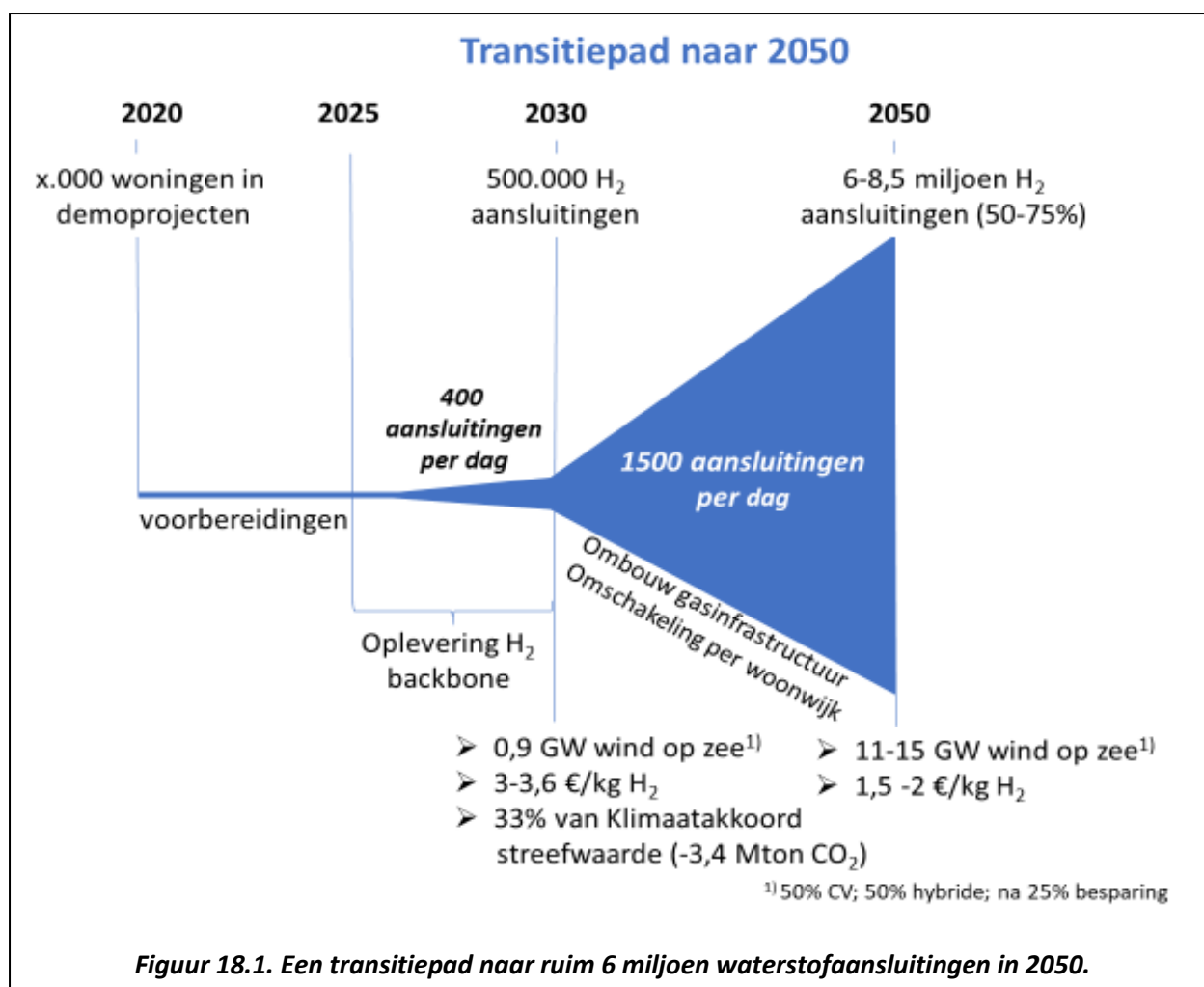
Vergelijk de overschakeling van stadsgas op aardgas

De organisatie heeft gelijkenis met de overschakeling van stadsgas op aardgas in de jaren '60 van de vorige eeuw, toen in 5 jaar tijd 80% van de woningaansluitingen omgebouwd werden. Op een voorraad van ongeveer 4 miljoen woningen in die jaren, wist men 2500 woningen per werkdag aan te pakken en 6000 kilometer nieuwe gasleidingen te trekken. Met het dubbele aantal woningen nu, zou dat 5000 woningen per dag moeten kunnen worden. Ruim meer dan de 1500 per dag die nodig zijn om in 2050 de gebouwde omgeving CO₂ emissievrij te hebben. De transitie naar waterstof is complexer, omdat naast de infrastructurele voorzieningen en aanpassingen achter de voordeur, ook het aanbod van waterstof zeker gesteld zal moeten worden. Maar met een geregisseerde aanpak ligt hier potentie om de gewenste transitiesnelheid te bereiken.

Een uitgewerkt plan voor de aansluiting van honderdduizenden woningen in 2030 levert:

- Een concrete opmaat naar de omschakeling van een belangrijk deel van onze bouwvoorraad naar verwarming met waterstof voor 2050. Het ligt in de lijn der verwachting dat de nationale waterstoftransportcapaciteit en de (inter)nationale productiecapaciteit dan verder vergroot zullen zijn
- Investeringszekerheid voor de producenten van waterstof CV ketels en hybride systemen om grootschalige productie aan te zetten, en daarmee de kostprijs van apparatuur te verlagen

- Investeringszekerheid voor een uitbreiding van de groene waterstofproductie-capaciteit in 2030 (indien nodig).
- Ca. 1 miljard overlap in de financieringsbehoefte voor gebouwverduurzaming en de aanleg en het gebruik van de waterstofbackbone
- Een bijdrage aan de voltoopsnelheid van de waterstofbackbone



CV ketels op aardgas verplicht vervangen door waterstof-ready CV ketels en hybride warmtepompen.

Parallel hieraan zou verplicht gesteld kunnen worden dat nieuw te installeren verbrandingsapparatuur geschikt is voor waterstof. In het Verenigd Koninkrijk wordt gelobbyd voor een dergelijke verplichting per 2025. De meerprijs van gasketels zou bij voldoende productievolume bescheiden moeten kunnen zijn. Een concreet waterstofinroductieplan tot 2030 zou in Nederland bijdragen aan een vergelijkbaar voornemen en het draagvlak voor die verplichting versterken.

Aandacht voor pilot-, demonstratieprojecten, wetgeving en draagvlak

Echter – er is de komende jaren nog veel te doen om tot voldoende zekerheid te komen voor deze transitie, en bijbehorende voorbereidingen te treffen zoals de aanpassing van wet- en regelgeving, normstelling, de rolverdeling tussen partijen (wie is verantwoordelijk voor goedkeuring van een woning?), de opleiding van personeel enzovoort.

Bestaande en nieuwe initiatieven voor pilot- en demonstratieprojecten, zoals die in Stad aan 't Haringvliet⁵⁸ en Hogeveen (Hazenberg, et al., 2020)⁵⁹ zullen met kracht moeten worden aangepakt, om halverwege de jaren twintig voldoende inzicht en ervaring te hebben opgedaan, die vertaald kan worden in scenario's voor de transitie van woonwijken, en zekerheid te hebben over de acceptatie en ervaringen van bewoners en eigenaren. De overheid onderkent dit, wat in 2020 geleid heeft tot de Green Deal H₂ wijken⁶⁰ met een bijdrage van 10 miljoen Euro uit het Programma Aardgasvrije Wijken.

Parallel hieraan kan de 2030 roadmap worden voorbereid, om later, afhankelijk van het gegroeide inzicht, tot een definitieve beslissingen te komen omtrent praktisch haalbare doelstellingen voor 2030 en daarna.

Is 500.000 aansluitingen in 2030 niet erg ambitieus?

Het is ambitieus, maar dat zijn voorliggende plannen en ambities als vanuit het klimaatakkoord ook. Een slordige 750.000 nieuwe aansluitingen op warmtenetten voor 2030, rond de anderhalf miljoen warmtepompen (hybride en all electric), het verduurzamen van de invoeding van warmtenetten (restwarmte en/of aardwarmte), de opschaling van de groen gasproductie, grootschalige invoering van isolatiemaatregelen.... Geen enkele insteek is ontbloot van ambitie en onzekerheden. Zie ook de bandbreedte in de PBL analyse voor de haalbaarheid van het klimaatakkoord (figuur 3.2). De uitdaging is enorm, en oplossingen zijn nog niet in beton te gieten. De grootste onzekerheid zit misschien nog wel in het ontwikkelen van voldoende maatschappelijk draagvlak.

Overigens wordt in Noord-Engeland gewerkt aan een plan met een 8 maal grotere omvang, dat moet leiden tot de realisatie van 3,7 miljoen waterstofafnamepunten tussen 2028 en 2035 (12,5% van de Britse bevolking – de helft van de Nederlandse bevolking). Dit plan is een verdere uitwerking van de Leeds H21 City Gate studie uit 2016, voor de omschakeling van aardgasnetwerk in Leeds naar 100% waterstof (www.H21.green). Men wil lokaal uit aardgas blauwe waterstof produceren, waarbij de vrijkomende CO₂ ondergronds wordt opgeslagen. Uit de kostenanalyse volgde dat omschakeling naar waterstof voor de gebouweigenaren niet kostenverhogend hoeft te werken. Er loopt een uitgebreid onderzoeksprogramma ter verdere voorbereiding.

19. Conclusies

- Waterstof is een belangrijke kanshebber voor gebouwverwarming
 - Kosten van de aanpassing van de gasinfrastructuur en aanpassingen achter de voordeur zijn beperkt in vergelijking met de andere opties
 - Er zijn geen overwegende redenen aan te nemen dat waterstof minder veilig is dan aardgas, integendeel (geen risico op de vorming van koolmonoxide)
 - De kosten van (groene, eventueel blauwe) waterstof lijken al in 2030 voldoende laag te zijn om waterstofverwarming de goedkoopste oplossing te maken voor een groot, zo niet het grootste, deel van de gebouwvoorraad. Daarna zullen de prijzen verder zakken.

- Waterstofaanbod in de gebouwde omgeving geeft een belangrijk perspectief voor de transitievragen die na 2030 op ons afkomen:
 - Het duurzaam voorzien in de piekwarmtevraag
 - Flexibiliteit in de elektriciteitsvraag
 - Aansluiting bij noodzakelijke oplossingen voor duurzame energieopslag voor de leveringszekerheid in alle sectoren
 - De mogelijkheid voor energie-efficiënte decentrale elektriciteitsproductie (brandstofcellen die elektriciteit en warmte genereren) in gebouwen op momenten van een aanbodtekort met wind- en/of zonne-energie.
 - Dit laatste geeft extra energieleveringszekerheid aan steden in geval van storingen bij de elektriciteitsvoorziening.

- De grootste onzekerheid voor waterstofverwarming zit aan de aanbodkant. Met de voorliggende plannen voor een nationaal waterstoftransportnetwerk gaat het vooral om het op gang komen van de groene/blauwe waterstofproductie. Actuele ontwikkelingen maken het evenwel aannemelijk dat al in 2030 honderdduizenden woningen op waterstof kunnen zijn aangesloten als opmaat naar de grote verduurzamingsopgave die ons na 2030 nog wacht voor de gebouwde omgeving.

- Bij het ingezette beleid tot 2030 speelt het reduceren van de warmtevraag een grote rol, goed voor 2/3 van het gestelde CO₂ emissiereductiedoel. Dit is erg ambitieus en kostbaar. Een sterke nadruk op de introductie van hybride verwarmingssystemen, waarbij de HR CV ketel voorbereid is op verwarming met waterstof, verkleint het risico op het niet halen van de emissiereductiedoelstellingen, en is relatief goedkoop. In combinatie met een perspectief op waterstofaanbod ontstaat hiermee een sterk verduurzamingspoot tot 2050.

Literatuur

- Bloemendal, M., et al. 2020.** *HT- ATEs at the TU Delft campus.* sl : TUDelft, Engie, 2020.
- BloombergNEF. 2019.** *Hydrogen: the economics of production from renewables.* sl : Bloomberg NEF, 2019.
- Boots, Maroeska, Wolbers, Patrick en Lensink, Sander. 2020.** *Conceptadvies SDE++ 2021. Vergisting van biomassa.* sl : DNV GL, PBL, 2020.
- Caglayan, Dilara Gulcin, et al. 2019.** *Technical Potential of Salt Caverns for Hydrogen Storage in Europe (preprint).* sl : Forschungszentrum Juelich, 2019.
- EC. 2020.** *A hydrogen strategy for a climate neutral Europe.* sl : European Commission, 2020.
- Elzenga, Hans, Schwencke, Anne Marieke en van Hoorn, Anton. 2017.** *Het handelingsperspectief van gemeenten in de energietransitie naar een duurzame warmte- en elektriciteitsvoorziening.* sl : PBL, 2017.
- Gasunie. 2020.** *Waterstof : vraag en aanbod nu - 2030.* sl : Gasunie, 2020.
- Gerwen, Rob van, Eijelaar, Marcel en Bosma, Theo. 2019.** *Hydrogen in electricity value chain.* sl : DNV-GL, 2019.
- Harwood, Tim, et al. 2021.** *H21 Phase 1 Technical Summary Report.* sl : H21, 2021.
- Hazenberg, Willem. 2021.** *Indicatieve Maarschappelijke Kosten Baten Analyse Waterstofwijk Hoogeveen .* sl : Hydrogeenn, 2021.
- Hazenberg, Willem, Meijer, Bastiaan, et al. 2020.** *Waterstofwijk Plan voor Waterstof in Hoogeveen.* sl : Project consortium Waterstofwijk Hoogeveen, 2020.
- Hekkenberg, Michiel, et al. 2019.** *Effecten ontwerp klimaatakkoord.* sl : PBL, 2019.
- Hermkens, René, et al. 2018.** *Toekomstbestendige gasdistributienetten.* sl : KIWA, 2018.
- Hers, Sebastiaan, et al. 2018.** *Waterstofroutes Nederland. Blauw, groen en import.* sl : CE Delft, Nuon, Gasunie, 2018.
- Hoek, Taco van en Koning, Martin. 2018.** *Klimaatbeleid en de gebouwde omgeving. Van ambities naar resultaten.* sl : Economisch Instituut voor de Bouw, 2018.
- Hoogervorst, Nico. 2020.** *Waterstof voor de gebouwde omgeving; Operationalisering in de startanalyse 2020.* sl : PBL, 2020.
- Hoogervorst, Nico, et al. 2020.** *Startanalyse aardgasvrije buurten. Achtergrondstudie.* sl : PBL, 2020.
- Hoogervorst, Nico, et al. 2020.** *Startanalyse aardgasvrije buurten;.* sl : PBL, 2020.
- Kellner, Marijke. 2018.** *De snelste route naar aardgasvrije wijken.* sl : Smart Energy NL, 2018.
- Klimaatakkoord. 2019.** 2019.
- Leguit, Cor, Kruit, Katja en Rooijers, Frans. 2018.** *Contouren en instrumenten voor een Routekaart Groengas 2020- 2050.* sl : CE Delft, 2018.
- Majcen, Daša en Itard, Laure. 2014.** *Relatie tussen energielabel, werkelijk energiegebruik en CO2-uitstoot van Amsterdamse corporatiewoningen.* sl : TU Delft, 2014.
- Noort, A. v. d., Sloterdijk, W. en Vos, M. 2017.** *Verkenning waterstofinfrastructuur.* Groningen : DNV GL, 2017.
- Production of Hydrogen-Rich Synthesis Gas by Pulsed Atmospheric Plasma Submerged in Mixture of Water with Ethanol. Bardos, L, Barankova, H en Bardos, A. 2016.** sl : Springer, 30 November 2016, Plasma Chemistry and Plasma Processing , pp. 115-123.
- PWC/Energy&. 2021.** *HyWay 27: waterstoftransport via het bestaande gasnetwerk?* sl : PWC/Energy&, 2021.
- Segers, Reinoud, et al. 2020.** *Warmtemonitor 2019.* sl : TNO, 2020.
- Siemens-Gamesa. 2021.** *Unlocking the Green Hydrogen Revolution.* 2021.
- Spoelstra, M.B. 2020.** *Veiligheidsaspecten van waterstof in een besloten ruimte.* sl : Instituut voor Fysieke Veiligheid, 2020.
- van Gessel, S.F., et al. 2018.** *Ondergrondse opslag in Nederland.* sl : TNO, 2018.
- van Wijk, Ad en Wouters, Frank. 2019.** *Hydrogen, the Bridge between Africa and Europe.* 2019.
- van Wijk, Ad, Roest, van der en Els, Boere, Jos. 2017.** *Solar power to the people.* sl : Allied Waters, 2017. ISBN/EAN:978-90-827637-0-6.
- Vermeulen, Ulco. 2017.** *Turning a hydrogen economy into reality. presentation at 28th meeting Steering committee IPHE, the Hague .* 2017.

Warmenhoven, Hans en Van Soest, Paul. 2018. *Green Liaisons Hernieuwbare gassen 2050*. sl : De Gemeeynt, 2018.

Weeda, Marcel en Niessink, Robin. 2020. *Waterstof als optie voor een klimaatneutrale warmtevoorziening in de bestaande bouw*. sl : TNO, 2020.

Wiebes, Eric. 2020. *Kabinetsvisie waterstof*. 2020.

Wilson, Adria, Kleen, Gregory en Papageorgopoulos, Dimitrios. 2017. *Fuel Cell System Cost* . sl : US Department of Energy, 2017.

BIJLAGE A. Berekeningen aan isolatiemaatregelen

Energiebesparing

In hoofdstuk 12 wordt gerekend met gemiddelde waarden voor woningen/gebouwen met energielabel C en hoger (C+) die geïsoleerd worden tot label B. In essentie wegen we daarvoor prestaties en kosten per energielabel naar rato van het aandeel van dat label in de nationale bouwvoorraad. Dat is een benadering, want er zou gewogen moeten worden naar het totale vloeroppervlak per energielabel.

In een publicatie van de TU Delft (Majcen, et al., 2014) worden de energieprestaties van woningen per labelovergang gegeven op basis van theoretische berekeningen en op basis van de eigen praktijkwaarnemingen.

Overgang naar energielabel B vanuit	Bron: Majcen et al.		Bron: RVO	Theorie Jaarlijkse gasvraag		Praktijk Jaarlijkse gasvraag	
	theorie	praktijk	label aandeel	Per WEQ m3	Gewogen m3	Per WEQ m3	Gewogen m3
	C	16%	6%	28,1%	1056	297	1230
D	42%	21%	14,9%	1530	228	1464	218
E	54%	23%	8,5%	1913	163	1510	128
F	65%	24%	5,1%	2517	128	1525	78
G	72%	23%	4,1%	3186	131	1495	61
			60,7%		946		831
B -> A	31%	20%	16,7%	887	148	1156	193
A			22,5%	612	138	925	208
			39,2%		286		401
Totaal			100%		1232		1232

Tabel A.1. berekening van de gemiddelde gasvraag voor woningen met een energielabel C of hoger.

Uit een keuze voor de gasvraag van label A laten de waarden voor de andere energielabels zich dan berekenen. En door die waarde te vermenigvuldigen met het aandeel van het label in de bouwvoorraad ontstaat een 'gewogen' gasvraag binnen de woningvoorraad. De optelsom van de gewogen aandelen moet dan de aardgasequivalenten geven die horen bij de gemiddelde warmtevraag per woning, die is af te leiden uit CBS gegevens: 1232 m³/jaar/WEQ in 2018.

Voor een label B woning volgt dan een gasvraag van 887 m³/WEQ/jaar bij het theoretische besparingspotentieel, en 1156 m³/WEQ/jaar volgens de waarden uit het praktijkonderzoek.

Om de gemiddelde gasvraag binnen het C+ segment te berekenen worden de verbruiken uit tabel A.1 gewogen met het labelaandeel binnen dit segment (tabel A.2). Uit de theoretische besparingspercentages volgt een gemiddelde gasvraag van 1559 m³/WEQ/jaar. Uit de cijfers van de praktijkwaarnemingen: 1369 m³/WEQ/jaar. De besparing voor een 'gemiddelde C+ woning' is dus 1559 - 887=672 m³/jaar (43%), volgens de theorie, en volgens de praktijkwaarnemingen 1369-1156 = 213 m³/jaar (16%).

Overgang naar energielabel B vanuit	label aandeel in nationale voorraad	label aandeel in C+ voorraad	Gasvraag theorie		Gasvraag praktijk	
			Per WEQ m3/jaar	Gewogen m3/jaar	Per WEQ m3/jaar	Gewogen m3/jaar
C	28,1%	46%	1056	489	1230	569
D	14,9%	25%	1530	376	1464	359
E	8,5%	14%	1913	268	1510	211
F	5,1%	8%	2517	211	1525	128
G	4,1%	7%	3186	215	1495	101
Totaal	60,7%	100%		1559		1369

Tabel A.2. Berekening van de gasvraag van een 'gemiddelde woning' in het C+ segment

Er kan ook gerekend worden met de indicaties die RVO⁶¹ geeft voor de maandelijkse financiële energiekosten bij de verschillende energielabels (tabel A.3).

	G	F	E	D	C	B	A
Laag	€115	€110	€105	€100	€90	€80	€75
Gemiddeld	€170	€165	€160	€155	€140	€130	€120
Hoog	€250	€240	€235	€225	€205	€190	€175

Tabel A.3 Indicaties van financiële besparing (inclusief belastingen) op de energierekening bij labelovergangen (prijspeil 2021). Bron: RVO.

Label	Besparing naar label B		Binnen te isoleren voorraad	Gewogen besparing	
	€/mnd	3 gas/jaar	%	m3 gas/jaar	€/jaar
G	40	600	6,8%	41	32,0
F	35	525	8,4%	44	34,8
E	30	450	14,0%	63	49,8
D	25	375	24,5%	92	72,7
C	10	150	46,3%	69	54,9
Totaal			100%	309	244

Tabel A.4. Vertaling van de gemiddelde financiële besparing uit tabel A.3 naar de jaarlijkse energie- en financiële besparing, bij overgang van de energielabels in de linker kolom naar label B.

Binnen een label zijn er grote verschillen – bijvoorbeeld afhankelijk van de grootte van een woning en het aantal bewoners. Als we een gasprijs van 0,79 €/m³ inclusief belastingen aannemen, dan kunnen we de jaarlijkse gasbesparing uitrekenen bij de overgang van het C+ segment bij overgang naar energielabel label B – tabel A.4. We rekenen met de gemiddelde waarden uit tabel A.3.

Een gemiddelde C+ woning bespaart nu dus 309 m³ gas per jaar, en de financiële besparing is € 244/jaar, inclusief belastingen. Om het besparingspercentage te kwantificeren, rekenen we eerst de gasvraag per labeltype uit, opnieuw onder de voorwaarde dat het totale gemiddelde voor alle woningen op 1232 m³/WEQ/jaar moet uitkomen. We moeten nu aannemen dat energielabel B 1080 m³/WEQ/jaar verbruikt.

	Binnen nationale voorraad	Gasgebruik per label type	Gewogen gasgebruik		Binnen te isoleren voorraad	Gewogen gasgebruik
Label	%	m ³ /jaar	m ³ /jaar		%	m ³ /jaar
G	4,1%	1680	69		6,8%	113
F	5,1%	1605	82		8,4%	135
E	8,5%	1530	130		14,0%	214
D	14,9%	1455	217		24,5%	357
C	28,1%	1230	346		46,3%	569
B	16,7%	1080	180			
A	22,5%	930	209			
Totaal	100%		1232		100%	1389

Tabel A.5. Ingeschat gasgebruik per energielabel (links) en het gemiddelde gasgebruik van de woningen met een energielabel C of hoger (rechts).

De besparing van 309 m³/WEQ/jaar (1389-1080), is dus 22% voor de gemiddelde C+ woning, iets boven de praktijkwaarde van Majcen et al. In vervolgberekeningen houden we dit percentage aan.

Een derde bron is het Economisch Instituut voor de Bouw (Hoek, et al., 2018) – dat voor de overgang van de C+ woningvoorraad naar het B niveau uitgaat van 125 PJ/jaar besparing. Men heeft een oudere opgave voor de energielabelverdeling gebruikt om aantallen woningen per labeltype in te schatten (74% van de woningen zou dan in het C+ segment zitten – wij rekenen met 60,7%). Om de cijfers vergelijkbaar te maken corrigeren we de besparing naar 103 PJ. Dit correspondeert met 687 m³/jaar een gemiddelde C+ woning (44%) – vrijwel gelijk aan de theoretische besparing die uit de cijfers van Majcen et al. volgt.

De besparingspercentages zijn tot nu toe uitgedrukt per WEQ voor woningen met een energielabel C of hoger. In tabel A.6 rekenen we dat om in besparingspercentages voor de volledige gebouwvoorraad, waarbij we aannemen dat de labelverdeling voor de dienstensector gelijk is aan die voor de woningsector, met bijbehorende besparingspercentages. Omdat het energiegebruik van de bestaande label A en label B gebouwen niet verandert, worden de besparingspercentages voor de totale gebouwvoorraad dus kleiner: 9% - 31%. In de rechterkolom staat het aantal woningequivalenten dat geïsoleerd moet worden tot B niveau om in 2030 25% bespaard te hebben op de warmtevraag. Bij vertrouwen in de theoretische cijfers is dat nog een grote opgave. Het gaat om de aanpak van 5,2 miljoen woningequivalenten – ruim 2000 per werkdag over 10 jaar. Bij 22% besparing is deze doelstelling niet haalbaar.

Financieel: isolatiekosten versus besparing op de energierekening

Voor de kosten van isolatie tot energielabel B gebruiken we de indicaties uit de Startanalyse Aardgasvrije Buurten van het PBL (Hoogervorst, et al., 2020). Voor een veelheid van woningtypes met verschillende

energielabels en vloeroppervlakten worden de minimale en maximale isolatiekosten gegeven, zoals die ook gebruikt worden in het Vesta MAIS model, waarmee het PBL per Nederlandse buurt de kostenanalyses voor verschillende verduurzamingsvarianten ondersteunt. We hebben de extreme waarden samengevat in tabel A.7, waarbij we de kosten hebben omgerekend naar een gemiddeld Nederlands vloeroppervlak van 120 m²⁶².

	Woningen		Dienstensector	Totale gebouwenvoorraad		Aanpak voor 25% besparing
# WEQ	7800000		3500000	11300000		
# WEQ C,D,E,F,G	4734600		2124500	6859100		
	PJ/jaar	%	PJ/jaar	PJ/jaar	%	WEQ/dag
Warmtevraag 2018	304		137	441		
Besparing C+ -> B						
Majcen et al. theorie	101	43%	31	132	30%	2293
Majcen et al. praktijk	32	16%	10	42	9%	nvt
RVO - afgeleid	46	22%	14	61	14%	nvt
EIB - afgeleid	103	44%	32	135	31%	2242

Tabel A.6. Van besparing op gebouwniveau naar de besparingspercentages voor de totale gebouwenvoorraad. Aangenomen is dat de energielabelverdeling en de besparingspercentages voor de dienstensector gelijk zijn aan die voor de woningbouw.

Isolatiekosten naar label B	bouwjaar	van label	€
minimaal			
rijwoning hoek	voor 1946	G	19.100,00
meergezins - laagbouw	voor 1946	F	14.500,00
meergezins - laagbouw	1946-1964	E	11.400,00
meergezins - laagbouw	1965-1974	D	10.200,00
meergezins - laagbouw	1992-2005	C	6.600,00
maximaal			
vrijstaand	voor 1946	G	24.800,00
vrijstaand	1946-1964	F	22.800,00
2 onder 1 kap	1965-1974	E	17.100,00
vrijstaand	1965-1974	D	17.700,00
vrijstaand	1975-1991	C	10.700,00

Tabel A.7. Minimale en maximale isolatiekosten (exclusief BTW) tot label B (Hoogervorst, et al., 2020), omgerekend naar een gemiddeld vloeroppervlak van 120 m².

In tabel A.8 wegen we de kosten weer met het aandeel van de verschillende labels in de woningvoorraad en komen op een gemiddelde van afgerond € 10.000 tot € 15.000.

		Gewogen kosten		
van label	Aandeel	Min	Max	Gemiddeld
		€	€	€
G	6,8%	1.290	1.675	1.483
F	8,4%	1.218	1.916	1.567
E	14,0%	1.596	2.395	1.995
D	24,5%	2.504	4.345	3.424
C	46,3%	3.055	4.953	4.004
	100%	9.664	15.284	12.474

Tabel A.8. Gemiddelde isolatiekosten (excl. BTW) per C+ woning die volgen uit tabel A.7

Eindnoten

¹ De finale energievraag is die van de eindgebruiker, waarna er geen energie meer overblijft. De primaire energievraag is hoger. Dit is de energie die nodig is om in al onze energiebehoefes te voorzien. Een fossiel gestookte elektriciteitscentrale gebruikt bijvoorbeeld 2,5 maal meer energie dan er aan elektriciteit geleverd wordt voor het finale gebruik. De rest gaat verloren als warmte (als die niet nuttig gebruikt wordt).

² https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs_20_1296

³ Binnen het project H2Gate worden bijvoorbeeld mogelijkheden onderzocht voor de import van 1 miljoen ton groene waterstof per jaar in de Amsterdamse haven. Deze hoeveelheid zou in de buurt liggen van de huidige industriële waterstofvraag in Nederland - <https://www.nieuwsbladtransport.nl/havens/2021/03/17/amsterdam-heeft-ambitie-voor-import-groene-waterstof/>. De ambitie van de Rotterdamse haven is om in 2050 20 Mton H₂ per jaar te importeren [waterstofeconomie-in-rotterdam-factsheet.pdf \(portofrotterdam.com\)](https://www.portofrotterdam.com/waterstofeconomie-in-rotterdam-factsheet.pdf).

⁴ Voor de CO₂ reductie van de gebouwde omgeving wordt beleidsmatig alleen gekeken naar de CO₂ die uit de schoorstenen komt. CO₂ die voor de productie van elektriciteit of warmte elders in het land vrij komt is voor rekening van de bijbehorende productiesectoren.

⁵ Onder basislast wordt een hoeveelheid warmte verstaan die min of meer continu aan de netten geleverd kan worden om de aanleverende installaties zoveel mogelijk vollasturen te laten maken, wat gunstig is voor de warmteproductiekosten.

⁶ Een geïnstalleerde Tesla Powerwall kost momenteel nog rond de € 10.000 voor 13,5 kWh = 740 €/kWh.

⁷ Aardgas wordt tijdens de warme maanden ondergronds opgeslagen, vooral in lege gasvelden, om in de winter de piekvraag te ondersteunen. De Nederlandse buffercapaciteit is 12,9 miljard m³ – 400 PJ- (van Gessel, et al., 2018), 30% van onze jaarlijkse gasvraag.

⁸ De grote warmteverliezen komen vooral door het hoge temperatuurniveau waar stadsverwarmingsnetten nu nog mee werken. Verliezen treden op bij de aanvoer- en bij de afvoerleidingen. In de zomer moet warmte ook geleverd worden voor warm tapwater (douchen). De vraag is dan klein, maar de verliezen blijven ongeveer even groot als in de winter.

⁹ Eén van de randvoorwaarden is dat de afstand tot de zee niet groter dan 50 km moet zijn, om het zout met zeewater uit te kunnen spoelen en het opgenomen zout weer in zee te kunnen lozen.

¹⁰ <https://www.agbzw.nl/projecten/ontwikkelen-caverne-voor-waterstofopslag>

¹¹ 1 cyclus past typisch bij hybride verwarming – de waterstof is alleen nodig in het koudste deel van het jaar – en een relatief groot deel van de gebruikte waterstof komt dan uit de opslag. 3 cycli bij gebruik van een waterstof CV ketel die een veel groter deel van het jaar waterstof vraagt en jaargemiddeld percentagegewijs minder waterstof uit de opslag haalt, maar een twee maal zo hoge waterstofvraag heeft.

¹² <https://www.h2bulletin.com/the-hydrogen-ready-boiler-market/>

¹³ <https://transform.iema.net/article/pm-urged-ensure-all-new-boilers-are-hydrogen-ready-2025>

¹⁴ Welk deel van de warmte door een hybride systeem met de gasketel geleverd wordt verschilt per situatie. In een goed geïsoleerde woning zal de warmtepomp bijvoorbeeld een groter aandeel hebben dan in een slecht geïsoleerde woning. In studies wordt vaak een gemiddelde waarde in de buurt van de 50% aangenomen. Zie bijvoorbeeld ook: <https://www.milieucentraal.nl/energie-besparen/duurzaam-verwarmen-en-koelen/hybride-warmtepomp/>

¹⁵ Waterstof is 14 maal lichter dan lucht, terwijl methaan (aardgas) anderhalf maal lichter is.

¹⁶ <https://www.hy4heat.info/wp7/>; Voor het rapport uit 2021 - zie

<https://static1.squarespace.com/static/5b8eae345cfd799896a803f4/t/60e399b094b0d322fb0dad4/1625528759977/conclusions+inc+QRA.pdf>

¹⁷ <https://www.dnv.com/oilgas/perspectives/heating-homes-with-hydrogen-proving-the-safety-case.html>

¹⁸ <https://sites.google.com/site/dutchnavyh2/>

¹⁹ Het KIWA registreert jaarlijks ongevallen met gasinstallaties achter de meter. In 2019 zijn 4 dodelijke slachtoffers geteld en 89 gewonden, van wie 4 zwaargewond. Verreweg de meeste slachtoffers, 3 doden en 84 gewonden, vielen door vergiftiging met koolmonoxide - <https://docplayer.nl/201493328-Registratie-van-gasinstallatieongevallen-achter-demeter.html>. Zie ook : www.onderzoeksraad.nl/nl/onderzoek/2040/koolmonoxide-onderschat-en-onbegrepen-gevaar.

²⁰ www.ifpmag.mdmpublishing.com/hydrogen-and-fire-safety-detecting-the-most-flammable-element-on-earth/

²¹ In een katalytische verbrander worden lucht en waterstof naar een katalysator geleid waar de waterstofoxidatie optreedt onder vorming van warmte en water. Er wordt dus ‘verbrand’ zonder vlam.

²² <https://www.kiwa.com/gb/en/areas-of-expertise/hydrogen/kiwa-uk-hydrogen-case-studies/hy4heat-project/>

²³ <https://www.gov.uk/government/news/say-hy-to-the-home-of-the-future>

²⁴ Hyundai heeft aangekondigd in 2030 700.000 brandstofcellen per jaar te willen produceren. <https://www.ft.com/content/a390ad28-03d5-4283-a9f3-550c5a7fc04f> en ook Toyota werkt aan de massaproductie van brandstofcellen: <https://global.toyota/en/newsroom/corporate/22647198.html>;

²⁵ Behalve de aanschafprijs is uiteraard ook de levensduur van belang. Brandstofcellen hadden enkele jaren geleden wat dat betreft nog een slechte naam, maar daar is veel verbetering in gekomen. Momenteel worden door fabrikanten bedrijfstijden van tussen de 20.000 (toepassing in stadsbussen) en 80.000 uur (stationaire systemen) genoemd. Een overzicht van talrijke technische verbeteropties voor prijsverlaging en levensduurverlenging zijn hier te vinden: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review19/fc163_james_2019_o.pdf.

²⁶ BDR Thermea (waar het Nederlandse Remeha onder valt), Bosch, SOLIDpower, Sunfire and Viessmann, zie <https://pace-energy.eu>.

²⁷ Zie bijvoorbeeld <https://petrochem.nl/flexnode-bouwt-omkeerbare-brandstofcel/>; Een praktijkroef loopt in Stad aan 't Haringvliet: <https://www.gawalo.nl/klimaattechniek/nieuws/2019/08/geen-waterstofketel-maar-brandstofcel-1017679>

²⁸ Biomassavergisting is een relatief eenvoudig proces waarin gistcellen uit biomassa biogas (hoofdzakelijk methaan en kooldioxide) maken, dat vervolgens wordt opgewerkt tot aardgas kwaliteit – groen gas. Vrijwel alle biogas productie vindt nog plaats in vergistingsinstallaties. Vergassing is technisch complexer – het proces verloopt bij een hoge temperatuur. Bij vergassing komt syngas vrij, naast methaan ook waterstof en heeft een hoger rendement dan vergisting – per eenheid biomassa wordt meer energie geproduceerd. Thermische vergassing wordt toegepast voor droge biomassa (hout enzovoort). Het nieuwe superkritische vergassingproces wordt momenteel uitgetest in een proeffabriek in Alkmaar. Dat proces is geschikt als alternatief voor vergisting, omdat natte biomassa verwerkt kan worden. Verwacht wordt dat superkritische vergassing een grote opmars gaat maken (Warmenhoven, et al., 2018). Omdat al deels waterstof geproduceerd wordt (en de methaan ook in waterstof kan worden omgezet) leent dit proces zich goed om waterstof als energiedrager te produceren en CO₂ als koolstofbron voor andere toepassingen.

²⁹ In het conceptadvies voor de SDE++ regeling 2021 wordt uitgegaan van een groen gasprijs bij grootschalige vergisting van 0,57 €/m³, die oploopt tot 0,80 €/m³ voor kleinschalige installaties (Boots, et al., 2020). Omgerekend naar waterstof is dit 2,2-3,1 €/kg H₂.

³⁰ In de glastuinbouwsector wordt momenteel voor CO₂ die met de OCAP leiding vanuit Rotterdam wordt aangeleverd een bedrag van tussen de 80 en 100 € per ton CO₂ betaald. (Opgave vanuit de glastuinbouwsector). 1 m³ aardgas geeft bij verbranding 1,79 kg CO₂. Voor 1 ton CO₂ moet dus 560 m³ aardgas verbrand worden – bij een groothandelsprijs van 0,15 €/m³ kost dat gas ca. 80 Euro – ongeveer evenveel als wat voor de CO₂ betaald moet worden, zonder dat de warmte van dat gas door de tuinder benut kan worden. Dit laat zien dat de waarde van de CO₂ die vrijkomt bij de verbranding van groen gas significant is wanneer die CO₂ kan worden toegeleverd aan de industrie en de glastuinbouw, in plaats van naar de atmosfeer te gaan bij verbranding in gebouwen.

³¹ Het CBS geeft voor het finale gebruik van biogas 1,5 PJ (0,047 miljard m³ aardgas equivalenten) in 2019.

³² Groen gas kan nu worden bijgemengd, omdat er backup is van fossiel aardgas. Valt fossiel aardgas weg, dan heb je met groen gas op kleine schaal niet een systeem dat het vraagpatroon kan volgen. Als groen gas solitair moet functioneren, dan kan dat alleen op grote schaal (incl. grootschalige opslag).

³³ <https://www.h-vision.nl/> en <https://www.porthosco2.nl/>

³⁴ <https://www.world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/hydrogen-production-and-uses.aspx>

³⁵ <https://www.sgh2energy.com/technology/#hic>

³⁶ De installatie gaat 3200 ton waterstof per jaar produceren. Zie - <https://fuelcellsworks.com/news/worlds-largest-green-hydrogen-project-to-launch-in-california/>.

³⁷ De Nederlandse gebouwen (11,3 miljoen woning equivalenten) zouden volgens het lopende beleid in 2030 330 PJ aan warmtevraag moeten hebben, na isolatiemaatregelen. Wij blijven aan de voorzichtige kant en rekenen met 370 PJ, equivalent met 11,7 miljard m³ aardgas equivalenten. Bij hybride verwarming is ongeveer de helft van de verwarmingsvraag een vraag naar waterstof. $0,75 * 11,7 / 2 = 4,4$ miljard m³ aardgasequivalenten aan waterstof.

³⁸ Waterstof CV ketels worden nog niet in serieproductie gemaakt. Stedin -verantwoordelijk voor een demonstratieproject met waterstof CV ketels in Rozenburg- verwacht dat de meerprijs rond de 300 Euro zal liggen wanneer die productie op gang komt (Weeda, et al., 2020). De verschillen met een aardgas CV ketel zijn bescheiden, en op de langere termijn zal bij massaproductie het verschil waarschijnlijk verder afnemen.

³⁹ <https://www.stedin.net/zakelijk/branches/overheden/het-openingsbod>

⁴⁰ Samengesteld door Richard van As-Jacobsson (HVW Advisory) en Tom Odijk

⁴¹ De elektrolyzer is het hart van het elektrolyseproces, maar daarbij zijn installaties nodig voor de stroomvoorziening, de opslag van gassen, enzovoort. Dit wordt wel aangeduid met de BOP: Balance Of Plant. Met de systeemprijs wordt bedoeld op totale installatie.

⁴² Voor transportkosten met een leiding van grote diameter (ca. 1 meter) is gerekend met 0,1 €/kg H₂/1000 km (van Wijk, et al., 2019).

⁴³ https://www.shearman.com/Perspectives/2021/06/DOE-Launches-Energy-Earthshot-to-Spur-Low-Cost-Clean-Hydrogen?sc_lang=en

⁴⁴ Waterstof kan gebruikt worden voor de omzetting van ijzererts naar ijzer. Staalproductie vraagt echter ook om koolstof als grondstof, wat nu nog uit steenkool komt.

⁴⁵ In het energielabel speel niet alleen de mate van isolatie van de ‘gebouwschil’ een rol, maar ook maatregelen als de aanwezigheid van zonnepanelen. Wij verwaarlozen hier dat effect.

⁴⁶ <https://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/gebouwen/woningbouw/particuliere-woningen/voorbeeldwoningen>

⁴⁷ Een gemiddelde tussen 21% op de installatie en 9% op arbeid.

⁴⁸ <https://www.milieucentraal.nl/energie-besparen/inzicht-in-je-energierekening/energierekening/>

⁴⁹ <https://www.vakbladwarmtepompen.nl/sector/nieuws/2020/08/groei-warmtepompverkoop-geen-bedreiging-voor-marktdominantie-gasketels-1016254>

⁵⁰ <https://www.consumentenbond.nl/warmtepomp/beste-warmtepomp>

⁵¹ <https://www.milieucentraal.nl/energie-besparen/inzicht-in-je-energierekening/energierekening/>

⁵² Dit is de emissiewaarde van de gehele keten. Bij verbranding komt 1,79 kg CO_{2z}/m³ aardgas vrij.

⁵³ Zie bijvoorbeeld <http://haagseardwarmte.nl/project-gegevens/>

⁵⁴ Typisch wordt aardwarmte geleverd op 75 C en teruggevoerd op 35C – de geleverde warmte is dan 168 MJ/m³. 1 m³ aardgas heeft een verbrandingswaarde van 31,65 MJ – zodat per m³ water 200 MJ aan energie gewonnen wordt, waar het gasaandeel 16% van is.

⁵⁵ De aardgasvraag voor de productie van 1 kg waterstof bedraagt 4,65 m³ (Hers, et al., 2018).

⁵⁶ Gasunie en Shell hebben aangekondigd 3-4 GW in de Eemshaven te gaan bouwen, gevoed vanuit extra windturbines op zee. Op de Maasvlakte zijn plannen van o.m. Nouryon, Shell en BP voor 2 GW elektrolyse in 2030. Het H-Vision project doelt op een vergelijkbaar productievolume voor blauwe waterstof in het Rotterdams Industrieel complex. Yara in Sluiskil (Zeeland) kijkt naar groene waterstof voor kunstmest, enzovoort. De doelstellingen van het klimaatakkoord (3-4 GW groene productie in 2030) worden zeker gehaald – en mogelijk meer dan de dubbele capaciteit.

⁵⁷ Het grootste deel van de benodigde financiële dekking van de waterstofbackbone is voor de prijscompensatie van waterstof ten opzichte van aardgas en grijze waterstof.

⁵⁸ <https://h2goeree-overflakkee.com/>

⁵⁹ <https://www.waterstofhoogveen.nl/>

⁶⁰ <https://www.greendeals.nl/sites/default/files/2021-04/Green Deal H2-Wijken.pdf>

⁶¹ <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2020/12/energielabel-voorbeeld-woningen.pdf>

⁶² Volgens het CBS was het gemiddelde woonoppervlak in Nederland in 2020 119 m². <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/82550NED/table?fromstatweb>