

Bron: Energieia, 10 februari 2025

Rotterdam krijgt geen centrale site voor waterstof uit restgas

Joep Westerveld 10 februari 2025

H-Vision, het plan voor een centrale fabriek in Rotterdam voor koolstofarme waterstof uit restgassen, is van de baan. Onder meer BP werkt onder de noemer H-Vision nog wel aan een alternatief, maar ook dat loopt tegen obstakels aan. “Zoals het er nu voorstaat, komt het niet van de grond.”



Raffinaderij in de Rotterdamse Botlek van ExxonMobil, een van de partners van H-Vision. (Foto: Sandra Uittenbogaart/ANP)

H-Vision was een project van serieuze omvang in de Rotterdamse haven. Het consortium erachter – dat nog steeds bestaat – verenigt grote bedrijven in de raffinagesector: BP, Shell, ExxonMobil, Vopak en Air Liquide. Havenbedrijf Rotterdam en ondernemersvereniging Deltalinqs – de initiatiefnemer – zijn ook partner.

Het uitgangspunt van het oorspronkelijke project was eenvoudig. Raffinaderijen brengen hun restgassen naar een centrale locatie in de haven van Rotterdam om er waterstof mee te

produceren. Daarbij vangen ze de CO₂ af en slaan deze op (CCS) waardoor koolstofarme waterstof ontstaat. Het plan was goed voor een CO₂-reductie van 2,7 megaton.

Daarmee was H-Vision volgens TNO en het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) een van de twee pijlers onder het halen van de duurzaamheidsambities van het Rotterdamse industriecluster, samen met CCS-project Porthos. Zonder deze projecten zou het cluster het klimaatdoel voor 2030 niet halen, tenzij bedrijven hun productie fors terugschroeven. Bij Porthos is de bouw inmiddels begonnen, waardoor vanaf 2026 jaarlijks 2,5 megaton CO₂ zal worden opgeslagen in een leeg gasveld onder de Noordzee.

Restgassen

Restgassen ontstaan in de productieprocessen van raffinaderijen en andere chemische bedrijven die nafta kraken. Dat zit in de aard van het proces. Zelfs een toekomstige, volledig verduurzaamde fabriek die circulaire nafta kraakt met een elektrische kraker, zou restgassen produceren.

Zoals de naam al doet vermoeden, zijn er weinig praktische toepassingen voor restgassen. Petrochemische bedrijven kunnen ze slecht verkopen, en kiezen daarom voor de optie die wél waarde toevoegt, namelijk verbranden in de fornuizen. Zo produceren ze hitte die ze kunnen gebruiken in het productieproces, en hoeven ze minder aardgas te gebruiken.

Het gaat om aanzienlijke hoeveelheden. Een raffinaderij als BP in de Rotterdamse Europoort – de grootste van het bedrijf in Europa – verwerkt dagelijks zo'n 400.000 vaten olie. Daarvan verandert circa 2% tot 4% in restgas.

Laaghangend fruit

Doordat raffinaderijen de restgassen op verschillende plekken in hun fabrieken inzetten, is het niet rendabel om de CO₂ op al deze plekken af te vangen. Bovendien is de concentratie kooldioxide op deze plekken relatief laag. Door centraal waterstof te produceren met de restgassen, is de CO₂ wél makkelijk af te vangen in relatief pure vorm. Deze waterstof kan vervolgens in plaats van de restgassen in het productieproces gebruikt worden, of verkocht worden aan andere klanten.



Natalya Rijk. (Foto: Mirjam Lems)

Het reduceren van CO₂-uitstoot door waterstof te maken met restgassen, behoort tot het laaghangend fruit van de energietransitie, vindt Natalya Rijk, die betrokken is bij het waterstofproject dat BP onder de noemer van H-Vision ontwikkelt op eigen terrein. Ze vreest dat dit laaghangende fruit niet geplukt zal worden. “Zoals de zaken er nu voor staan, gaat het niet van de grond komen”, aldus Rijk. Ze somt vier obstakels op die uit de weg geruimd moeten worden om het project wél te kunnen laten doorgaan.

Energiebelasting

In de eerste plaats is dat de energiebelasting. Bedrijven betalen geen belasting voor het verbranden van waterstof die zij op de eigen locatie produceren, maar wel als zij die waterstof ‘buiten het hek’ inkopen. Dat zou het geval zijn bij de oorspronkelijke opzet van H-Vision. Een centrale productielocatie zou voor de belasting immers gelden als apart bedrijf.

Dat zou betekenen dat de aangesloten bedrijven extra belasting zouden betalen. Met de hoeveelheden waar zij mee werken zou dat zo in de papieren lopen dat het de businesscase van het project zou ondermijnen, aldus Rijk. Het is een belangrijke reden geweest om het idee voor een centrale productielocatie los te laten. Het ontwikkelen van decentrale fabrieken zou dit probleem voor een deel oplossen.

Geen MIEK-project meer

H-Vision was tot voor kort een project dat viel onder het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK). Dit zijn projecten van nationaal belang, die voorrang krijgen in de

investeringsplannen van netbeheerders.

Op aanvraag van de initiatiefnemers is H-Vision uit het MIEK gehaald, een unicum in de MIEK-geschiedenis. Dat bleek in december uit een brief aan de Tweede Kamer van minister Sophie Hermans (Klimaat en Groene Groei, VVD).

“Uit de verdere uitwerking van H-vision is gebleken dat de behoefte aan infrastructuur niet van dien aard is dat een MIEK-status tot versnelde realisatie leidt”, luidde de uitleg.

Synergievoordelen

Het nadeel als de infrastructuur niet gemeenschappelijk wordt aangelegd, is dat bepaalde synergievoordelen verloren gaan. Zonder de centrale aanpak komt de verwachte CO₂-reductie van H-Vision uit op 1,8 megaton, aldus het ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG). Dat is nog steeds meer dan een procent van de totale Nederlandse uitstoot in 2023, maar ook een derde minder dan in het aanvankelijke plan.

De totale CO₂-reductie van H-Vision zou alsnog kunnen uitkomen op het oude niveau, als alle betrokken bedrijven op een andere manier hun restgassen gaan omzetten in koolstofarme waterstof; de reductie van 1,8 megaton is gebaseerd op de plannen van BP. De andere bedrijven willen geen openheid geven over wat de status van hun plannen. Duidelijk is in elk geval dat het minder efficiënt is om het oorspronkelijke doel te behalen met meerdere fabrieken.

Ook in het decentrale scenario blijft de energielasting een van de obstakels als bedrijven koolstofarme waterstof uit restgassen willen uitwisselen of verkopen. Woordvoerder Femmy Barends van het ministerie van KGG benadrukt dat de situatie per 1 januari 2026 zal veranderen. Nu wordt energetisch verbruik van waterstof nog hetzelfde belast als energetisch gebruik van aardgas. Vanaf komend jaar krijgt waterstof een apart tarief, dat lager is dan dat van aardgas.

Blauwe waterstof?

Koolstofarme waterstof wordt in Nederland vaak blauwe waterstof genoemd, in tegenstelling tot groene en grijze waterstof.

Groene waterstof is geproduceerd met elektrolyse op basis van hernieuwbare stroom en is klimaatneutraal. Bij grijze waterstof splits je aardgas met stoom in waterstof en CO₂. De kooldioxide verdwijnt dan in de atmosfeer. Vang je dit af en sla je het op (CCS), dan ontstaat blauwe waterstof.

Met deze drie categorieën als uitgangspunt wordt waterstof uit restgassen meestal ingedeeld bij blauwe waterstof. Onterecht, vinden de bedrijven achter H-Vision. Hiermee valt immers het onderscheid weg tussen waterstof waarvoor gaswinning nodig is en waterstofproductie op basis van restgassen die er al zijn. Bovendien reduceert de laatste methode doorgaans meer CO₂.

Ook chemiebedrijf Dow maakte hier eerder al een punt van. Dat bedrijf introduceerde de term circulaire waterstof. De Europese Commissie hanteert de benaming koolstofarme waterstof. Waterstof moet voldoen aan een minimale CO₂-reductie om dit label te krijgen.

Visie op waterstof

Een tweede, fundamentele obstakel is het ontbreken van een visie op blauwe en koolstofarme waterstof (zie kader) in zowel Brussel als Den Haag. “De Europese Commissie heeft vrij precies omschreven wat er onder koolstofarme waterstof valt. Maar vervolgens heeft ze daar geen beleid op gemaakt”, zegt Rijk. Dat geldt wel voor hernieuwbare waterstof. In de richtlijn voor hernieuwbare energie (RED) staat de eis dat in 2030 in elke lidstaat 42% van het waterstofgebruik in de industrie hernieuwbaar moet zijn.

“Als een steen- of staalproducent wil verduurzamen door over te stappen op waterstof, krijgen ze dus meteen deze plicht voor de kiezen. Dat is met de huidige prijzen voor groene waterstof niet te betalen”, aldus Rijk. Dat heeft als nadeel dat bedrijven hun verduurzamingsplannen uitstellen, waardoor er geen markt ontstaat voor koolstofarme waterstof. Dat laatste is voor BP van belang, dat een deel van de koolstofarme waterstof wil verkopen. “De onzekerheid over de afname is nu te groot om zo’n investering te rechtvaardigen.” Rijk ziet een oplossing in een tijdelijke uitzondering op de afnameplicht voor groene waterstof voor bedrijven die net overstappen, zodat zij in eerste instantie kunnen kiezen voor goedkopere koolstofarme waterstof.

CCS

Een ander obstakel zit in de kosten voor CCS. Die vallen hoger uit dan begroot. H-Vision zal, in elk geval bij BP, aangewezen zijn op CCS-project Aramis, waarvoor overigens nog geen definitieve investeringsbeslissing is genomen.

Aramis krijgt op de lange termijn een capaciteit van 22 megaton CO₂ per jaar. Vermoedelijk zullen de eerste klanten te maken krijgen met hogere tarieven, omdat de infrastructuur dan nog niet volledig in gebruik is. De initiatiefnemers kunnen op die manier het zogenoemde vollooprisico afdekken. “Daar zou de overheid een rol kunnen spelen, door risico’s over te nemen”, zegt Rijk. “Waarom zou je *first movers* niet belonen?”

Dat geldt wat haar betreft ook voor een ander risico dat bedrijven lopen die via CCS hun uitstoot willen beperken. Als de CCS-infrastructuur van bijvoorbeeld Aramis tijdelijk stilvalt, kunnen zij namelijk nergens heen met hun CO₂ en moeten ze hoge ETS-kosten betalen. Dit punt maakte Rijk al eens eerder tijdens een debat op het congres Rotterdam Energy Port.

Vergunningen

Het vierde en laatste punt betreft de vergunningen. Die komen vooralsnog niet rond omdat de Rijksoverheid eist dat de stikstofuitstoot fors omlaag gaat. Te fors, vindt BP. “We weten dat de stikstofuitstoot hoe dan ook omlaag gaat, maar we weten nog niet precies hoeveel. Op de eisen van de vergunningverlener kunnen we ons nu niet vastleggen. Dat risico is te groot”, aldus Rijk.

Hier wreekt zich ook de concentratie van stikstof in de uitstootpluim, legt ze uit. Die pluim wordt kleiner bij waterstofverbranding. Binnen die pluim is de concentratie stikstof groter, maar vergeleken met de grotere rookpluim bij restgasverbranding is de totale stikstofuitstoot kleiner.

2030

Al met al is er nog een lange weg te gaan om H-Vision van de grond te krijgen. Om het project nog voor 2030 operationeel te krijgen is al helemaal een wonder nodig. Los van de vier obstakels die uit de weg geruimd moeten worden, duurt alleen al de bouw enkele jaren. “Als we nu gaan bouwen is het misschien nog net haalbaar. Maar alleen al het vergunningsproces duurt jaren”, zegt Rijk. “En Aramis is ook nog niet aan het bouwen.”

2030 of later, BP houdt hoop op een oplossing voor het omzetten van restgassen in waterstof. “Nederland heeft een goede uitgangspositie, met veel industrie dicht bij de kust en volop mogelijkheden voor CO₂-opslag. Als H-Vision ergens van de grond zou kunnen komen, is het hier wel.”