

Vragen over gaswinning (15/5 - E2)

Geachte mevrouw Schippers,

Via de heer Rutte ontving ik een aantal vragen van u met betrekking tot de gaswinning. Het antwoord op deze vragen ontvangt u hierbij.

Alvorens specifiek in te gaan op de door u gestelde vragen geef ik graag nadere duiding aan het aspect van leveringszekerheid. De landelijke netbeheerder Gasunie Transport Services (GTS; 100% staatsdeelneming) is bezig met de afronding van een advies waaruit blijkt dat tot en met 2020 in een qua temperatuur gemiddeld jaar 21 miljard m³ Groningengas nodig is om in de fysieke behoefte te voorzien. GTS inventariseert de behoefte aan laagcalorisch gas (Nederland en delen van België, Frankrijk en Duitsland), bepaalt hoeveel hoogcalorisch gas in het laagcalorisch net kan worden ingezet door bijmenging (H-gas verrijking) of toevoeging van stikstof (pseudo L-gas) en berekent vervolgens hoeveel gas uit Groningen noodzakelijk is om in de vraag te voorzien.

Vanaf 2020 vindt in het buitenland grootschalige ombouw plaats van laag- naar hoogcalorisch gas. Daardoor neemt de behoefte aan Groningengas af van thans 21 miljard m³ per jaar tot - naar verwachting - ongeveer 3 tot 5 miljard m³ in 2030 en kan in de resterende behoefte aan laagcalorisch gas worden voorzien door de inzet van bestaande stikstofinstallaties.

In de komende kabinetsperiode kunnen de volgende maatregelen worden genomen om de hoeveelheid gas die uit het Groningenveld moet worden gewonnen om de leveringszekerheid van laagcalorisch gas te borgen, verder (maar slechts beperkt eerder) te verlagen:

- Het ombouwen naar hoogcalorisch gas van industriële grootverbruikers (incl. elektriciteitscentrales), dit leidt aan het eind van de kabinetsperiode tot een vermindering van de vraag naar laagcalorisch gas met 2 miljard m³ (kosten € 130 miljoen).
- Het bouwen van een additionele stikstoffabriek. Deze zal niet eerder dan in het laatste kwartaal van 2021 beschikbaar komen (op dat moment daalt de gasvraag al sterk). (Investering € 480 miljoen, operationele kosten € 35 - 40 miljoen per jaar).
- Het inzetten op verduurzaming en energiebesparing. De effecten zullen pas na het eind van de komende kabinetsperiode geleidelijk te merken zijn.

Het is belangrijk te markeren dat het louter sturen op leveringszekerheid een wijziging van de tot op heden gevolgde beleidsaanpak betekent. In de afgelopen kabinetsperiode is wat betreft de hoogte van de toegestane gaswinning gestuurd op veiligheid in combinatie met leveringszekerheid. Daarbij is het mogelijk om meer te winnen dan uit hoofde van leveringszekerheid noodzakelijk is, mits daarmee de veiligheid niet in het geding komt. Indien slechts wordt gestuurd op het laagste niveau dat voor de leveringszekerheid noodzakelijk is, heeft dit bredere consequenties.

Het terugbrengen van de winning tot het niveau van leveringszekerheid zal er toe leiden dat een aanzienlijk deel van het nog aanwezige gas niet zal worden gewonnen (ca. 400 miljard m³). NAM is eigenaar van dit gas dat een waarde heeft van € 60 - 80 miljard. Los van de inkomstendering als gevolg van gedeerde aardgasbaten zal NAM, indien verlaging van de winning niet is ingegeven vanuit veiligheidsoptiek, naar verwachting een schadeclaim indienen vanwege inbreuk op zijn eigendomsrecht en de besluitvorming daaromtrent bestuursrechtelijk aanvechten.

Vraag

Hoeveel kan de vraag naar Groningengas de komende kabinetsperiode structureel verminderd worden door afschakelen van de laagcalorisch gas-gebruikende industrie? Op welke termijn zou dit kunnen? Wat is daarvoor nodig en wat zijn de budgettaire consequenties / risico's.

Antwoord

Het structureel verminderen van de vraag naar Groningengas door het afschakelen van gebruikers betekent dat deze gebruikers permanent worden afgesloten van het laagcalorisch gasnetwerk. Dat is de enige manier om tot een merkbaar effect te komen op het te winnen volume aan gas. Het tijdelijk afsluiten van gebruikers, bijvoorbeeld bij hoge gasvraag (piekvraag), heeft een (zeer) beperkt effect op het te winnen volume.

Door het afschakelen van de laagcalorische gas-gebruikende industrie van het net van GTS zou de vraag naar laagcalorisch gas op jaarbasis met ca. 5,5 miljard m³ afnemen. De zeven grootste gebruikers nemen samen 2 miljard m³ voor hun rekening, de daarop volgende 25 samen 1,5 miljard m³ en de ca. 270 overige samen 2 miljard m³. Afschakelen kan weliswaar op korte termijn worden gerealiseerd, maar heeft grote consequenties. Omdat er geen alternatieve infrastructuur is die een zelfde hoeveelheid energie kan leveren als het gasnetwerk zullen bedrijven hun productie staken, met zeer waarschijnlijk bedrijfssluiting als gevolg. Het gaat hier om bedrijven zoals Yara in Siulskil, Shell in Moerdijk en elektriciteitscentrales van NUON, Uniper (2x) en Eneco. Het afschakelen van elektriciteitscentrales die laagcalorisch gas verbruiken leidt mogelijk tot problemen met de elektriciteitsvoorziening, hetgeen kan leiden tot een groter beroep op kolencentrales, en tot problemen met de warmtevoorziening van huishoudens, omdat de restwarmte van de centrales wordt gebruikt voor warmtevoorziening.

De verwachting is dat bedrijven die gedwongen worden afgeschakeld daartegen zullen gaan procederen en schadevergoeding zullen eisen. Het is niet in te schatten hoe groot deze schadevergoeding zal zijn.

Verder vergt het afschakelen een precieze planning die in afstemming met de betrokken bedrijven en de landelijk netbeheerder Gasunie Transport Services (GTS) moet worden opgesteld om risico's op het gebied van veiligheid te voorkomen.

Vraag

Hoeveel kan de vraag naar Groningengas de komende kabinetsperiode structureel verminderd worden door het gebruik van laagcalorisch gas voor elektriciteitsopwekking te beëindigen. Op welke termijn zou dit kunnen? Wat is daarvoor nodig en wat zijn de budgettaire consequenties / risico's.

Antwoord

Door GTS zijn vier elektriciteitscentrales geïdentificeerd die waarschijnlijk voor het einde van de komende kabinetsperiode zouden kunnen worden omgebouwd naar het gebruik van hoogcalorisch gas. De hiermee gemoeide kosten worden als eerste ruwe indicatie geraamd op ca. € 100 miljoen, waarvan € 60 miljoen aan netwerkkosten en € 40 miljoen aan kosten bij de centrales. Met de ombouw van deze centrales zal de vraag naar laagcalorisch gas aan het eind van de komende kabinetsperiode op jaarbasis met ca. 1,2 miljard m³ afnemen.

In aanvulling op deze vier centrales heeft GTS ook drie bedrijven geïdentificeerd die zouden kunnen worden omgebouwd naar het gebruik van hoogcalorisch gas. De hiermee gemoeide kosten worden, eveneens als ruwe eerste indicatie, geraamd op ca. € 30 miljoen, waarvan € 10 miljoen aan netwerkkosten en € 20 miljoen aan kosten bij de bedrijven. Met de ombouw van deze bedrijven zal de vraag naar laagcalorisch gas tegen het einde van de kabinetsperiode op jaarbasis met ca. 0,8 miljard m³ afnemen. Het ombouwen van de overige industriële gebruikers van laagcalorisch gas is niet of nauwelijks mogelijk omdat zij zich niet in de nabijheid bevinden van een transportleiding voor hoogcalorisch gas.

Door de ombouw van de centrales en de industrie gezamenlijk (7x) kan de vraag naar laagcalorisch gas met ongeveer 2 miljard m³ per jaar afnemen. De totale eenmalige kosten zijn € 130 miljoen.

(N.b.-1: Dat de netwerkkosten bij de centrales substantieel hoger liggen komt doordat twee van de vier centrales op aanzienlijke afstand van het hoogcalorische transportnet liggen.

N.b.-2: Het tijdstip van ombouw is afhankelijk van de betrokken centrales/bedrijven die, nog los van de kosten, de ombouw zullen willen inpassen in hun meerjaarlijkse cycli van grootschalig onderhoud. De inschatting is dat de ombouw voor het eind van de kabinetsperiode kan worden voltooid.

N.b.-3. Wat betreft de kosten geldt dat de netwerkkosten voor rekening komen van GTS en uiteindelijk via de door de ACM gereguleerde tarieven worden doorbelast aan de gebruikers van het transportnetwerk. De bedrijven zullen hun kosten naar alle waarschijnlijkheid zelf moeten dragen omdat er grote kans is dat er bij vergoeding door de overheid sprake is van staatsteun.)

Vraag

Welke opties zijn er om de export van Groningen gas verder te verlagen. Wat is hiervoor nodig en welke kosten zijn hiermee gemoeid (los van de aardgasbaten?).

Antwoord

Er zijn geen realistische opties om de export van Groningen gas verder te verlagen. Net als in Nederland kan de vraag naar Groningengas in het buitenland alleen worden ondervangen door ombouw, verduurzaming en de bouw van een stikstofinstallatie. Er zijn geen andere opties om de fysieke afhankelijkheid van Groningengas c.q. laagcalorisch gas verder te verlagen. De buurlanden zijn allemaal druk bezig met het ombouwen van de laagcalorische gasverbruikers. De overheden van België, Duitsland en Frankrijk hebben te kennen gegeven het tempo van de afbouw van het gebruik van laagcalorisch gas tussen nu en 2030 niet verder te kunnen versnellen. Gezien de complexiteit hebben Frankrijk en België de start van de ombouw al vervroegd van 2024 naar 2020, daarnaast heeft Duitsland recentelijk aangegeven de ombouw in de eerdere jaren te intensiveren. Dit alles doen zij om er zeker van te zijn dat in 2030, als de export vanuit Nederland stopt, iedereen is omgebouwd.

De export verder reduceren, of acuut beëindigen, brengt de leveringszekerheid in Duitsland, Frankrijk en België in direct gevaar en leidt ook tot veiligheidsproblemen doordat huishoudens letterlijk in de kou komen te zitten. Dit zal de verhoudingen tussen Nederland en haar buurlanden op scherp zetten. Daarnaast zou dit in strijd zijn met Europees wet- en regelgeving die het niet toestaat onderscheid te maken tussen binnen- en buitenlandse afnemers en die bepaalt dat geen maatregelen mogen worden genomen die de gasleveringssituatie in een ander lidstaat ernstig in gevaar kunnen brengen. Tot slot kan dit ertoe leiden dat buitenlandse afnemers die langjarige

leveringscontracten hebben gesloten met GasTerra zullen overgaan tot juridische procedures en schadevergoeding en compensatie zullen verlangen.

Vraag

Hoeveel kan de vraag naar Groningengas structureel verminderd worden door het bouwen van een nieuwe conversie-installatie. Op welke termijn zou een dergelijke installatie in gebruik kunnen worden genomen en wat kost dit (investeringen, exploitatielasten).

Antwoord

Op dit moment zijn er twee stikstofinstallaties die *baseload* kunnen worden ingezet. Door nog een stikstofinstallatie te bouwen zou op jaarbasis additioneel 5 tot 7 miljard m³ meer hoogcalorisch gas in laagcalorisch gas kunnen worden omgezet, waardoor de behoefte aan Groningengas met dezelfde hoeveelheid afneemt. Een nieuwe stikstofinstallatie kan op zijn vroegst in het vierde kwartaal van 2021 in gebruik worden genomen. Op dat moment neemt de vraag naar Groningengas al met 2 miljard m³ per jaar af als gevolg van de ombouw in Duitsland, België en Frankrijk. De cumulatieve bijdrage van de stikstofinstallatie aan het verminderen van de behoefte aan Groningengas is daardoor beperkt, want per 2030 zal de stikstofinstallatie vrijwel geen bijdrage meer leveren, omdat dan ook zonder de installatie de behoefte al naar 3 - 5 miljard m³ per jaar is gedaald. Er zal meer gas moeten worden geïmporteerd om het potentieel van de nieuwe stikstofinstallatie daadwerkelijk te benutten. Daarbij zal, vooral als gevolg van de inzet van de stikstofinstallatie - die zelf ook energie verbruikt - de CO₂-uitstoot toenemen. Het betreft een investering in fossiele energie i.p.v. duurzame energie en draagt daarmee niet bij aan de energietransitie.

De realisatie van de nieuwe stikstofinstallatie vergt een investering van € 480 miljoen en de operationele kosten worden bij volledige inzet geraamd op € 35 - 40 miljoen per jaar. Deze kosten komen in eerste instantie voor rekening van GTS en worden vervolgens, inclusief kapitaalkosten, via de door de ACM gereguleerde tarieven doorbelast aan de gebruikers van het transportnetwerk. De hoogte van de kapitaalkosten is afhankelijk van de afschrijvingsperiode.

De bijdrage die de stikstofinstallatie heeft in het verminderen van Groningengas (5 - 7 miljard m³ gedurende 9 jaar = totaal circa 50 miljard m³) leidt er ook toe dat eenzelfde hoeveelheid gas niet zal worden gewonnen. De waarde van dat gas is € 7,5 - 10 miljard.

Vraag

Welke andere maatregelen zijn er tegen welke kosten denkbaar om in de komende kabinetsperiode de gasproductie in Groningen verder te verlagen. Wat is een haalbaar afbouwpad (zonder onverantwoorde fluctuaties) naar 2021.

Antwoord

Er zijn, buiten permanent afschakelen, geen maatregelen die tussen nu en 2021 een significant effect sorteren. Wel kunnen ambitieuze maatregelen in gang worden gezet die zijn gericht op verduurzaming en energiebesparing. Richting 2050 zal alles er op gericht moeten zijn om aardgasgebruik in de gebouwde omgeving uit te faseren. Er zijn ca. 7 miljoen huishoudens op gas aangesloten in Nederland. Merkbaar effect van deze operatie op de gasvraag zal overigens pas ver na 2021 zichtbaar zijn (zelfs indien per werkdag 1.000 huishoudens worden omgezet van gas naar een andere energiebron duurt het nog 28 jaar voordat dit is voltooid).

Vraag

Wat is een (vanuit leveringszekerheid) realistisch minimumniveau van gaswinning in 2030 dat als ambitie in het RA kan worden neergezet.

Antwoord

De vraag naar Groningengas daalt in 2030 naar verwachting tot een niveau van 3 - 5 miljard m³ per jaar volgens de laatste berekeningen van GTS. Indien de winning echter op dit niveau wordt vastgesteld kan er, aldus GTS, naar verwachting te weinig capaciteit zijn om in de vraag naar gas te kunnen voorzien op koude momenten (capaciteitsmatige leveringszekerheid), want vrijwel alle productieclusters op het Groningenveld zullen sluiten, evenals de gasopslag Norg. Het precieze winningsniveau moet nader worden gezien.

Vraag

Hoe kan de positie van de NCG verder versterkt worden ten einde te komen tot een krachtige aanpak van de herstel- en preventieopgave zonder de financiële verantwoordelijkheid weg te haaien bij de NAM (scenario 2 of wellicht 3). Wat is hier voor nodig in wet- en regelgeving? Wat zijn de budgettaire consequentie/risico's hiervan.

en

Vraag

Hoe kunnen we tegemoet komen aan de kritiek van de OVV dat we beter zichtbaar moeten maken dat er aandacht is voor de risico's en dat het schaalniveau waarop de problemen nu worden aangepakt niet in lijn met de omvang, urgentie en complexiteit van de problemen in Groningen. Wat vergt dit van de governancestructuur?

Antwoord

De OVV adviseert een aanpak van problemen als gevolg van de gaswinning in Groningen in samenhang met vraagstukken als economische ontwikkeling en krimp. Daartoe zou één organisatie integraal verantwoordelijk moeten worden gemaakt voor de aanpak daarvan. De organisatie moet op basis van wettelijke bevoegdheden de belangen afwegen en besluiten kunnen nemen. Als voorbeelden noemt de OVV in dit verband het Project Geluidsisolatie Schiphol (primaal in relatie tot schadeafhandeling) en de Herinrichtingscommissie Oost-Groningen en de Gronings-Drentse Veenkoloniën. Beide waren openbare lichamen op grond van de Wet gemeenschappelijke Regelingen (Wgr).

Het belang van een integrale aanpak wordt onderschreven. Dat zou samen kunnen komen in een regionaal structuurversterkingsplan. Van essentieel belang voor een voortvarende aanpak van de problemen in Groningen, die inderdaad omvangrijk, urgent en complex zijn, is een heldere toedeling van bevoegdheden. Hiervoor zijn verschillende modaliteiten denkbaar. Allereerst is van belang om vast te stellen in hoeverre het wenselijk is dat een publieke organisatie verantwoordelijk wordt voor het afhandelen van de schade, het versterken en aanvullend beleid. Daarnaast moet worden vastgesteld in hoeverre deze organisatie publiek wordt gefinancierd. Tevens moeten de juridische risico's van verschillende modaliteiten in kaart worden gebracht. Bij keuze voor een nieuwe rechtsvorm, moet rekening gehouden worden met implementatietijd.

Hierbij een kort overzicht van vijf verschillende modaliteiten die gekozen kunnen worden bij de herstel- en versterkingsopgave.

Modaliteit 1

NAM stemt er in deze modaliteit mee in om de besluitvorming over schade te beleggen bij een onafhankelijke commissie. Op basis van het oordeel van deze commissie vergoedt NAM de schade. De programmering en aansturing van de versterkingsaanpak worden in deze modaliteit bij de NCG belegd. NAM blijft opdrachtgever van Centrum Veilig Wonen voor de uitvoering van de versterkingsaanpak.

Modaliteit 2

Als verdergaande modaliteit binnen het uitgangspunt dat NAM verantwoordelijk blijft voor schadeafhandeling en versterken, kan gedacht worden aan de vorming van een *privaat fonds*, dat verantwoordelijk is voor de betaling van de schadevergoeding op basis van een onafhankelijk oordeel, met funding van het fonds vooraf door NAM. Versterken blijft hetzelfde als in modaliteit 1.

Modaliteit 3

In deze modaliteit wordt NAM wettelijk verplicht om de beslissingen van de onafhankelijke commissie over schade en van de NCG over versterken uit te (laten) voeren. Deze beslissingen worden dus door de overheid genomen en door NAM uitgevoerd. NAM blijft opdrachtgever van Centrum Veilig Wonen.

Modaliteit 4

Een verdergaande modaliteit zou zijn om niet alleen de besluitvorming, maar ook de geldstromen in het publieke domein te trekken. Er komt dan een *publiekrechtelijk fonds* dat vanuit de Rijksbegroting wordt gefinancierd. Deze kosten worden verhaald op NAM op basis van afspraken dan wel verrekening met de gasopbrengsten of door middel van een heffing. Het opdrachtgeverschap van CVW wordt in het publieke domein belegd.

Modaliteit 5

In de meest vergaande modaliteit zou, naast de beslissing en de financiering, ook de uitvoering van de versterkingsopgave in het publieke domein worden belegd, in plaats van bij het Centrum Veilig Wonen.

Op dit moment wordt gewerkt aan modaliteit 1. In de modaliteiten 4 en 5 komt er meer publieke regie voor het Rijk. Met een keus voor publieke regie en uitvoering zou het afhandelen van schademeidingen, de versterkingsopgave en de regionale structuurversterking in onderlinge samenhang voortvarend kunnen worden aangepakt.

Voor de regionale structuurversterking is een structuurversterkingsplan nodig. Dit plan zou kunnen worden opgesteld door provincie en gemeenten, ondersteund door het Rijk en de NCG. De hoogte van de Rijksbijdrage kan nader worden bepaald als het plan er is, mede afhankelijk van de bijdrage van andere partijen zoals provincie, gemeenten, EU en de NAM. Voor dit moment zou gedacht kunnen worden aan een richtbedrag van € 150 miljoen. De zwaardere publieke regie uit modaliteit 4 of 5 kan behulpzaam zijn bij het goed accommoderen van de structuurversterking, maar leveren wel financiële restricties voor de Staat op. Hoewel modaliteit 1, 2 en 3 minder publieke regie kennen is het mogelijk om ook in die modaliteiten met een breder structuurversterkingsplan te werken.

Waar het gaat om het zichtbaar maken van aandacht voor risico's van gaswinning in Groningen, is een heldere communicatie met de regio en haar inwoners van belang. De wijziging van de Mijnbouwwet, zoals op 1 januari 2017 in werking is getreden en die mede strekt ter implementatie van eerdere aanbevelingen van de OVV op dit punt, biedt hiervoor een goede basis. Veiligheid maakt expliciet onderdeel uit van de besluitvorming, en betrokkenheid van de regio en haar inwoners is verankerd in de besluitvormingsprocedure.

Verder is van belang dat binnen het Rijk een goed functionerende beleidsketen bestaat. Deze beleidsketen omvat de beleidsvoorbereiding van wet- en regelgeving, vergunningverlening tot en met de handhaving. De keten moet zo zijn ingericht dat een integrale afweging van alle belangen, waaronder natuurlijk ook het veiligheidsbelang, goed kan plaatsvinden. ABD Topconsult is verzocht een nadere analyse te maken en advies uit te brengen over het op een transparante wijze organiseren van de beleidsketen, waarbij de inbreng van benodigde deskundigheid verzekerd is.

Vraag

Cijfers over minimale winningsniveau met het oog op de leveringszekerheid worden nu opgesteld onder verantwoordelijkheid van GTS. GTS is echter een partij met belangen. Welke opties zijn er om adviezen van GTS te laten toetsen door onafhankelijke experts; bijvoorbeeld CE of universiteit Delft.

Antwoord

GTS is de netbeheerder van het landelijk gastransportnetwerk en maakt geen onderdeel uit van het Gasgebouw of van een andere organisatie of groep die gas produceert, levert of daarin handelt. Het aandeelhouderschap van Gasunie, de moedermaatschappij van GTS, berust volledig bij het Ministerie van Financiën. In gevolge de Gaswet heeft GTS onder meer tot taak voorzieningen te treffen inzake de leveringszekerheid. Het is mede vanuit die taak dat GTS haar adviezen opstelt.

GTS is ook de partij die het beste zicht heeft op alle gasstromen binnen Nederland en over de grens naar België, Duitsland en Frankrijk. GTS heeft goede contacten met alle buitenlandse netbeheerders. Daarnaast is GTS ook eigenaar van de twee bestaande stikstofinstallaties en enkele andere back-up-faciliteiten en weet zij op welke manier deze het beste ingezet kunnen worden. GTS is daarmee de enige partij die alomvattend over leveringszekerheid kan adviseren. Een externe validatie van de analyse van GTS kan zeker bijdragen aan de legitimatie van het advies van GTS op het gebied van de leveringszekerheid. Daarom worden de meeste recente cijfers van GTS over de leveringszekerheid momenteel gevalideerd door een onafhankelijk onderzoeksbureau (DNV GL). Deze validatie wordt afgerond voor de publicatie van het gewijzigde instemmingsbesluit in de week van 22 mei.

Vraag

Wat zijn de gevolgen van verdere vermindering van de gaswinning voor het overheidsbudget in de komende kabinetsperiode en op langere termijn?

Antwoord

Bij de huidige afdrachtensystematiek bedragen de verwachte aardgasbaten bij een winning van 21,6 miljard m³ ongeveer € 2,1 miljard per jaar. Een besluit om de gaswinning verder te verminderen heeft een neerwaarts effect op de gasbaten; een miljard m³ minder Groningengas betekent grofweg een vermindering van € 150 miljoen (inclusief vpb).

Wanneer de gaswinning door besluiten verder wordt verminderd zonder dat dit vanuit veiligheidsoogpunt noodzakelijk is zal NAM mogelijk een schadeclaim indienen vanwege inbreuk op zijn eigendomsrecht en de besluiten bestuursrechtelijk aanvechten.

Vraag

Het gereed komen van het Gemini windpark leidt tot een grote beschikbaarheid van duurzame elektriciteit. Welke economische kansen zijn er voor de regio bij de opbouw van een waterstofcluster (DVHN; 17 januari 2017)? Wat is hiervoor nodig van het Rijk? Wat kan top sector energie in dit verband betekenen? Kan Invest NL hier een rol in spelen?

Antwoord

Duurzaam geproduceerd waterstofgas kan een belangrijke energiedrager worden in de energietransitie. Op dit moment is er ondanks het gereedkomen van het Gemini windpark geen overschot aan duurzame elektriciteit dat voor de productie van duurzame waterstof kan worden gebruikt. Prof.dr. A.J.M. van Wijk, hoogleraar toekomstige energiesystemen aan de TU Delft, heeft in opdracht van de Noordelijke Innovation Board (NIB) een plan geschreven om in Groningen een waterstofcluster op te bouwen. Het plan beoogt om in 2030 een jaarlijkse productie van 270.000 ton waterstofgas te realiseren. Dit komt overeen met 1,2% van het huidige Nederlandse energieverbruik. Het plan gaat uit van investeringen die in totaal ca. € 18 tot 25 miljard bedragen, waarvan € 12 tot 15 miljard voor de ontwikkeling van offshore windparken. De verwachting van de onderzoekers is dat deze investeringen worden gedaan door bedrijven uit verschillende sectoren waaronder energiebedrijven, industriële bedrijven en havenbedrijven. Invest NL zou wellicht een rol kunnen spelen bij investeringen in de benodigde specifieke waterstofinfrastructuur. Er is echter op dit moment nog onzekerheid over de business case. Om dit goed te kunnen beoordelen moet er eerst meer inzicht komen in de financiële, markttechnische en economische aspecten.

TKI GAS (topsector energie) is een onderzoeksprogramma gestart over waterstof. Bedrijven en kennisinstellingen kunnen voor onderzoek- en demonstratieprojecten gebruik maken van subsidieregelingen die voor de topsectoren zijn ingericht bij RVO. Vanuit de topsectoren High Tech Systemen & Materialen (HTSM), Chemie en Energie is een samenwerkingsverband gestart dat gericht is op elektrochemische conversie (productie van waterstof uit elektriciteit).

Op dit moment bevindt de inzet van waterstof als energiedrager zich nog aan het begin van de innovatiecurve. Er zijn veel onzekerheden en ondertussen komen alternatieven tot ontwikkeling. De gunstige eigenschappen en potentiële voordelen van waterstof vormen dan ook geen garantie dat het een significant onderdeel wordt van onze toekomstige energievoorziening. Op een aantal terreinen kan inzet van waterstof evenwel een duidelijke meerwaarde bieden.

Duurzame elektriciteit kan via het elektrolyse proces worden omgezet in duurzaam waterstofgas. Waterstofgas is in vergelijking tot duurzame elektriciteit gemakkelijker grootschalig op te slaan (in tanks of ondergronds) en kan ook eenvoudiger over grotere afstanden worden getransporteerd. Duurzaam geproduceerd waterstofgas geeft bij verbruik geen emissies van het broeikasgas CO₂ en is daardoor klimaatneutraal. Waterstofgas wordt daarom gezien als de duurzame energiedrager van de toekomst voor transport en mobiliteit, voor flexibele elektriciteitsproductie en systeemintegratie (inpassing van zon en wind in het energiesysteem door opslag in de vorm van waterstof) en voor de industrie (als grondstof en brandstof).

De economische kansen voor Groningen zijn aanwezig doordat men gebruik kan maken van de aanwezige gasinfrastructuur, offshore infrastructuur en kennisinfrastructuur en het toenemende aanbod van duurzame elektriciteit van de toekomstige windparken. De bestaande elektriciteitscentrales (Eemscentrale, Magnumcentrale), de (chemische) industrie en datacenters zouden gebruik kunnen maken van het duurzame waterstofgas. Groningen kan door de bestaande

gasinfrastructuur en de aanwezige gasvelden en cavernes een belangrijke rol spelen bij de productie en de ondergronds opslag van het duurzame waterstofgas.

In de dit jaar te verschijnen nationale routekaart voor Wind op Zee zullen ook de kansen voor conversie van windenergie in waterstof worden meegenomen. De mogelijke toepassingen van waterstof zullen ook worden opgenomen in de uitwerking van de transitiepaden in het kader van de uitvoering van de Energieagenda. De volgende stap is het opstellen van een routekaart voor een waterstofeconomie, samen met onder meer de partijen betrokken bij het Nationaal Waterstofplatform.

