

OPINIE EN ACHTERGRONDEN OVER DE ENERGIETRANSITIE

2018 **focus**

energie in beweging

Aardwarmte
is hot

Exploratie
juist nu!

Kleine velden
grote ambities

CO₂-opslag
de snelle oplossing

Wat? Water?
Waterstof!

ebn

ENERGIE IN NEDERLAND

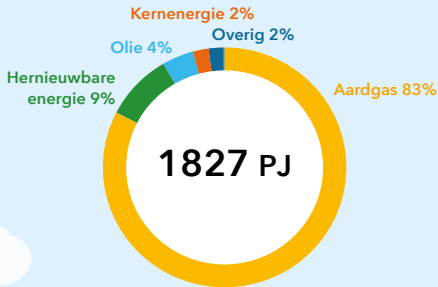
AANBOD

VERBRUIK

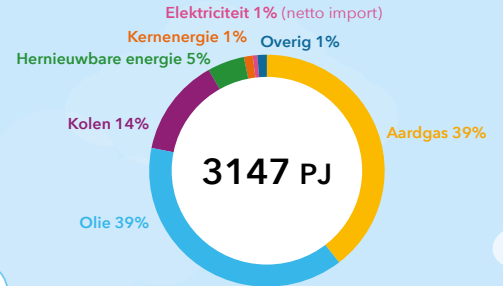
Energie is een primaire levensbehoefte; iedereen in Nederland gebruikt het. Elke dag weer wordt het aanbod van energie aangesloten bij de vraag van de eindverbruikers. De verschillende energiebronnen worden aan de natuur onttrokken en -soms omgezet in elektriciteit of warmte- naar de eindverbruikers gebracht. Energie laat bijvoorbeeld het licht branden, zorgt voor warm water, zorgt ervoor dat fabrieken kunnen werken, drijft auto's en schepen aan, enz enz enz. De winning en het gebruik van fossiele brandstoffen leiden tot uitstoot van broeikasgassen. Deze infographic laat zien hoe het energiesysteem in elkaar zit, en tot welke uitstoot het leidt. De informatie geeft reden voor een goed gesprek, en dat is precies wat we willen. Laat het op u inwerken en ontdek de Energie in Nederland. www.energieinnederland.nl

2018

Energiewinning



Primair energieverbruik



Olieraffinage **11 Mton**

Elektriciteits-productiebedrijven ¹⁾ **52 Mton** (toegerekend aan sectoren)

Gas- en oliewinning **2 Mton**

Totaal **197 Mton CO₂-eq**

Diensten, Afval & Water **28 Mton** (11 Mton direct)

Industrie & Bouw **54 Mton** (34 Mton direct)

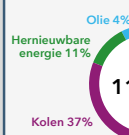
Overige broeikasgassen **29 Mton** (CH₄, N₂O, F-Gassen)

Huishoudens **31 Mton** (17 Mton direct)

Landbouw & Visserij **9 Mton** (9 Mton direct)

Verkeer & vervoer **33 Mton** (32 Mton direct)

(De)centrale energieomzetting



Elektriciteit **378 PJ**

Internationaal transport: **685 PJ**

Netto uitvoer	Netto aanbod (primaar)	
445 PJ	Aardgas 40%	1243 PJ
	Olie 39%	1217 PJ
	Kolen 14%	428 PJ
5 PJ	Biomassa 4%	115 PJ
	Overige bronnen 1%	40 PJ
	Kernenergie 1%	38 PJ
	Windenergie 1%	29 PJ
	Elektriciteit import/export <1%	20 PJ
	Zonne-energie <1%	7 PJ
	Overig hernieuwbaar <1%	7 PJ
	Aardwarmte <1%	3 PJ

● Winning ● Netto import

Eindverbruik

46% Industrie & Bouw 1116 PJ

- 50% Grondstoffen
 - Olie 85%
 - Aardgas 15%
- 37% Warmte
 - Aardgas 43%
 - Olie 27%
 - Warmte (o.a. uit WKK) 24%
 - Kolen 5%
 - Overig 1%
- 11% Kracht & licht
 - Elektriciteit 100%
- 2% Mobiliteit
 - Olie 100%

7% Landbouw & Visserij 157 PJ

- 65% Warmte
 - Aardgas 51%
 - Warmte (o.a. uit WKK) 42%
 - Aardwarmte 3%
 - Biomassa 3%
 - Olie 1%
- 20% Kracht & licht
 - Elektriciteit 100%
- 15% Mobiliteit
 - Olie 100%

18% Verkeer & Vervoer 443 PJ

- 99% Mobiliteit
 - Olie 98%
 - Elektriciteit 2%
- 1% Grondstoffen
 - Olie 100%

12% Diensten, Afval & Water 286 PJ

- 52% Warmte
 - Aardgas 85%
 - Warmte (o.a. uit WKK) 7%
 - Omgevingsenergie 3%
 - Olie 2%
 - Biomassa 1%
 - Elektriciteit 1%
 - Overig 1%
- 45% Kracht & licht
 - Elektriciteit 100%
- 2% Mobiliteit
 - Olie 100%
- 1% Grondstoffen
 - Olie 100%

17% Huishoudens 416 PJ

- 82% Warmte
 - Aardgas 87%
 - Biomassa 6%
 - Warmte (o.a. uit WKK) 4%
 - Elektriciteit 2%
 - Omgevingsenergie 1%
- 18% Kracht & licht
 - Elektriciteit 100%

Voor energie-omzetting: **1107 PJ**

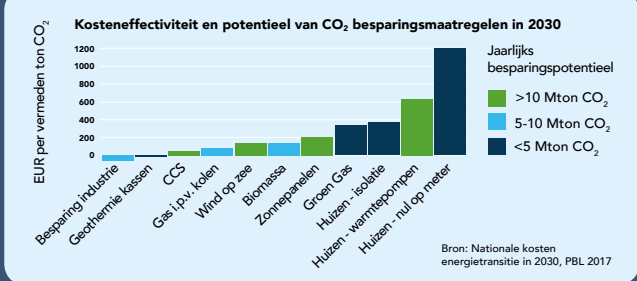
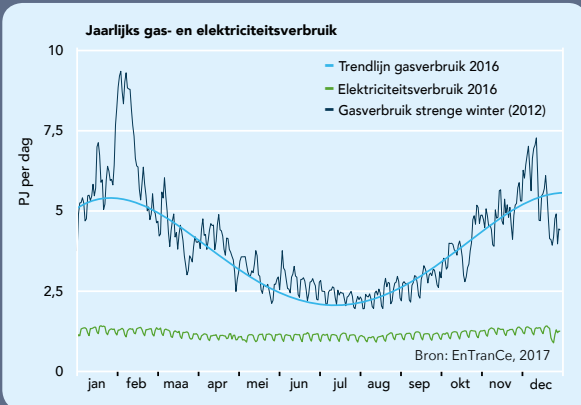
Direct: **2040 PJ**

Direct verbruik: **1875 PJ**

Verliezen: **729 PJ**

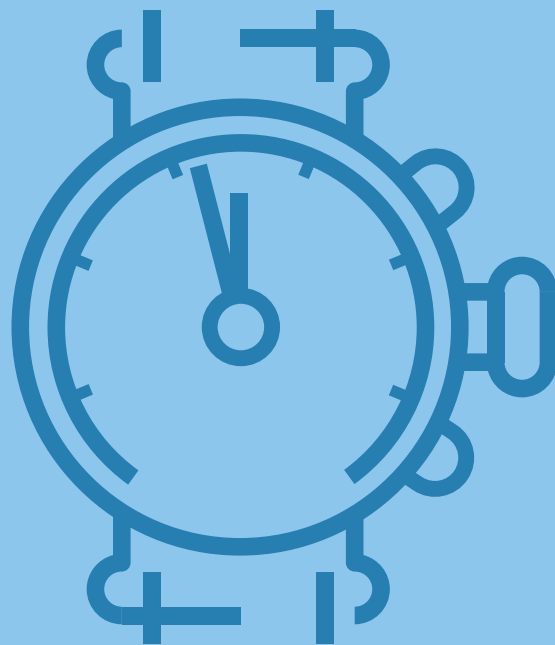
energie in nederland.nl

ebn



¹⁾ Uitstoot Elektriciteitsproductiebedrijven toegerekend naar eindverbruikssectoren o.b.v. EBN analyse. Voor uitleg, datasets en disclaimer zie www.energieinnederland.nl. Bron: CBS tenzij anders aangegeven. Rapportagejaar 2016.

Bron: Nationale kosten energietransitie in 2030, PBL 2017



ACHTEROVER
LEUNEN IS
GEEN OPTIE
DE TIJD DRINGT!



4
voorwoord



14
interview



16
interview



36
interview

6



Aardwarmte
speelt cruciale rol

18



Mét gas naar
een duurzame
toekomst



facts & figures

46
47

Diepgaande kennis van de Nederlandse ondergrond

EBN in cijfers

- 48 Productie & reserves
- 50 Booractiviteit
- 52 Infrastructuur
- 54 Financieel - kapitaalinvesteringen
- 56 Financieel - operationele kosten
- 58 Exploratie
- 61 Aardwarmte

24



Grote ambities
voor kleine velden

30



CO₂ onder de zee:
de beste en enige
oplossing voor nu

38



Waterstof - via
blauw naar groen



Verregaande samenwerking
is essentieel voor het slagen
van de energietransitie

Jan Willem van Hoogstraten - CEO

Het is niet 2 voor 12, maar 10 over 12

‘Vertrouwen in de toekomst’ is het motto van het Regeerakkoord van het kabinet Rutte III. Vertrouwen in de breedste zin van het woord en voor alle aspecten die de Nederlandse samenleving raken. Datzelfde vertrouwen moeten we hebben in de totstandkoming van het toekomstig energiesysteem. En daarmee vertrouwen in het drastisch terugdringen van de CO₂-uitstoot de komende decennia.

Dat vertrouwen is een wankel evenwicht. Dat heeft mijns inziens te maken met het feit dat de urgentie van de uitdaging waar we voor staan, nog niet bij eenieder is doorgedrongen. Het terugdringen van onze CO₂-uitstoot met 49 procent in 2030 (volgens datzelfde Regeerakkoord) vergt een complete ommezwaai. Een geïntegreerde, ambitieuze en bovenal gestuurde aanpak is noodzakelijk om deze doelstelling te halen. Wat dat betreft zien we uit naar het nieuwe Klimaatakkoord waarmee echt grote stappen gezet moeten worden. Dat is hard nodig, want het is niet 2 voor 12, maar het is 10 over 12.

Dat neemt niet weg dat we bij EBN vertrouwen hebben in de energie-toekomst. In deze Focus nieuwe stijl beschrijven we in vijf opiniërende

artikelen onze inspanningen om een actieve bijdrage te leveren aan het versnellen van de energietransitie met de ondergrond als uitgangspunt. Als onderwerpen hebben we gekozen voor aardwarmte, de urgentie van exploratie, verregaande samenwerking op de Noordzee, CO₂-opslag en blauwe waterstof. Deze artikelen reflecteren tegelijkertijd onze strategie die we twee jaar geleden hebben herzien en die stoelt op drie pijlers: ‘Our Dutch Gas’, ‘Return to Nature’ en ‘New Energy’. Naast de inspanningen voor onze wettelijke taak (het optimaal, veilig en verantwoord benutten van Nederlandse olie- en gasvelden) geeft deze strategie ook richting aan onze duurzame ambities zoals de opslag van CO₂ onder de Noordzee en het versnellen van de ontwikkeling van aardwarmte in Nederland.

Met de artikelen in deze Focus hopen we u, naast de informatieve component, voer te bieden voor discussie en staan we altijd open voor een dialoog. Vanzelfsprekend bieden we naast de opiniestukken, de informatie die u van ons gewend bent in Focus. Dat doen we dit jaar in de vorm van een aantal aansprekende ‘facts & figures’.

Verregaande samenwerking is essentieel voor het slagen van de energietransitie. Daar zijn we ons bij EBN zeer van bewust. Niet voor niets is een van onze kernwaarden ‘creëren van verbinding’. Alleen met elkaar kunnen we ervoor zorgen dat de zeer ambitieuze doelen kunnen worden gehaald. En dat betekent ook dat we soms over onze schaduw moeten heen stappen om resultaten te boeken. ◀

Goede regie en coördinatie essentieel

Aardwarmte speelt cruciale rol

Bijna de helft van onze totale energiebehoefte is voor warmte. Op termijn kan aardwarmte daarin tot misschien wel 20 procent voorzien. De potentie is enorm, tegelijkertijd moet uiterst zorgvuldig worden omgegaan met zowel de technische als maatschappelijke aspecten.

Het is van maatschappelijk belang om de ondergrond, die van ons allemaal is, zo optimaal mogelijk in te zetten in de energietransitie. 'Ieder voor zich' is niet wenselijk; het geheel is groter dan de som der delen.

De gehele warmtemarkt met vraag, aanbod en infrastructuur moet zich tegelijkertijd ontwikkelen, en dat ook nog op zeer korte termijn. Door de afwezigheid van grootschalige (gebundelde) vraag, onduidelijkheid over het aanbod en afwezigheid van infrastructuur, is er nauwelijks marktwerking en blijven grootschalige initiatieven nog achterwege. Regie, coördinatie en verregaande samenwerking zijn van groot belang om de ambities waar te maken. Een sterke rol van de overheid ligt hier voor de hand, zoals de overheid ook een leidende rol had in de vorige energietransitie van steenkool naar gas.

Voor onze toekomstige energieopwekking kunnen we kijken naar de zon en gebruik maken van wind, getijden en zwaartekracht (waterkracht). We kunnen ook gebruik maken van de energie (warmte) in de aarde zelf, aardwarmte of geothermie. Met de warmte uit de 'ondiepe' bodem (tot 500 meter) hebben we inmiddels al redelijk wat ervaring, dit noemen we bodemenergie. In dit artikel richten we ons op warmtewinning uit de diepere lagen, aardwarmte. Dankzij een aantal pioniers in de glastuinbouw is er ook met aardwarmte uit lagen dieper dan 500 meter (en daardoor met hogere temperaturen) al ervaring. Deze tuinders gebruiken aardwarmte uit zandsteenlagen op twee- tot drieduizend meter diepte voor het verwarmen van hun tuinbouwkassen. De resultaten zijn naar verwachting en veelbelovend voor opschaling. Aardwarmte is één van de mogelijkheden – zo niet noodzakelijkheden – om in onze toekomstige warmtebehoefte te voorzien.

Om deze groei te verwezenlijken is er nog veel te doen. Alhoewel we al de nodige ervaring met aardwarmte hebben, is er voor wat betreft de mogelijkheid tot grootschalige toepassing ook nog veel dat we niet weten. We weten nog niet precies wáár in Nederland er wélke mogelijkheden zijn. Onze 'aardwarmtekaart' is nog lang niet

**De potentie
van aardwarmte
is enorm**



Aardwarmte-doublet

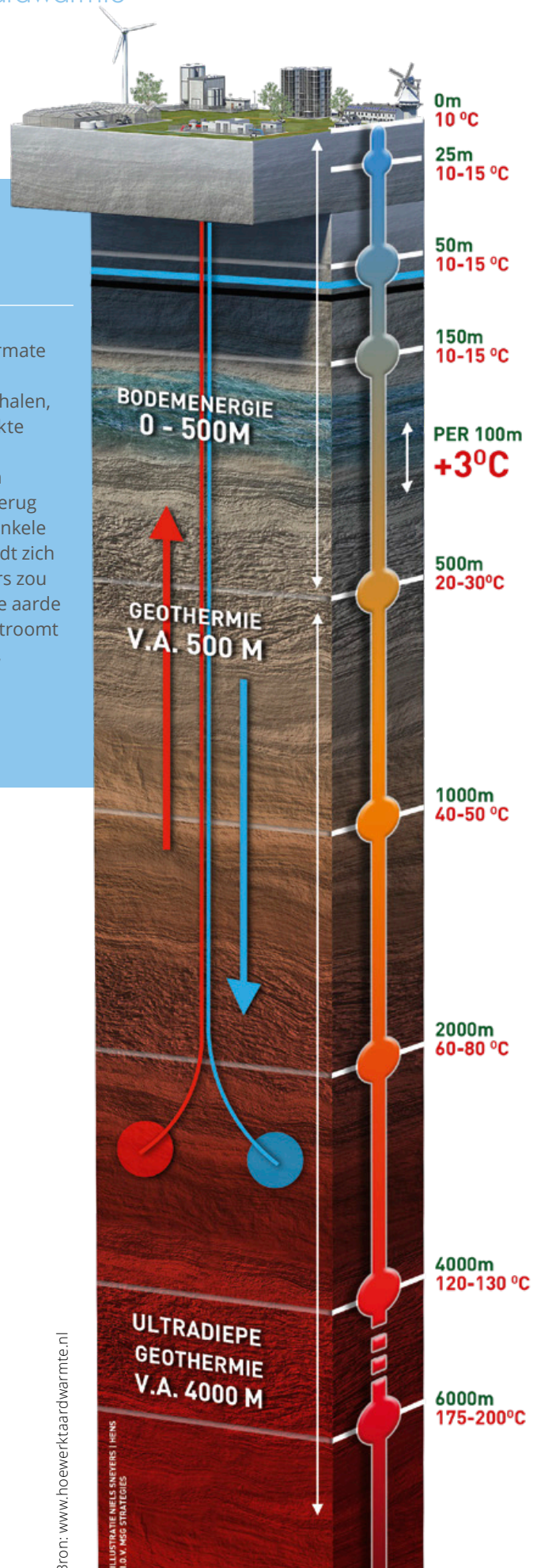
In de ondergrond zit water in doorlaatbare aardlagen, dat naarmate je dieper komt, steeds warmer wordt. Per kilometer wordt het ongeveer 30 graden warmer. Om deze warmte uit de grond te halen, worden er twee putten (een doublet) geboord naar een geschikte aardlaag. De eerste put pompt het warme water omhoog. Een warmtewisselaar haalt de warmte eruit, zodat we deze kunnen gebruiken. Het afgekoelde water gaat via de andere put weer terug in dezelfde aardlaag. Bovengronds staan deze putten slechts enkele meters uit elkaar, maar het uiteinde van de beide putten bevindt zich onder de grond op ongeveer 1,5 tot 2 kilometer afstand. Anders zou het reservoir te snel afkoelen. Geleidelijk warmt het water in de aarde weer op door de hitte uit de aardkern. De gewonnen warmte stroomt via een warmtenetwerk van buizen naar woningen, gebouwen, industrie en kassen.

volledig getekend. Toepassing van aardwarmte in warmtenetten is nog relatief onbekend. Zoals we ook nog niet exact weten hoe om te gaan met de omschakeling van een gasnet naar een warmtenet. Dat is voor een woonwijk een enorme stap voor de bewoners, maar vereist ook een enorme investering. Daarbij is niet duidelijk wie deze investering zal durven – of moeten – doen. Dat er nog geen duidelijk warmteprijnsmechanisme is, maakt het extra complex.

Geothermie Terra Incognita (GTI)

De 'warmtekaart' van Nederland is verre van compleet: er zijn nog veel 'witte vlekken'. GTI is een samenwerking tussen TNO en EBN om het potentieel van aardwarmte vast te stellen in die gebieden waar momenteel weinig gegevens over de ondergrond beschikbaar zijn. Het project wordt uitgevoerd in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) en omvat het uitwerken en aanbesteden van de herbewerking van oude bestaande seismiek, het verwerven van nieuwe seismiek en - in een latere fase - het uitvoeren van onderzoeksboringen. Het GTI-projectplan wordt momenteel uitgewerkt en het project zal medio 2018 starten.

Wet- en regelgeving zijn nog nauwelijks op aardwarmte ingericht en dat zal absoluut nodig zijn



Bron: www.hoewerkaardwarmte.nl

ILLUSTRATIE: NIELS SNEYERS | INEENS
I.O.V. MSG STRATEGIES



Foto © Rodney Photography

Overhandiging van het Masterplan Aardwarmte in Nederland aan Ed Nijpels, voorzitter van het Klimaatberaad.

om de vele projecten in de komende jaren goed te kunnen accommoderen. Dit vergt aanpassing in wetgeving en het goed kunnen toepassen ervan.

We zullen de veiligheid moeten blijven borgen. De kansen op – bijvoorbeeld – trillingen in de ondergrond zijn weliswaar niet te vergelijken met (en kleiner dan bij) gaswinning, maar elk risico moet aandacht krijgen. De aandacht voor de veiligheid zal in de komende jaren groot zijn. Staatstoezicht op de Mijnen wijst hier ook op in hun publicatie de Staat van de sector Geothermie in 2017.

Voor al deze ontwikkelingen is draagvlak in de maatschappij absoluut noodzakelijk. Dus zal er goede transparante voorlichting moeten zijn en een goede dialoog met iedereen die zich hierbij betrokken of zich hierdoor geraakt voelt. Aardwarmte biedt zeker kansen om aan onze energiebehoefte en klimaatdoelstellingen te voldoen, maar de techniek zal wel een maatschappelijke 'license to operate' moeten hebben. Zoiets gaat niet vanzelf en is ook niet alleen een taak van de overheden.

Want hoeveel kansen aardwarmte ook biedt, er zijn wel degelijk belangrijke afwegingen te maken. Daar waar het water wordt op- en teruggepompt, zal een 'pompstation' staan. Dat geeft dus effect op de gebouwde omgeving. En hoe veelbelovend

het vooruitzicht van de opschaling van aardwarmte voor de warmtetransitie nu ook is, we moeten realistisch blijven. We moeten aardwarmte met beide benen op de grond, veilig en verantwoord ontwikkelen. Ook daarvoor is goede communicatie noodzakelijk.

Industrie, overheden en politiek moeten – samen – aan de slag

Bijna de helft van onze energiebehoefte is ten behoeve van warmte. Ongeveer 20 procent daarvan is voor de verwarming van kassen. Zo'n 40 procent is de behoefte aan warmte in gebouwen (kantoren en huizen). En de resterende 40 procent is de behoefte van de industrie, breed variërend van lichte industrie (papierfabrieken, zuivelbedrijven, bierbrouwerijen) tot de zware industrie (petrochemische en staalindustrie). Deze zware industrie laten we hier buiten beschouwing omdat die een zeer hoge temperatuurbehoefte heeft die aardwarmte in Nederland niet kan leveren.

Tuinbouwkassen hebben behoefte aan een watertemperatuur van 60 tot 90 graden Celsius. De tuinbouwprojecten die tot nu toe in Nederland zijn gerealiseerd, onttrekken daarom hun water aan lagen op 2.500 tot 3.000 meter diepte. In de



Masterplan Aardwarmte in Nederland

Het Masterplan is een routekaart voor de ontwikkeling van aardwarmte in Nederland. Het is een integraal plan om het aardwarmtepotentieel optimaal te ontsluiten door sterke doorgroei van de huidige exploratie- en winningsactiviteiten, uitbreiding van de warmtenetten en het organiseren van warmtevraagportfolio's en robuust maatschappelijk draagvlak.

Het Masterplan is in het voorjaar van 2018 uitgewerkt mede namens en met DAGO (Dutch Association Geothermal Operators), SPG (Stichting Platform Geothermie), WNW (Stichting Warmtenetwerk) waarbij het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (verantwoordelijk voor aardwarmte en de energievoorziening) en het

Ministerie van Binnenlandse Zaken (verantwoordelijk voor de verduurzaming van de gebouwde omgeving) aanschoven als observator. Vele andere partijen zoals TNO, IPO, VNG, SODM, LTO, IPO zijn betrokken via interviews en werksessies.

Het projectresultaat is een gezamenlijk Masterplan van de sector hoe aardwarmte, de warmtenetten en de warmtevraag zich optimaal in samenhang kunnen ontwikkelen met als ambitie het realiseren van 50 PJ per jaar in 2030 en meer dan 200 PJ per jaar in 2050. Het Masterplan geeft een analyse van de huidige situatie en een routekaart met acties voor alle partijen om het gestelde doel te bereiken.

**Bijna de helft van
onze energiebehoefte
is voor warmte**

(proces)industrie zou toepassing van warmte uit nog diepere lagen met een temperatuur oplopend tot boven de 130 graden Celsius mogelijk zijn. Dat is in sommige regio's te verwachten op een diepte vanaf 4.000 meter. Dit noemen we ultradiepe geothermie (UDG).

Succes is mogelijk, onder voorwaarden

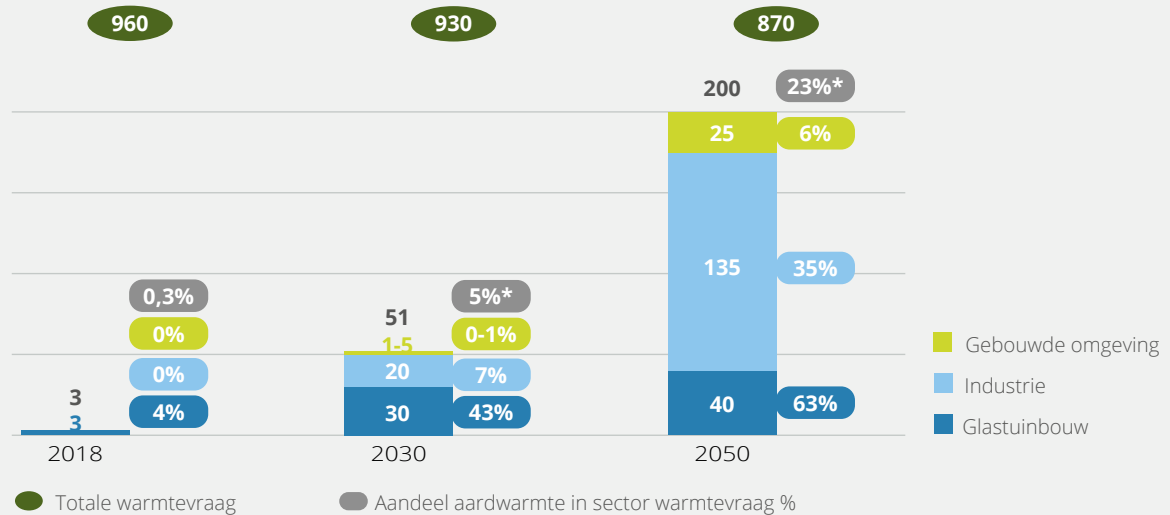
Naar verwachting kan aardwarmte op termijn in zo'n 20 procent van onze totale warmtebehoefte voorzien. Dat is substantieel, maar er zijn wel voorwaarden aan verbonden.

In 2017 werd ongeveer 2,5 petajoule (PJ) aardwarmte geproduceerd met zestien productielocaties. Dat kan (en moet) in de komende jaren snel toenemen. Als echt 'alle lichten op groen komen te staan', wordt van aardwarmte een bijdrage van 50 PJ per jaar in 2030 mogelijk geacht. Dat betekent dat iedere drie jaar de hoeveelheid geproduceerde aardwarmte verdubbelt. In 2030 zouden we dan in Nederland rond de 150 locaties hebben van 0,3 PJ. In 2050 zou aardwarmte een bijdrage van zo'n 200 PJ per jaar kunnen hebben. Dat soort cijfers geeft al aan waar de uitdagingen liggen.

Eén van de voorwaarden om de noodzakelijke groei in goede banen te leiden, is het - versneld

- verder ontwikkelen van kennis en het actief delen van kennis en ervaring bij (en tussen) alle betrokken partijen. Aanbieders of operators zullen explosief gaan groeien en mogelijk zullen zich ook andere partijen op de markt begeven. Deze ontwikkeling kunnen we vergelijken met die van bijvoorbeeld windenergie, waar de eerste pioniers in de jaren 70 en 80 experimenteerden met een windmolen bij een boerderij of industrieterrein. De energiegebruiker ging zelf windenergie winnen. Na deze essentiële aanloopfase van ontwikkeling en onderzoek hebben partijen de laatste decennia op steeds grotere schaal windparken gerealiseerd. Ook bij aardwarmte zou een dergelijke ontwikkeling kunnen optreden. De ontwikkeling van de warmtemarkt en de uitbreiding van de warmtenetten in Nederland spelen hierbij een sleutelrol.

Ambitie aardwarmte ten opzichte van de totale warmtevraag (PJ)



* Aardwarmte kan 5% van de totale warmtevraag in 2030 bijdragen en 23% in 2050

Green Deal UDG – Ultra Diepe Geothermie

Ultradiepe geothermie (UDG) kan potentieel een bijdrage leveren aan de warmtelevering voor de lichtere industrie. In Nederland is die warmte te vinden vanaf vier kilometer diepte met name in de Dinantien kalksteen. De Nederlandse ondergrond is vanaf deze diepte nog niet uitgebreid onderzocht.

In de Green Deal UDG werken overheden, bedrijven, kennisinstituten en zes consortia samen met de ambitie om tot veilige en verantwoorde ontwikkeling te komen van één of meerdere pilot UDG-projecten vóór 2021. De projecten zullen liefst verdeeld zijn over drie geologische regio's en inzicht geven in geologische en technische risico-reductie voor een veilige, verantwoorde en kosteneffectieve ontwikkeling van UDG. De partijen hebben zich geïnteresseerd om door samenwerking de kennis over UDG te vergroten.

De zes consortia bevinden zich op dit moment in min of meer hetzelfde stadium van ontwikkeling. Meer gedetailleerde exploratie is nu nodig om de

ondergrond beter te begrijpen, zodat de eerste UDG-exploratie veilig en verantwoord kan worden uitgevoerd. Het Exploratie Werk Programma (EWP) beschrijft de studie-activiteiten voor de Dinantien kalksteen die nodig zijn voor elk van de zes projecten. Er wordt gekozen voor een integrale projectontwikkeling, omdat de activiteiten sterk met elkaar samenhangen. Waar mogelijk wordt werk gezamenlijk uitgevoerd. Dit resulteert in hogere kwaliteit van de werkzaamheden, het voorkomen van dubbel werk en het verlagen van de kosten voor alle partijen. Aan het einde van het EWP wordt op basis van de resultaten en een exploratiestrategie per regio een onderbouwde business case opgesteld. Vervolgens kan een consortium besluiten over de realisatie van een pilotproject. Boringen zijn dus geen onderdeel van het EWP.

Het EWP heeft een geschatte doorlooptijd van 2,5 tot 3 jaar waarbij de activiteiten gepland zijn te starten in het tweede kwartaal van 2018.

De groei van aardwarmteproductie vraagt ook het nodige van lokale overheden, want ook daar moet nog ervaring worden opgedaan met het inpassen van dit soort projecten, zowel op het gebied van vergunningen maar zeker ook op het gebied van draagvlak. Nauw daarmee verbonden is het feit, dat voor een verantwoorde ontwikkeling van aardwarmte in de komende decennia het essentieel is dat publiek en politiek voldoende kennis hebben van de technologie en de - mogelijke - effecten. Lokale overheden kunnen hierbij een cruciale rol spelen. Ook hier is het zaak dat alle partijen nauw samenwerken en elkaars kennis en inzicht delen en versterken.

Er is dus nog heel veel te doen om te zorgen dat we onze ambities op het gebied van aardwarmte realiseren.

Het effect onder de grond

De ontwikkelingen rond Groningen maken dat er extra aandacht zal zijn voor de mogelijke effecten van aardwarmte op de ondergrond. Het is niet meer dan logisch dat men zich afvraagt welke effecten er zullen of kunnen zijn. Daarbij gaat het niet alleen om mogelijke trillingen of bevingen, ook de eventuele effecten op bijvoorbeeld het grondwater moeten vooraf goed in kaart zijn gebracht. Diepe boringen gaan door de verschillende grondlagen. In die lagen bevindt zich ook ons grondwater, afgeschermd door (klei)lagen aan de boven- en onderkant. Wanneer we die lagen gaan doorboren, mag dat geen effect op het grondwater hebben. Immers, de grondwaterkwaliteit is essentieel voor onze natuur en onze landbouw. En, misschien nog belangrijker, het grondwater is in grote delen van Nederland de bron van ons drinkwater. Degelijk putontwerp, goed onderhoud en continue monitoring voorkomen dat lekkage optreedt. Gelukkig is daarmee vanuit de gaswinning, met meer dan vierduizend putten in Nederland, al veel ervaring en is het risico op lekkage of vervuiling zeer klein.

Veiligheid moet voorop staan bij alle activiteiten in de ondergrond. Het is niet altijd uit te sluiten dat er gas onder druk wordt aangetroffen. De installaties moeten daarom voorzien zijn van veiligheidsmaatregelen zoals afsluiters. En omdat in de diepere ondergrond van nature wat meer radioactiviteit voorkomt, moet het afval van de boring zorgvuldig worden afgevoerd. Al deze mogelijke effecten zijn allang bekend uit onder meer de wereldwijde gas- en oliewinning. Ook in de wereld van de aardwarmte moet daar met zorg mee worden omgegaan.

Hoe zit het met de risico's?

Bij menselijk handelen in de ondergrond zoals winning van gas en aardwarmte kan geïnduceerde seismiciteit optreden: kleine aardbevingen en trillingen die aan de oppervlakte worden gevoeld en tot schade kunnen leiden. Gedegen onderzoek naar de kans op trillingen of aardbevingen en de eventuele gevolgen daarvan aan het aardoppervlak zijn daarom belangrijk. De keuze om activiteiten wel of niet door te laten gaan moet immers onderbouwd zijn. Aardwarmtebedrijven en oliemaatschappijen dienen vóór het begin van elk project een zogenoemde Seismische Risico Analyse in bij de toezichthouder (Staatstoezicht op de Mijnen). Daarin moet een analyse van het risico op aardbevingen worden uitgewerkt en moet beschreven zijn hoe eventuele risico's geminimaliseerd worden.

**Aardwarmte – alleen veilig
en met maatschappelijk
draagvlak**

De winning van aardwarmte is in een aantal opzichten goed vergelijkbaar met gas- of oliewinning. Maar sommige onderdelen zijn essentieel anders. Bij gas- en oliewinning worden relatief grote hoeveelheden gas of olie uit de (diepe) ondergrond verwijderd. Bij aardwarmte wordt er in principe (bijna) niets verwijderd. De hoeveelheid warm water die wordt opgepompt, is nagenoeg gelijk aan de hoeveelheid afgekoeld water die weer in dezelfde aardlaag wordt teruggepompt. Alleen de warmte wordt eruit gehaald en overgebracht naar een warmtenet. Er is dus sprake van een gesloten systeem. Daarmee zijn er minder effecten te verwachten. Dit zal wetenschappelijk moeten worden onderbouwd en bewezen.



Foto © Stadtwerke München

Of er aardbevingen kunnen optreden en wat de gevolgen zouden kunnen zijn, hangt af van veel factoren. Van bijvoorbeeld de diepe geologie. Is er sprake van een tektonisch actief gebied (zoals delen van Italië of Turkije)? Zijn er breuken die onder spanning staan? Kunnen er, als gevolg van de productie of injectie, grote spanningsverschillen ontstaan langs breuken? Hoe groot is een project en daarmee de omvang van het deel van de ondergrond dat wordt beïnvloed? Wat dat betreft verschilt de situatie van plek tot plek en dus ook van project tot project. Bij gaswinning treden hele andere effecten op dan bij aardwarmte, waarbij per saldo niets uit de ondergrond wordt gehaald. Ook regionaal zijn er grote verschillen; zo komen er van nature bevingen voor in delen van Limburg. Om een voorspelling voor een aardwarmteproject te kunnen doen moeten we die verschillen goed begrijpen, en dienen we goed te kijken naar voorbeelden van seismiteit (of juist het ontbreken daarvan!) bij aardwarmteprojecten in binnen- en buitenland. Daarom wordt hier veel onderzoek naar gedaan.

Het effect boven de grond

Net als vrijwel alle andere vormen van energieopwekking, zal ook aardwarmte een zichtbaar effect op onze omgeving hebben. Daarbij is het belangrijk dat we ons realiseren dat de boringen in principe dichtbij de plaats moeten komen waar de warmte nodig is. Tijdens het transport gaat immers onvermijdelijk warmte verloren. Een productielocatie zal in eerste instantie (tijdens de boring) ongeveer een halve hectare in beslag nemen. Dat is vergelijkbaar met een voetbalveld. Is de installatie eenmaal

Aardwarmte in de achtertuin

De stad München heeft zich als doel gesteld om de warmtelevering van de stad volledig duurzaam te maken. Aardwarmte speelt daarin een sleutelrol, de stad heeft namelijk een gunstige ligging vanwege de ondergrond. Er zijn al meer dan zeven aardwarmte projecten gerealiseerd. Verder weg van de stad zijn nog meer projecten ontwikkeld die elektriciteit en warmte leveren aan gemeenten in de omgeving.

Enkele projecten zijn opgezet door deze gemeenten en later overgenomen door Stadtwerke München en worden nu door hen beheerd. Stadtwerke München heeft een sterke basis in de gemeenschap en is volledig eigendom van de gemeente, wat vertrouwen genereert bij de bewoners en eraan bijdraagt dat er veel draagvlak is.

Meer dan tien jaar geleden werd het eerste project gerealiseerd, sindsdien zijn er vele stappen gezet. Zo werd in 2014 besloten om het groots aan te pakken en te kijken hoe het gebied optimaal kon worden ontwikkeld. Onderdeel hiervan was het verzamelen van totaal 170 km² nieuwe 3D seismische data in de stad zelf. De activiteiten waren gedurende vier maanden merkbaar in de stad. Verspreid over deze periode werden bijna 7.000 keer trillingen de grond ingebracht. De reflecties uit de ondergrond zijn aan de oppervlakte opgevangen door een groot netwerk van zogenaamde geofoons. Op basis daarvan is een 3D-beeld ontstaan van de ondergrond. De verschillende projecten zullen meer dan 80.000 huishoudens van warmte voorzien en worden in 2019 en 2020 opgeleverd. De visie van de stad begint langzaam realiteit te worden.



Foto © Kenneth Stamp

in bedrijf, dan is het ruimtebeslag ongeveer de helft. Er zal bebouwing nodig zijn en die zal zo veel mogelijk in de omgeving moeten worden ingepast. Het zichtbare effect zal dus anders en waarschijnlijk kleiner zijn dan dat van bijvoorbeeld zonneweides, windmolens, elektriciteitscentrales of -masten, maar niettemin zal er een effect zijn op het landschap.

Samenwerken aan gedeelde belangen

Nederland heeft een groot belang bij de groei van aardwarmte in onze energievoorziening. Aardwarmte kan bovendien onze economie versterken. Een aantal ondernemingen heeft al ervaring opgebouwd met aardwarmte uit diepere lagen. Daarnaast zijn diverse kennisinstituten met aardwarmte bezig. Helaas is al die kennis en kunde op dit moment nog versnipperd. Lokale overheden hebben behoefte aan kaders voor hun regelgeving en toetsingskaders voor hun vergunningverlening. Ondernemers hebben behoefte aan inzicht in de mogelijkheden en zekerheden voor de lange termijn, maar ook aan ruimte om die mogelijkheden te benutten. Potentiële gebruikers hebben behoefte aan een realistisch beeld van de mogelijkheden. Zoals er ook realisme nodig is bij het financiële aspect. Aardwarmte is op dit moment in veel gevallen nog niet rendabel, maar wel een van de goedkopere duurzame warmtebronnen. Als we willen dat aardwarmte echt een vlucht gaat nemen, dan zal ook aardwarmte subsidievrij moeten worden ontwikkeld. Niet in de laatste plaats heeft het publiek behoefte aan een gefundeerd en realistisch begrip van wat aardwarmte in alle opzichten kan betekenen. ◀



Foto © NVDE

Teun Bokhoven

De toekomst
moet de norm zijn,
niet het verleden

Teun Bokhoven is initiatiefnemer van de NVDE, de Nederlandse Vereniging voor Duurzame Energie. Een vereniging van ruim vijftig organisaties die samen ruim duizend bedrijven vertegenwoordigen op het gebied van hernieuwbare energie en duurzaamheid.

Wat was voor u de aanleiding om u bezig te houden met duurzame energie?

“Toen in 1972 het rapport van de Club van Rome ‘De grenzen aan de groei’ verscheen, was ik student techniek en voelde mij zeer aangesproken door dit thema. Sindsdien heb ik me bedrijfsmatig bezig gehouden met technologische oplossingen voor energievraagstukken.”

Wat was de reden om de NVDE op te richten?

“De energietransitie is een enorme maatschappelijke opgave die vereist dat de gehele sector zich anders organiseert en positioneert. Als we blijven vasthouden aan de patronen waarbij netbeheerders, energieproducenten en toeleveranciers hun eigen koers varen, gaat het zeker niet lukken. Decentrale variabele opwekking en een grote variabele vraag stellen nieuwe uitdagingen aan het systeem. Alleen door intensieve samenwerking en een integrale benadering kunnen we die uitdagingen aan.”

De NVDE zit aan vier van de zes tafels die moeten leiden tot het nieuwe Klimaatakkoord. Wat zijn uw verwachtingen?

“Het Energieakkoord 2013 was met name gericht op de ontwikkeling van eenduidig beleid. De overheid heeft nu doelen gesteld op basis waarvan de gesprekken worden gevoerd. Het doel is een emissiereductie van 49% - 55% CO₂ in 2030. De samenleving moet zich gezamenlijk inspannen om dat te halen. Ik merk dat iedereen constructief is. Dat

stemt positief. Ik verwacht dat er een Klimaatwet komt waarin staat hoe we de doelen bereiken, ook na 2030.”

Wat heeft het verleden ons geleerd voor een nieuw Klimaatakkoord?

“Allereerst het belang van draagvlak. Het proces is gericht op een maatschappelijk gedragen proces en uitkomsten waarbij alle partijen worden meegenomen. Dat betekent dat er een aansprekend narratief moet zijn waarin iedereen zich herkent en waaraan iedereen bijdraagt.”

Wat vindt u van het besluit om de gaswinning uit Groningen te stoppen?

“Dit besluit zet een stip aan de horizon. De opgave is nu duidelijk: hier moeten we samen naartoe werken. Het gaat dus zeker bijdragen aan het versnellen van de energie- en warmtetransitie.”

Wat zijn de meest ingrijpende veranderingen van de energietransitie op het dagelijks leven?

“Met de aardgastransitie komen we achter alle voordeuren. Zo'n 7,5 miljoen woningen en één miljoen bedrijfspanden. Gasfornuizen en ketels eruit en alternatieven voor aardgas erin. Dat vraagt, naast de techniek, enorm veel aandacht voor betrokkenheid. Te beginnen met heel goede voorlichting en bewustwording.”

Hoe ziet u de rol voor aardwarmte in de warmtetransitie?

“Er is een palet aan duurzame bronnen nodig. Aardwarmte, of

meer algemeen bodemenergie, wordt daarin belangrijk. Net als zon (zowel PV als zonnewarmte), omgevingswarmte, oppervlaktewater en warmtepompen. Vergeet bovendien de moleculenroute zoals bio-energie, en op de langere termijn ook waterstof, niet. Er is ook nog heel veel te behalen in energiebesparing en isolatie.”

Hoe verhouden de mogelijke risico's zich tot het draagvlak in de samenleving?

“Het allerbelangrijkste is om het eerlijke verhaal te vertellen. Ik ben ervan overtuigd dat duidelijkheid en transparantie over de mogelijke risico's en de rol van aardwarmte bijdragen aan het versterken van draagvlak. Wat ook draagvlak creëert, is participatie van de omgeving, dat hebben we gezien bij wind op land.”

U noemde ooit de publieke paradox. Wat bedoelt u daarmee?

“Ik bedoel daarmee dat we allemaal het hogere ideaalbeeld wel steunen, totdat het daadwerkelijk invloed heeft op onze eigen leefomgeving. Dat is natuurlijk de klassieke Nimby: not in my backyard. Dat moet eigenlijk Pimby worden: please in my backyard! Dat kan door mensen te betrekken en te laten participeren. Als ook het eigenbelang wordt gediend, krijg je vaak een ander verhaal. De toekomst moet de norm zijn, niet het verleden. Dat betekent samenwerking met gemeenten, de energiesector, milieuorganisaties, coöperaties, de industrie, et cetera. Allemaal hebben ze een rol in deze transitie.” ◀

Ad van Adrichem en Martin van der Hout

Ga vroeg kennis en twijfels delen

Ad van Adrichem is Managing Director bij Duijvestijn Tomaten, een pionier in aardwarmtewinning in Nederland. Met aardwarmte bespaart het bedrijf per jaar tot zeven miljoen kubieke meter aardgas en twaalf kiloton CO₂-uitstoot. Martin van der Hout is secretaris-generaal bij de Dutch Association of Geothermal Operators (DAGO). In dit interview delen ze hun visie op en ervaring met aardwarmte.

Foto © Duijvestijn Tomaten

Hoe kwam u er acht jaar geleden toe om een aardwarmteproject te starten?

Van Adrichem: "Voor Duijvestijn Tomaten was energiebesparing altijd belangrijk, niet alleen vanwege de kosten. Onze vorige locatie was al een 'energiekenniskas', waar collega's langskwamen om over energiebesparing en technologische mogelijkheden te praten."

Hoe kwam u destijds aan de informatie?

Van Adrichem: "Vooral via internet en door een project van studenten van de TU Delft die de campus met aardwarmte wilden verwarmen. Zij hadden al data van de ondergrond van de NAM. Ook zijn we gaan kijken bij Van den Bos in Bleiswijk: zij waren de eerste in Nederland met een aardwarmteput. Uiteindelijk hebben we op strategische gronden besloten om te investeren in aardwarmte. Het zou onze kostprijs licht verhogen, maar gaf ook voordelen zoals een langdurige stabiele

warmteprijs, een onafhankelijkheid van de gasprijs en we gebruiken het in communicatie naar onze klanten. Onze 'licence to produce' betekent een zo klein mogelijke footprint per tomaat."

Waar liep u destijds tegenaan?

Van Adrichem: "Onbekendheid op vele vlakken, niet alleen technisch maar ook juridisch, maatschappelijk en financieel. Het was heel erg lastig om het project gefinancierd en verzekerd te krijgen. We huurden wel specialisten in, maar die zaten in hetzelfde leertraject als wij. Daarom hebben we toen besloten om de kennisinfrastructuur te verbeteren en om DAGO op te zetten."

Van der Hout: "De tuinbouwsector is van huis uit enorm transparant en deelt kennis openlijk met elkaar. Tuinders gebruiken elkaar om te reflecteren. DAGO is hiervan het resultaat en we zijn er trots op dat alle geothermie operators van Nederland, dus niet alleen de



Samen waar het kan, alleen waar het moet

glastuinbouw, aangesloten zijn bij onze vereniging.”

Hoe ziet u de toekomst van aardwarmte?

Van der Hout: “De eerste opschaling heeft al plaatsgevonden, projecten zijn groter geworden, kennisintensiever, en gaan naar grotere dieptes. We staan voor de tweede opschaling waarbij door cascadering de warmte optimaal gebruikt kan worden met maximale uitkoeling het gehele jaar. We zitten eind dit jaar op 4,5 PJ, een eindje op weg richting de 50 PJ, wat de doelstelling voor 2030 is van het Rijk.”

Van Adrichem: “Wij doen daarom onderzoek naar hoe we de verschillende temperaturen kunnen inzetten en hebben een nieuwe kas ontwikkeld die met lagere temperaturen goed functioneert. Ook optimalisatie van de infrastructuur is belangrijk. Wij kijken bijvoorbeeld met de gemeente en andere tuinders hoe we voor woningen en andere bedrijven een stabiel netwerk kunnen aanleggen.”

Wat is er nodig om de ontwikkelingen in goede banen te leiden?

Van der Hout: “Eén van de belangrijkste randvoorwaarden voor versnelde groei is het ontwikkelen en behouden van draagvlak in de maatschappij, naast veiligheid, betrouwbaarheid, betaalbaarheid en passende wetgeving. De complexiteit met de omgeving wordt alleen maar groter, zeker in de bebouwde omgeving.”

Welke lessen heeft u geleerd voor nieuwe projecten?

Van Adrichem: “Ga vroeg kennis en twijfels delen, stel vragen.”

Van der Hout: (lachend) “Word lid van de DAGO natuurlijk... Maar serieus. DAGO werkt aan het delen

van data, kennis en ervaring, industrie-standaarden en informatie over het betrekken van je omgeving. De NAM deelt nu bijvoorbeeld ook ondergronddata met individuele operators, dat waarderen wij zeer.”

Uw leden zijn nu met name tuinbouwondernemers, gaat dat veranderen?

Van der Hout: “Ja, en de diversiteit neem al toe. Dat maakt het nog belangrijker om het bewustzijn van het gezamenlijk belang verder te ontwikkelen. De cultuurverschillen van leden zijn een uitdaging, maar juist daarvan leer je. Ons motto is: samen waar het kan, alleen waar het moet. Want een gezonde concurrentie is er altijd.” ◀

Urgentie om juist nu te exploreren

Mét gas naar een duurzame toekomst

Foto © CGG

Nederland wil en masse 'van het aardgas af'. Juist in de overgangsfase naar een duurzaam energiesysteem speelt aardgas echter nog een belangrijke rol. Onze eigen voorraden zijn daarvoor het best te gebruiken. De impact op het milieu blijft dan zo klein mogelijk en het is economisch en geopolitiek het meest wenselijk. Maar dat betekent wel dat we snel in actie moeten komen om de nog niet ontdekte voorraden op te sporen. De mogelijkheden zijn er volop ...

Groningen gasproductie naar nul. Het besluit is er. De minister heeft het bekend gemaakt: na 2030 geen productie meer uit het Groningenveld en er wordt een fabriek gebouwd voor 500 miljoen euro om stikstof uit de lucht te halen. Waarvoor is die stikstof dan nodig? Om pseudo-Groningegas te maken, want voor de verwarming van onze huizen is nog steeds laagcalorisch aardgas nodig. Dat pseudo-Groningegas wordt gemaakt door stikstof toe te voegen aan zogenaamd hoogcalorisch gas. Hoogcalorisch gas komt onder andere uit velden op de Noordzee, uit Rusland en als LNG (vloeibaar aardgas) naar Nederland. Aardgas hebben we ook na 2030 nog nodig.

Exploratie juist nu, terwijl we zo snel mogelijk willen stoppen met het gebruik van aardgas en overschakelen naar duurzame energie? Ja, want dat zal niet zomaar gaan, dat is duidelijk. We gaan zeker niet al het gas uit de Noordzee halen. Maar



De urgentie voor exploratie

waar het veilig kan zullen we, hoe paradoxaal het ook klinkt, op zoek moeten naar nieuwe aardgasbronnen.

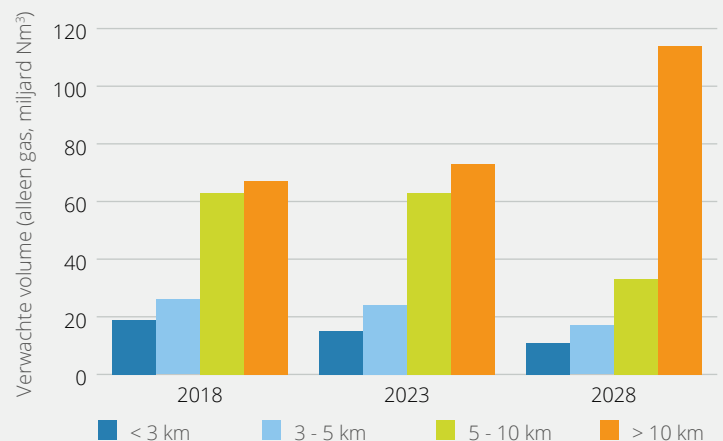
Laten we wel wezen: de omschakeling naar duurzame energie zal niet van vandaag op morgen worden gerealiseerd. Volgens de Energieagenda en de Nationale Energieverkenning 2017 (www.pbl.nl), zal het zelfs enkele decennia duren. In die periode zal de kloof tussen de vraag naar energie en het aanbod van duurzame energie nog voortbestaan. Die kloof kan dan het best worden ingevuld met Nederlands aardgas. Daar zijn vier argumenten voor. Ten eerste is de CO₂-footprint van aardgas in het algemeen (en van Nederlands aardgas in het bijzonder), het laagst van alle fossiele brandstoffen. Ten tweede is productie van eigen aardgas vanuit economisch oogpunt veel goedkoper dan import, die immers uiteindelijk door ons allen betaald zal worden.

Nu kan het (nog)

Het derde argument om juist nú te (blijven) exploreren, is de mogelijkheid om nog optimaal gebruik te maken van de bestaande infrastructuur van platforms en pijpleidingen. De productieafname van bestaande gasvelden, in samenhang met de lage gasprijzen, resulteert voor veel platforms en pijpleidingen in een economisch onhoudbare situatie. Deze platforms en pijpleidingen zullen

Deze wordt goed geïllustreerd in onderstaande figuur. De afstand tussen nog in gebruik zijnde platforms en gasvelden die nog winbaar zijn wordt steeds groter. Binnen enkele jaren zullen veel platforms buiten bedrijf worden gesteld. De operationele kosten worden hoger dan de opbrengsten. De platforms worden ontmanteld. Nieuw ontdekte gasvelden in de omgeving moeten via een langere weg geëvacueerd worden en ontwikkeling wordt oneconomisch. Daarmee kunnen 114 miljard kubieke meter aan potentiële volumes mogelijk verloren gaan.

Exploratievolumes - afstand tot bestaande infrastructuur



'Eigen' aardgas is goedkoper dan import

dus in de nabije toekomst voor andere doeleinden worden hergebruikt of ontmanteld. Toch zijn er nog vele mogelijkheden om nieuw aardgas te vinden en rendabel te produceren, maar de volumes zullen naar verwachting niet heel groot zijn. Als een bestaand platform en een bestaande pijpleiding kunnen worden gebruikt voor de ontwikkeling van een nieuw gasveld, dan is dat veld bij een veel kleiner volume gas al economisch te exploiteren. Duidelijk is dat de gaswinning uit Groningen na 2021 sterk zal afnemen. De periode tussen exploratie en de productiestart van nieuwe velden duurt gemiddeld een tot drie jaar en deze velden produceren typisch zeven tot vijftien jaar. Door deze voorraden nú op te sporen, is het mogelijk ze nog te ontwikkelen voordat de bestaande infrastructuur is ontmanteld. Als dat niet gebeurt, is de consequentie dat we voor de gasvoorziening snel van import afhankelijk worden.

Tot slot is nú exploreren ook belangrijk als we naar de beschikbare ruimte op de Noordzee kijken. Voor opsporing van gas en olie is het nodig gegevens te verzamelen door bijvoorbeeld de acquisitie van seismiek. Hiervoor moet met een seismisch surveyschip een bepaalde dichtheid van lijnen gevaren kunnen worden in een bepaalde richting. Door een nieuwe inrichting van de ruimte op de Noordzee wordt dat steeds moeilijker. Onder meer de realisatie van grote windmolenparken, en het steeds drukker wordende scheepvaartverkeer maken dus dat we nu - waarschijnlijk - de laatste mogelijkheid hebben om dit soort gegevens op deze locaties nog te kunnen verzamelen.

Hoezeer Nederland ook 'van het aardgas af' wil, in de overgangperiode naar duurzame energie zal aardgas een voornamelijk rol blijven spelen. Bovenstaande argumenten en observaties tonen aan dat onze eigen voorraden daarvoor het beste zijn te gebruiken. De impact op het milieu blijft dan zo klein mogelijk en het is economisch en geopolitiek het meest wenselijk. Maar dat betekent dan wel dat we snel in actie moeten komen om de nieuwe voorraden op te sporen.





De veranderende rol van EBN

De urgentie die met exploratie is gemoeid, vraagt van EBN een veel meer proactieve opstelling en mogelijk een gewijzigde rol ten opzichte van de operators. Door de gedaalde prijzen zijn operators tegenwoordig eerder conservatief dan - zoals vroeger - optimistisch, met als gevolg dat er weinig tot geen investeringen in exploratie en data-acquisitie worden gedaan. EBN heeft juist de ambitie om de Nederlandse ondergrond optimaal te (laten) exploreren door studies uit te voeren en de resultaten te delen met de olie- en gasindustrie. EBN zal daarom bijvoorbeeld onderzoeken of het mogelijk is operators te selecteren die voor rekening en risico van EBN op specifieke plaatsen een put boren met het doel informatie over de geologische opbouw van de ondergrond te verzamelen. Vanuit de industrie komen regelmatig duidelijke signalen dat er teveel tijd verloopt tussen de aanvraag van een exploratievergunning en de toewijzing daarvan. Dat wordt als een bijna onoverkomelijk bezwaar gezien. En dat is strijdig met de urgentie die EBN ziet.

**Hoe paradoxaal ook:
we moeten op zoek naar
nieuwe aardgasbronnen**

Naast het probleem van de onzekerheid over de vergunningverlening blijkt ook financiering een grote rol te spelen. Er zijn steeds minder maatschappijen die kapitaal voor een langere periode beschikbaar kunnen houden voor aanvragen met een onzekere uitkomst, waardoor ze afhaken.

EBN wil hiervoor twee potentiële oplossingen onderzoeken. De eerste is het verkennen van mogelijkheden om de tijdsduur van het vergunningstraject terug te brengen. De tweede is vermindering van het financiële risico door eerdere samenwerking met EBN op het technische vlak, of een grotere deelname in de exploratiefase die bij productie wordt teruggebracht naar 40%. Andere vormen van samenwerking en een meer proactieve houding van EBN moeten de mogelijkheden om juist nu te (gaan) exploreren vergroten. Dat is in het belang van de olie- en gasindustrie, van EBN, maar vooral van Nederland.

Acquisitie 3D seismiek

Een overzicht van alle offshore 3D-surveys laat zien dat er nog een paar 'witte vlekken' zijn. Op basis van recente vondsten en eigen studies gaat EBN ervan uit dat drie van deze vlekken prospectief kunnen zijn. Om dit in detail te kunnen bestuderen onderzoeken we met onze aandeelhouder het ministerie van EZK of we deze vlekken, van totaal circa 4.400 km², in kaart kunnen brengen middels 3D seismiek. De waarde die we met deze gegevens voor de BV Nederland kunnen genereren is naar verwachting veel groter dan de uitgave. Bovendien is de ambitie van EBN om alle economisch winbare olie- en gasvelden offshore vóór 2025 te identificeren. De acquisitie over deze gebieden maakt de bedekking van de Nederlandse offshore met 3D seismiek compleet voor wat betreft onderzoek naar olie en gas.

Vlakbij regio 1 heeft Hansa Hydrocarbons/ONE recent een behoorlijk gasveld gevonden. Acquisitie van seismische gegevens is nodig om deze vondst beter te kunnen begrijpen en andere mogelijke gasvelden in die regio te kunnen identificeren. Er zijn ook gasvelden in andere aardlagen gevonden nabij regio 1; de verspreiding van die lagen is zeer complex en goede kwaliteit data is nodig om verder onderzoek mogelijk te maken.

Ook bij regio 2 zijn gasvelden gevonden. In dit gebied liggen de producerende velden relatief ondiep. Verder wordt gas geproduceerd uit diepere aardlagen die ook in deze regio voorkomen maar waar we nog weinig van weten. Nader seismisch onderzoek is daar het meest geschikt voor.

In de omgeving van regio 3 is er productie van olie en gas uit een scala van verschillende aardlagen. Tot voor kort werd deze regio niet interessant geacht, omdat de productie uit de verschillende gesteenten te moeilijk zou zijn. De recente vondst van Tulip Oil bewijst het tegendeel. Om de mogelijkheden hier goed in kaart te brengen, is ook hier verder onderzoek noodzakelijk via seismische gegevens.

Als partner van alle olie- en gasbedrijven heeft EBN toegang tot alle beschikbare gegevens. Wij zien op grond van ons overzicht en recente studies duidelijke mogelijkheden in de drie bovengenoemde gebieden - een visie die (nog) niet door (alle) operators wordt herkend. De survey zal kwantificering van deze mogelijkheden door identificatie van olie- en gasvelden faciliteren. EBN zal daarvoor contact zoeken met relevante operators om te verkennen of samenwerking mogelijk is, zodat kosten voor data-acquisitie kunnen worden gedeeld. ◀

Exploratie, een gezamenlijke eindsprint?

Onder druk van teruglopende inkomsten, afnemende kansen op succes en dalende budgetten is de laatste jaren flink gesneden in de exploratieafdelingen bij Nederlandse operators. Kennis en aandacht voor verschillende plays in de portfolio's raakt versnipperd, terwijl focus en

verdieping juist een voorwaarde voor succes zijn. Met meer tijd zou dit geen probleem zijn, maar juist die resteert in beperkte mate. Veel krenten in een grote pan pap en veel te weinig tijd om ze te vinden en eruit te pikken, voordat het deksel definitief sluit.

Is de oplossing wellicht de bundeling van de resterende kennis en samenwerking tussen bijvoorbeeld Rotliegend-, Carboon- of Chalkspecialisten van verschillende operators in een nationale Exploratiepool? Dat kan veel betere kansen bieden om de meeste zoete krenten uit de pap te vissen, dan simpelweg doorgaan op het gebaande pad van ieder voor zich.



Grote **ambities** voor kleine velden

Het energieverbruik in Nederland komt nog voor een groot deel van aardgas. Met het versneld afbouwen van 'Groningen' worden de zogeheten kleine velden daarom nog belangrijker. Met de juiste aanpak kunnen kosten aanzienlijk worden gereduceerd om ook in de toekomst dit gas effectief en efficiënt te blijven inzetten. Verregaande samenwerking en clustering zijn daarbij de sleutelwoorden.





Het is 2025. De Nederlandse gasproductie uit kleine velden is gedaald tot dertien miljard kubieke meter per jaar. Er zijn verregaande veranderingen doorgevoerd om de offshore gasproductie economisch aantrekkelijk te houden. De grote gastransportleidingen en behandelcentra zijn waar mogelijk geïntegreerd, zodanig zelfs dat we kunnen spreken van één offshore hoofdtransportnet, waarin de huidige eigenaren van de grote gastransportleidingen zich hebben verenigd. Elk jaar worden er projecten uitgevoerd om uitgeproduceerde of onrendabele platforms te passeren. Operationeel personeel en exploratieteams binnen de industrie worden op brede schaal gedeeld. De resterende operators concentreren zich ieder op een eigen kerngebied. Op een paar centrale installaties na zijn alle platforms permanent onbemand. Transport per boot is de regel en transport per helikopter de zeldzame uitzondering. Een aantal platforms voorziet in de eigen energiebehoefte door aansluiting op een offshore elektriciteitsnetwerk, verbonden met windparken. Al deze stappen hebben geleid tot een reductie in operationele kosten van 30 tot wel 50%. Door dat alles wordt er nog steeds nieuw gas aangesloten en kan, waar relevant, kostbare infrastructuur worden behouden voor transport en opslag van CO₂ en - in de verdere toekomst - waterstof. Belangrijker nog: dankzij al deze essentiële stappen naar een economisch gezond offshore productiesysteem profiteren het milieu, alle belanghebbenden én de maatschappij.

Dit toekomstbeeld is niet zo utopisch: EBN is ervan overtuigd dat stappen in de richting van bovenstaand scenario de enige weg vormen om de productie uit de Nederlandse kleine velden kostenefficiënt te houden.

Dankzij onze lange geschiedenis van gaswinning zowel op land als op zee, heeft Nederland een bijzonder dicht netwerk van putlocaties, installaties en pijpleidingen. De eerste offshore gasproductie kwam in 1975 uit het L10 blok. Dat was één jaar nadat de laatste Nederlandse steenkolenmijn haar deuren sloot. Sindsdien is het offshore gasnetwerk constant uitgebreid. Er was geen plan dat leidde tot de inrichting van het huidige netwerk: het groeide simpelweg organisch mee met elke nieuwe ontdekking. Dankzij dit steeds dichter wordende netwerk konden steeds kleinere gasvoorkomens tot minder dan 1 miljard kubieke meter winbaar gas, economisch worden ontwikkeld.

Dalende productie en stabiele productiekosten

De offshore gasproductie daalt. Al meer dan een decennium slaagt de gasector in Nederland er niet in om net zoveel nieuw gas in productie te nemen als de hoeveelheid die uit de kleine velden wordt geproduceerd. De afhankelijkheid van het offshore gastransportnetwerk van grote velden wordt steeds duidelijker nu de grotere, oude velden in de laatste fase van productie zijn aangeland. De

gasprijs en operationele kosten drukken zwaar op de winstgevendheid van de offshore operaties. De lage gasprijzen van met name 2016 en 2017 hebben operators aangezet om waar mogelijk de operationele kosten te verlagen. Vaak met succes: de productiekosten dalen al enkele jaren op rij. Omdat de offshore gasproductie net zo snel daalt, zijn de productiekosten per kubieke meter gewonnen gas min of meer stabiel gebleven. Verschillende operators ondernemen al stappen om het netwerk te consolideren en bestendig te maken tegen verder teruglopende productie. Voorbeelden van dit soort projecten zijn het centraliseren van compressie en gasdroging, het ombouwen van bemande platforms naar op afstand bestuurde platforms en het omleggen van pijpleidingen om inefficiënte knooppunten te passeren. De negen grootste recente projecten staan in de figuur op pagina 26. Deze figuur toont de verwachte netto contante waarde en de additionele winbare gasvolumes van deze projecten. Voor historische projecten is een deel van de waarde reeds gerealiseerd. EBN verwacht dat de totale waarde van dergelijke projecten tot eind 2019 kan oplopen tot 340 miljoen euro. Het grootste deel van deze waarde ontstaat uit het permanent verlagen van de operationele kosten. Ook de extra produceerbare volumes die in de laatste fase van het productieleven van een veld kunnen worden gerealiseerd vormen een (kleiner) deel van die waarde.

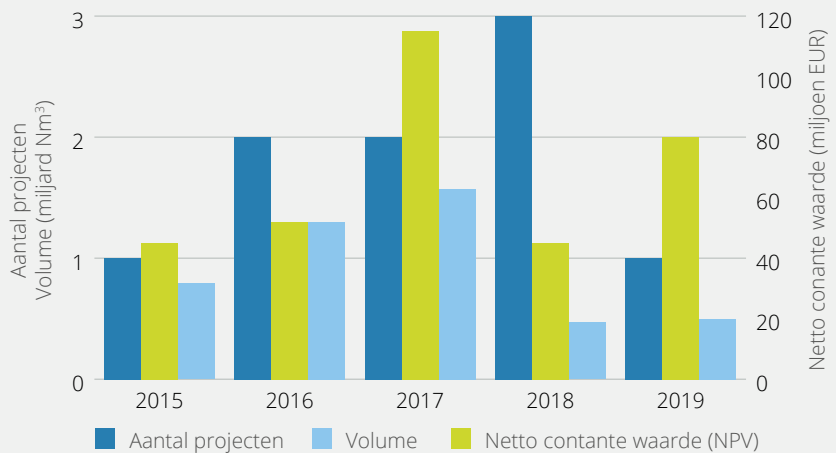
Vereenvoudigen en omleiden

Sinds 2015 zijn er reeds vijf grote infrastructuurprojecten uitgevoerd die een significant levensverlengend effect hebben op de gasproductie, hetzij door verregaande versimpeling van de platforms, dan wel door het omleiden van gasstromen om onrendabele platforms te passeren (re-routing). EBN verwacht de komende twee jaar nog eens vier van dergelijke projecten. De totale waarde (NPV) van deze projecten zal bijna 340 miljoen euro zijn (Real Term, gerekend vanaf 2015). De mogelijkheid om de infrastructuur op deze wijze bij lagere gasproductie te consolideren beperkt zich niet tot het netwerk op zee, ook op land liggen er ruime mogelijkheden om het aantal behandelingsinstallaties of de complexiteit ervan te reduceren. Opvallend is wel dat dergelijke projecten zich in het verleden veelal beperkten tot de portfolio van een

enkele operator. Wanneer er gekeken wordt naar het grotere geheel, zijn er in de toekomst nog meer van dit

soort projecten nodig, vooral ook tussen verschillende operators. Het systeem wordt anders onbetaalbaar.

Decomplexing & rerouting projecten



Verwachte NPV (Real Term) en toegevoegde produceerbare gasvolumes van enkele recente en toekomstige grote clustering- en vereenvoudigingsprojecten in de Nederlandse gassector.

Verdere kostenverlaging is noodzakelijk én mogelijk

Aan de groei en ontwikkeling van het gasnetwerk op zee heeft nooit een vooraf bedacht plan of blauwdruk ten grondslag gelegen, maar het is zowel onvermijdbaar als noodzakelijk dat er bij de afbouwfase van de gaswinning op zee wel een plan komt. Bij geen of te weinig actie wordt gaswinning op zee al snel onhoudbaar duur en kan het uitblijven van simplificatie- en clusteringprojecten een negatief domino-effect hebben op de gehele gaswinning op zee. Om nog maar te zwijgen van de kansen voor nieuw gevonden gas. Dat is dan nauwelijks (of niet) meer economisch te ontwikkelen.

Diverse operators zijn er de afgelopen jaren in geslaagd om hun operationele kosten te verlagen. Toch is EBN ervan overtuigd dat verdere kostenver-

laging noodzakelijk is. Het einde van de mogelijkheden voor operators om binnen het eigen portfolio op onderhoudsstrategie en logistiek te besparen, komt steeds dichterbij. De sleutel tot een volgende ronde van kostenverlaging ligt bij verregaande samenwerking tussen de verschillende operators: dus het op grote schaal clusteren van operaties. De potentie om de infrastructuur langer in stand te houden door kostenverlaging is aanzienlijk. Zo verwacht EBN bij het huidige kostenniveau dat er in 2027 nog tenminste twintig offshore platforms in bedrijf zullen zijn, terwijl dit bij een kostenreductie van 30% er nog minstens 30 zullen zijn. Nogmaals: het grootste deel van de waarde ontstaat door de besparing zelf, minder door de extra gasopbrengsten door levensduurverlenging. De levensduur en levensvatbaarheid van het



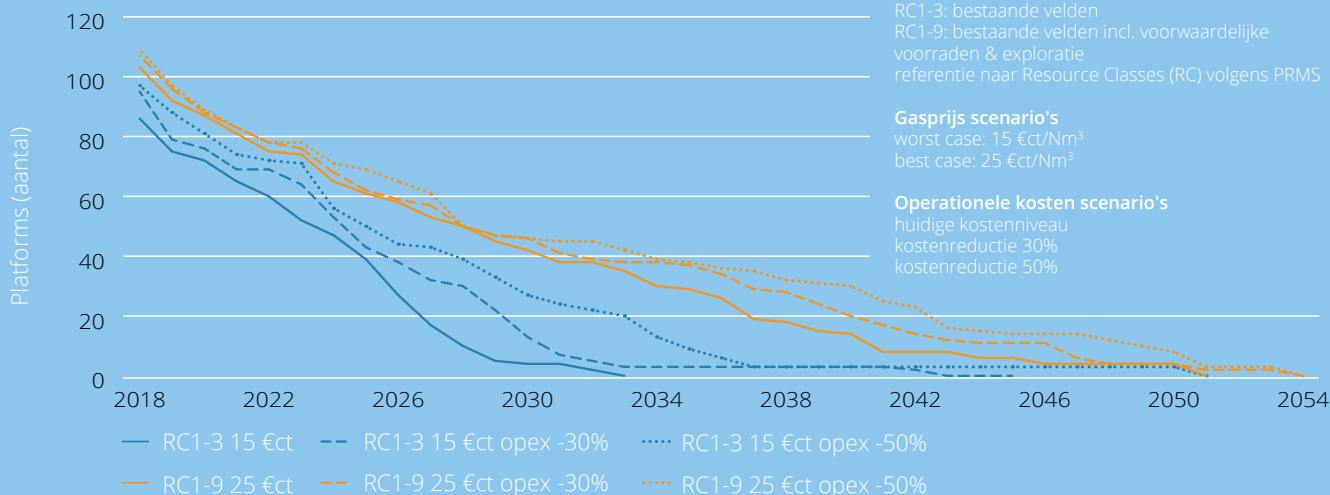
Foto © NAM

Offshore infrastructuur scenario's

Onderstaand figuur geeft het aantal offshore installaties in bedrijf weer bij verschillende scenario's. Het meest pessimistische scenario gaat uit van lage gasprijzen (15 eurocent/Nm³) en geen verdere ontwikkelingen (blauwe lijn). Het meest optimistische scenario gaat uit van hoge gasprijzen (25 eurocent/Nm³) en een bovengemiddeld niveau van reservematuratie (oranje lijn). Hoewel het onvermijdelijk is dat in

de komende zeven jaar een groot aantal installaties CoP (Cessation of Production) bereikt, is vooral op de langere termijn een groot verschil zichtbaar. Een solide activiteitsniveau kan de levensduur van de infrastructuur op zee met zeker tien jaar verlengen. Een substantiële reductie in operationele kosten van 30% of 50% (oranje stippellijnen) voegt hier nog zo'n vier jaar aan toe. Hoewel het voor 2018 aangekondig-

de activiteitsniveau veelbelovend was, blijft de realisatie vooralsnog ver achter. Terwijl de industrie zelf de keuze heeft om tot 2027 in business te blijven, of tot zeker tien jaar langer. EBN zet in op het scenario met een hoog activiteitsniveau en een aanzienlijke kostenbesparing om de kleine velden op zee zo lang mogelijk rendabel te houden.



Levensverlengend potentieel van verschillende maatregelen en scenario's voor de gasinfrastructuur op zee.



Optimalisatie offshore infrastructuur

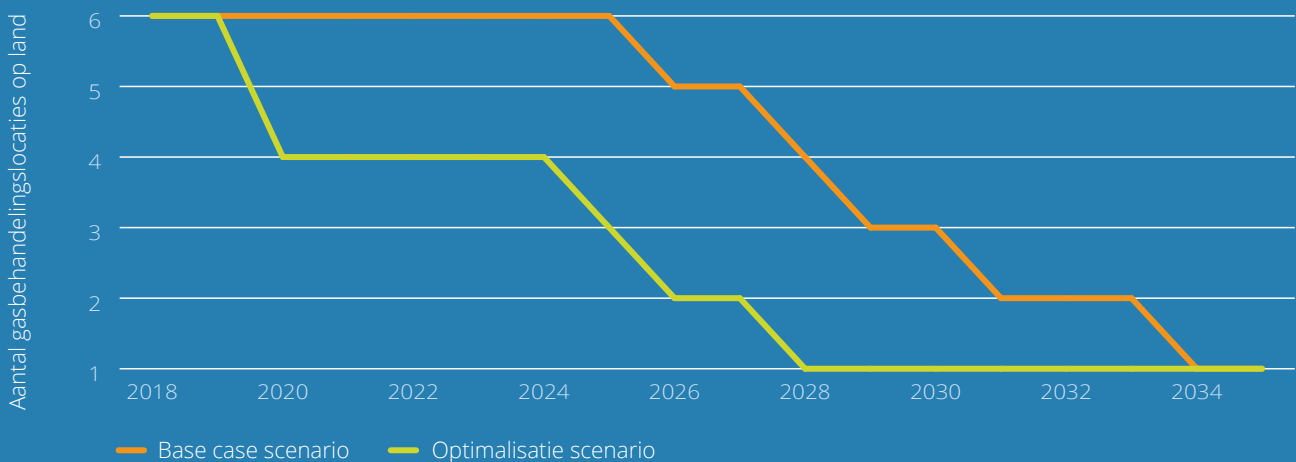
EBN ontwikkelde samen met ORTEC een optimalisatiemodel waarin het proces- en transportsysteem van het gasnetwerk op zee wordt geanalyseerd op mogelijkheden tot verbetering. Het model optimaliseert de NPV (netto contante waarde) van het gehele productiesysteem, waarbij het de vrijheid heeft om nieuwe pijpleidingen aan te leggen om platforms te verbinden, overbodige productiekosten te omzeilen of andere behandellocaties te kiezen en daarmee in sommige gevallen de levensduur te verlengen. Het model kent een groot aantal vrijheidsgraden en, op maximale capaciteit na, weinig technische restricties.

De gesuggereerde optimalisatieprojecten uit diverse scenario's kunnen in twee categorieën worden verdeeld:

1. reductie van de onbenutte capaciteit in de hoofdtransportleidingen en gasbehandelingslocaties door samenvoeging van gasstromen;
2. lokale proces- en transportoptimalisatie, door het efficiënter inzetten van de beschikbare procescapaciteit en herleiden van gasstromen naar procesplatforms met een langere levensduur.

Het model identificeert 46 activiteiten, die kunnen worden geclusterd tot ongeveer zestien potentiële projecten, waaronder projecten die eveneens door de operators als mogelijke optimalisaties herkend zijn. Dit geeft de bevestiging dat een optimalisatiemodel een waardevol instrument kan zijn bij de identificatie van clustering- en optimalisatieprojecten. Het model stuurt systematisch aan op het integreren van de hoofdtransportleidingen in de nabije toekomst. Efficiënter benutten van de hoofdtransportleidingen en de bijhorende gasbehandelingslocaties blijkt consistent veel waarde op te leveren. Naast een potentiële waarde van tientallen miljoenen euro's, wordt er over de levensduur van het productiesysteem zo'n 3,5 miljard kubieke meter extra gas geproduceerd doordat de bestaande capaciteit efficiënter wordt benut en onnodige operationele kosten worden vermeden. EBN zal de komende tijd het model verder verfijnen om een goed idee te krijgen van de kansen die er in het netwerk op zee liggen en deze opties bespreken met de betrokken operators.

Aantal operationele gasbehandelingslocaties van het gasnetwerk op zee



productiesysteem op zee worden bepaald door gasproductie, prijs en kosten. Op de gasprijs heeft de industrie geen invloed, maar op de productie wel degelijk. Tientallen miljarden kubieke meters reeds ontdekte volumes kunnen in potentie nog worden aangesloten. Daarnaast hebben recente ontdekkingen in het zuidelijke en oostelijke deel van het Nederlandse continentale plat duidelijk gemaakt dat exploratie nog ruime kansen biedt. Maar snelheid is geboden: zelfs in het meest optimistische scenario (veel nieuwe projecten, hoge prijzen en lage kosten) zullen er tot 2025 tientallen platforms het einde van hun productieleven bereiken. In de periode daarna treedt de differentiatie op. In de meest optimistische scenario's blijft de infrastructuur op zee, weliswaar in sterk afgeslankte vorm, intact tot na 2040.

Het moet slimmer en goedkoper

Terug naar de visie op 2025. Hoewel de geschetste toekomstvisie vijf jaar geleden nog ondenkbaar leek, is het volgens EBN de enige manier om de gasproductie op zee en diens belangrijke bijdrage aan de Nederlandse energievoorziening betaalbaar in stand te houden. Nederland kent nu drie grote en drie kleinere gaspijpleidingsystemen op zee, die elk een eigen behandelingsinstallatie hebben. Er is geen scenario denkbaar waarin al deze individuele systemen over tien jaar nog op eigen kracht levensvatbaar zijn. Er zal actief, door alle betrokken partijen, nagegaan moeten worden wat de beste mogelijkheden zijn om de gasinfrastructuur slimmer, en daarmee goedkoper, in te richten door verregaande samenwerking, versimpeling en clustering. EBN zal de komende jaren sterk inzetten op deze punten. Van onze operators en partners verwachten we dat ze out-of-the-box denken, plannen presenteren en zo nodig over hun eigen schaduw springen om kostenverlaging door clustering te realiseren. Ter ondersteuning van EBN's focus op clustering is intern een project gestart dat van alle platforms nagaat of er een alternatieve, goedkopere evacuatie mogelijk is. Deze studie kan richting geven aan de volgende noodzakelijke stappen om het gasnetwerk op zee verder te vereenvoudigen. EBN is ook groot voorstander van het verder uitbreiden van transport (van materieel én personeel) per boot als voorkeursoptie voor nieuwe platforms, maar ook voor bestaande installaties. Ook dit is een thema waarin verschillende partijen van elkaar kunnen leren en zullen moeten samenwerken. Aandacht voor kosten blijft vanzelfsprekend ook een thema bij nieuwe ontwikkelingen. De Nederlandse gassector heeft al goede resultaten geboekt als

het gaat om het hergebruik van platforms - een succes dat EBN graag wil voortzetten bij nieuwe gasontwikkelingen.

Behoud van infrastructuur is niet alleen van belang om tijdens de energietransitie Nederland nog van voldoende gas te voorzien, maar ook met het oog op hergebruik. Over tien jaar zal de Nederlandse olie- en gasindustrie de Noordzee als één van de bronnen van onze energievoorziening moeten delen met een toenemend aantal windparken. Dit is geen belemmering, maar een kans. Het vooruitzicht van een elektriciteitsnet op zee biedt een unieke maar tijdgebonden mogelijkheid om de centrale behandelingsinstallaties van elektriciteit te voorzien. Dat reduceert niet alleen de emissies en de CO₂-footprint van de sector, maar plaveit ook de weg naar een potentieel tweede leven voor sommige installaties. En ook deze window of opportunity heeft een houdbaarheidsdatum. Als er te lang wordt gewacht, zullen de resterende reserves de investeringen niet meer rechtvaardigen.

De transitie naar een duurzame toekomst is erbij gebaat dat we de productiehorizon van gasvelden op de Noordzee naar achteren verschuiven. Want de betere alternatieven zijn nog niet voldoende beschikbaar. Bovendien moeten we rekening houden met de mogelijkheid van CO₂-opslag en een waterstofeconomie. Dat alles maakt dat er haast moet worden gemaakt met exploratie op de Noordzee en dat we de infrastructuur op zee optimaliseren voor de toekomst. ◀

Windenergie op zee

is een kans

voor olie en gas

CO₂ onder de zee: de beste en énige oplossing voor nu

Dat Nederland afvang en ondergrondse opslag van CO₂ nodig heeft om zijn klimaatdoelen te realiseren, is voor vrijwel iedereen duidelijk. De doelen zijn scherp en de tijd dringt. Het goede nieuws: er zijn concrete plannen om onder de Noordzee grote hoeveelheden CO₂ vanuit het Rotterdamse havengebied op te slaan. Maar juich niet te vroeg: voordat de eerste ton CO₂ daadwerkelijk onder de grond gaat, moet er nog veel worden geregeld.

De doelstellingen

Nederland heeft zich in 2015, als lid van de Europese Unie, gecommitteerd aan het Akkoord van Parijs. Dat akkoord heeft als doel de opwarming van de aarde te beperken tot ruim onder 2 graden Celsius, met een duidelijk zicht op 1,5 graden Celsius. De Europese Unie heeft namens alle lidstaten harde toezeggingen gedaan om de uitstoot van broeikasgassen in 2030 met minstens 40 procent te verminderen ten opzichte van 1990.

Het huidige kabinet ziet dat akkoord als winst, maar als onvoldoende om de doelstelling van minder dan 2 graden opwarming te halen. Dus

zeker onvoldoende om de ambitie van hooguit 1,5 graad opwarming te realiseren. Daarom legde het Regeerakkoord van 2017 de lat nog hoger: een reductie van 49 procent broeikasgassen in 2030. Een ambitieus doel dat ook de inzet is voor het nieuwe Klimaatakkoord.

In volumes betekent dit allemaal nogal wat. In Nederland stootten we in 2016 met elkaar 197 megaton CO₂-equivalent uit. Een reductie van 49 procent (ten opzichte van 1990) betekent dat er in 2030 nog maar 113 megaton CO₂-equivalent mag worden uitgestoten. Indrukwekkende cijfers en een indrukwekkende

doelstelling. EBN onderschrijft de ambitie van het kabinet en wil daaraan een duidelijke bijdrage leveren. In onze visie is CCS één van de belangrijkste en meest efficiënte mogelijkheden om de CO₂-uitstoot op korte termijn terug te dringen. Andere mogelijkheden zijn onder meer het gebruik van restwarmte en de ontwikkeling van hernieuwbare energie, zoals aardwarmte.

CCS dus. Immers, het is kosten-effectief, heeft een hoog jaarlijks besparingspotentieel en is relatief snel te realiseren. Bovendien is CCS een bewezen technologie.



Kosteneffectief

Voor het terugdringen van de CO₂-uitstoot wordt ingezet op verschillende middelen in verschillende sectoren. Om er een paar te noemen: elektrisch rijden, groen gas, het isoleren van huizen, et cetera. De overheid stimuleert tal van initiatieven en regelingen door subsidies beschikbaar te stellen. Vanuit de positie als staatsdeelneming dient EBN de publieke zaak en is zich zeer bewust van de noodzaak om verantwoord met de gelden van de Nederlandse samenleving om te gaan. Daarom pleit EBN ervoor om in de meest kostenefficiënte maatregelen te investeren om de CO₂-uitstoot snel terug te brengen.

Studies van onder andere het Planbureau voor de Leefomgeving tonen aan dat per ton vermeden CO₂-uitstoot CCS een van de goedkoopste oplossingen is. Zo kost CCS ongeveer € 70 per vermeden ton CO₂, biomassa meer dan € 100 en warmtepompen in huizen bijna € 500 per vermeden ton CO₂. Bovendien zullen de nationale kosten van de benodigde reducties in 2030 ruim twee keer zo hoog zijn als CCS wordt uitgesloten.

Nog te regelen

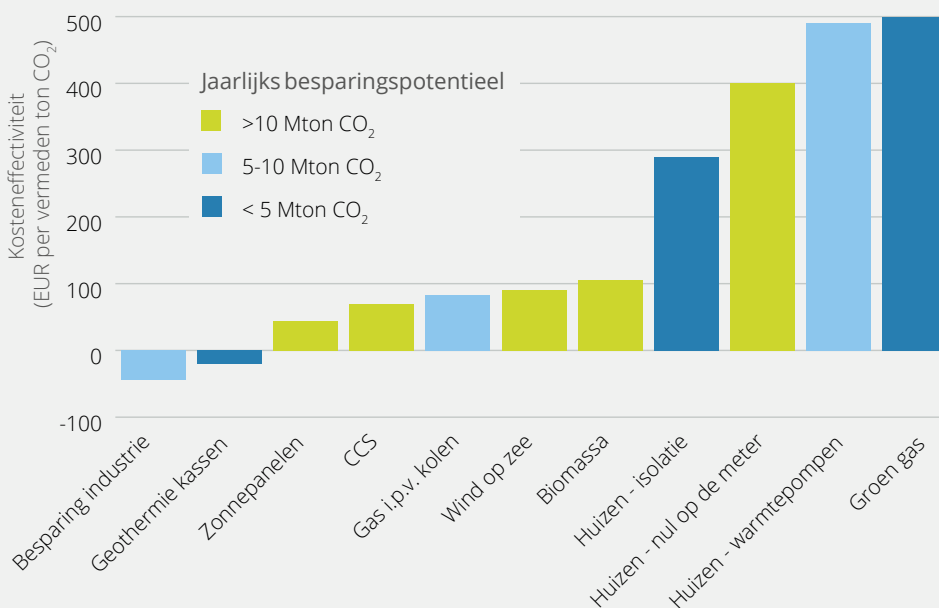
Technisch is CCS misschien niet zo'n grote uitdaging meer: er zijn al vele projecten gerealiseerd, maar organisatorisch is er zeker nog een grote uitdaging. Er zal in hoog tempo veel - heel veel - geregeld en georganiseerd moeten worden. Een voorname rol is daarbij weggelegd voor de overheid.

Zo zal er voor de opslag van CO₂ een volledig vergunningenstelsel moeten worden ingericht. En de monitoring - inclusief kaders voor taken en verantwoordelijkheden op de lange termijn - zal geregeld moeten worden.

Voor de industrie lijkt een prijs van rond de €30 per ton opgeslagen CO₂ acceptabel. Daarvoor zal een solide bedrijfseconomisch model nodig zijn voor het transport- en opslagsysteem. Winst moet dan niet het eerste oogmerk zijn, maar het systeem zal wel financieel gezond moeten zijn.

Zonder maatschappelijk draagvlak is CCS niet haalbaar

Kosteneffectiviteit en potentieel van CO₂ besparingsmaatregelen in 2030



Bron: Nationale kosten energietransitie in 2030, PBL 2018



bron: Global CCS Institute

En dan is er het maatschappelijk draagvlak. Zonder dat is CCS niet haalbaar. Het voeren van de dialoog over nut en noodzaak, de kaders hoe en waar een project te realiseren, zijn essentieel. Op al deze fronten is EBN actief: EBN consulteert en brengt partijen als de industrie, ministeries en belangrijke maatschappelijke stakeholders samen. Alleen met een gezamenlijke inzet is van CCS een succes te maken waarmee Nederland zich internationaal op de kaart kan zetten. Want de Nederlandse concentratie van CO₂-bronnen dicht bij een groot potentieel van offshore opslaglocaties is uniek. En mits professioneel aangepakt, kan een grootschalig openbaar CO₂-opslagsysteem een grote bijdrage leveren aan de energietransitie.

Besparingspotentieel

Zo'n 50% van alle CO₂-uitstoot in Nederland vindt plaats bij bedrijven die onder het Europese emissiehandelssysteem ETS vallen. Het merendeel van deze bedrijven valt onder de sectoren industrie en energie. Van de ruim vierhonderd bedrijven die onder het ETS vallen, is een kleine 10% verantwoordelijk voor 85% van de CO₂-uitstoot binnen het ETS. Het merendeel van deze bedrijven is geconcentreerd in de havengebieden. De combinatie met een groot potentieel aan opslagcapaciteit in lege gasvelden op zee, maakt deze gebieden de aangewezen plek voor CCS projecten.

Bewezen technologie

37 grootschalige CCS-projecten wereldwijd

Bijvoorbeeld het project Quest in Canada dat in november 2015 operationeel werd en waar binnen twee jaar tijd 2 megaton CO₂ is opgeslagen. Ook in Europa zijn er succesvolle projecten. In Noorwegen is bij het offshore Sleipner gasveld sinds 1996 al meer dan 17 megaton CO₂ afgevangen en opgeslagen in een zandsteenreservoir. Het uitgebreide monitoringprogramma geeft veel inzichten over het gedrag van CO₂ in de opslag en hoe het in de opslag blijft. In de Barentszee is bij het Snøhvit-project sinds 2008 meer dan 4 megaton CO₂ opgeslagen. In Nederland zijn in de afgelopen jaren onder de programma's CATO-1 en -2 vele studies uitgevoerd en is met afvang, transport en opslag van CO₂ ook al de nodige ervaring opgedaan. Zo wordt in Pernis bij Shell en Alco CO₂ afgevangen en voert de OCAP-leiding sinds 2005 deze CO₂ voor hergebruik naar de glastuinbouw in onder andere het Westland. Ook het opslaan van CO₂ in een offshore gasveld wordt in Nederland al toegepast. In het gasveld K12-B zo'n 150 kilometer ten noordwesten van Amsterdam wordt sinds 2004 op kleine schaal CO₂ van aardgas gescheiden en in het gasreservoir teruggepompt.



Organisatorisch is CCS
zeker nog een
grote uitdaging

Bovendien kan deze concentratie bijdragen aan een kostenefficiënte uitrol van CCS. Bij alle afwegingen die in het kader van het terugdringen van de CO₂-uitstoot moeten worden gemaakt, is ook het besparingspotentieel op langere termijn belangrijk. CCS biedt daar goede perspectieven voor als het op de juiste locaties wordt gerealiseerd.

Snel te realiseren

De lat ligt hoog en de tijd is beperkt. De uitstoot van broeikasgassen kent een cumulatief effect waardoor er nog maar een beperkt koolstofbudget is om aan de klimaatdoelen te kunnen voldoen. De industrie werkt aan fundamentele innovaties in productieprocessen. Het duurt echter nog vele jaren voordat zij over de mogelijkheden beschikken om over te schakelen op grootschalige CO₂-vrije productiemethoden. Daarom is het cruciaal om in te zetten op een techniek die op korte termijn is te realiseren. CCS biedt die mogelijkheid en vormt een belangrijk instrument om snel de industriële CO₂-uitstoot te verminderen. Studies tonen aan dat binnen vier tot vijf jaar een systeem voor CO₂-transport en -opslag operationeel kan zijn.

CCS - zo simpel is het (en was het niet)

Technisch is CCS niet nieuw meer: een kleine 40 projecten wereldwijd bieden voldoende kennis en ervaring.

Organisatorisch is er veel te regelen, maar daarbij is hooguit de tijdsdruk een echte uitdaging. De behoefte aan CCS bestaat al langer. Als het allemaal zo simpel lijkt, waarom is er dan in Nederland nog geen grootschalig CCS-project van de grond gekomen? Daarvoor zijn verschillende verklaringen te noemen.

Bij het initiatief in Barendrecht ontstond maatschappelijke weerstand tegen CO₂-opslag onder de bebouwde omgeving. Het project ROAD ging over afvang bij kolencentrales die ter discussie kwamen te staan en mogelijk vervroegd zouden worden gesloten. Bovendien bleek opslag op dat moment bedrijfseconomisch niet haalbaar.

Al deze opgedane kennis en ervaring neemt EBN mee in het Rotterdam CCUS-project Porthos dat een zeer grote kans van slagen heeft. Samen met Gasunie en Havenbedrijf Rotterdam is EBN in het najaar van 2017 een haalbaarheidsstudie gestart voor het realiseren van een openbare basisinfrastructuur voor het verzamelen en transporteren van CO₂ in het Rotterdamse havengebied. Die CO₂ kan deels worden hergebruikt en grotendeels worden opgeslagen in een leeg gasveld onder

de Noordzee. Na een positieve conclusie in het voorjaar van 2018 werkt een projectteam nu aan de verdere financiële en technische onderbouwing. De verwachting is dat in 2019 een investeringsbeslissing kan worden genomen.

Juist de combinatie van drie publieke partijen, die elk werken vanuit hun specifieke expertise, draagt bij aan de slagingskans van dit project. Het Havenbedrijf Rotterdam vanuit de lokale situatie en markt, Gasunie met de ervaring van gasinfrastructuur en -transport en EBN met deskundigheid op het gebied van de diepe ondergrond. ◀

Projecten wereldwijd geven voldoende kennis en ervaring

Rotterdam CCUS-project Porthos

Het concept voor dit zogeheten CCUS-project (Carbon Capture Utilisation and Storage) bestaat uit een verzamelpijpleiding door het havengebied in Rotterdam die fungeert als een basisinfrastructuur waar verschillende bedrijven op kunnen aansluiten voor de levering van door hen afgevangen CO₂. Deze CO₂ wordt dan deels gebruikt door de glastuinbouw in Zuid-Holland om planten in kassen beter te laten groeien. Het overgrote deel gaat per pijpleiding naar een leeg gasveld onder de Noordzee dat circa 25 kilometer uit de kust ligt. Daar wordt de CO₂ in een diep gelegen en afgesloten reservoir van zandsteen gepompt, waaruit voorheen aardgas werd gewonnen. De verwachting is dat jaarlijks drie tot vijf megaton CO₂ kan worden opgeslagen.



Yvonne van der Laan

Duidelijkheid over risico's en verantwoordelijkheden

Foto © Havenbedrijf Rotterdam

De mogelijkheid van een open access systeem voor transport en opslag van CO₂ uit de Rotterdamse haven, is mede afhankelijk van bedrijven die hun CO₂ afvangen en leveren. Yvonne van der Laan, Vice President Industry & Bulk Cargo Business Havenbedrijf Rotterdam, heeft hierover een duidelijke visie.

Hoe past CCUS in de vergroeningsstrategie van het Rotterdams Havenbedrijf?

“Eind 2015 werkten we aan onze ondernemingsstrategie voor de komende vijf jaar, werd tegelijkertijd het Klimaatakkoord van Parijs gesloten en kwam de Urgenda-uitspraak. In onze strategiediscussies werd steeds duidelijker dat klimaatverandering als speerpunt op de agenda moest komen met een helder plan van aanpak. De eerste vraag was: lukt dat wel, zo’n scherpe teruggang in uitstoot van broeikasgassen in dit industriecomplex? Het Wuppertal Instituut bood uitkomst met een industriestudie en de ontwikkeling van heldere transitiepaden richting 2050. Een menu aan opties en een belangrijke rol voor CCUS op weg naar een duurzame toekomst. Daarmee was de vraag niet meer: ‘Kunnen we ...?’ maar: ‘Hoe gaan we ...?’.

Hoe kunnen wij als Havenbedrijf onze klanten en stakeholders mobiliseren? Niets doen is geen optie als je wil dat de haven een main port blijft van wereldklasse. Wij hebben de bedreiging omgezet in een kans en het momentum van de energietransitie gebruikt om de eerste Energy in Transition Summit te organiseren. Stap voor stap is daaruit een programma gevormd waar verschillende projecten, zoals de Warmtealliantie maar ook de coalitie voor het Waste-to-Chemicals project, een plek kregen. Daarin kregen we bij steeds meer partijen over de Bühne dat dit een kans biedt om het als bedrijf niet alleen te hoeven doen. Dat er een structuur is, waarbij je kunt aansluiten, waar partijen met wie je gewoonlijk niet samenwerkt,

een deel van de uitdaging kunnen oppakken in gerichte coalities.

We zijn facilitator, matchmaker en soms investeerder in een project zoals Porthos. Alles om de economische kracht van de haven als industrieel cluster te versterken en de CO₂-footprint terug te brengen.”

Zijn er door jullie rol van katalysator bijzonderheden naar voren gekomen?

“Onze aanpak heeft de discussie scherper gekregen en meer partijen aan tafel gebracht. Zo heeft de kolendiscussie gewerkt als trigger voor de raffinaderijen; het besef dat CCUS voor hen op de korte termijn bijna een randvoorwaarde is voor hun ‘licence to operate’, om dan op de langere termijn de omslag te kunnen maken naar een ander energiesysteem, dus waterstof en elektrificatie.

Het voorstel van het Havenbedrijf, Gasunie en EBN voor een gezamenlijk infrastructuur heeft daarbij geholpen. Zo hoeven de bedrijven het niet allemaal apart voor zichzelf te regelen. Het concept van nadenken over hoe je de klant kunt ontzorgen, ligt daar aan ten grondslag.”

Hoe kunnen wij vanuit Porthos onze klanten ontzorgen?

“Een robuuste business case is heel belangrijk. Vooral voor de emitters die gaan aansluiten op het netwerk. Zij moeten ook een aantrekkelijke business case hebben om de benodigde investeringen te doen voor de afvang van CO₂. Wij willen dat bedrijven hier in de haven blijven investeren, vernieuwen en efficiënter worden. Dat ze mee

kunnen in de energietransitie en dat wij een moderne haven blijven die kan blijven concurreren. Want het merendeel van de bedrijven dat hier zit, opereert in een global market. Eerder in mijn carrière zag ik hoe desastreus zaken kunnen uitpakken wanneer in een groot industrie-complex partijen alleen maar naar hun eigen individuele business case kijken. Kansen voor optimalisatie worden dan gemist, synergiën worden niet gepakt. De last voor de overige partijen wordt zwaarder en leidt uiteindelijk tot uiteenvallen van het systeem.”

Wat is de grootste uitdaging voor een succesvol CCUS project?

“Allereerst het publieke draagvlak: zonder dat komt er helemaal geen project. Verder moet duidelijk zijn wie eigenaar is van de CO₂ tijdens het transport en na opslag. Ook moet duidelijk zijn wie verantwoordelijk is voor de opslag. Samen met het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) en betrokken partijen moeten we het vertrouwen vinden, dat deze vragen beantwoord worden. Daar ligt ook een complexe uitdaging omdat tegelijkertijd een nieuw Klimaatakkoord wordt gesloten waarvoor alle partijen met elkaar om tafel zitten.

Verder zal EZK met een beleid of instrument moeten komen voor een CO₂-prijs waarop de emitters een reële business case kunnen bouwen. Voor de emitters moet daarbij ook duidelijk zijn dat de gebruikelijke rendementseisen hier niet opgaan. Garanties dat de risico’s en verantwoordelijkheden geregeld zijn, kunnen hier positief aan bijdragen.” ◀

Ons toekomstige energiesysteem heeft waterstof nodig

Waterstof via blauw naar groen

Opslag van energie is één van de grootste uitdagingen bij de transitie naar duurzame energie. Batterijen zijn hiervoor vooralsnog niet of nauwelijks geschikt: te duur en te veel energieverlies. Het beste alternatief voor opslag voor de langere termijn (en lang is vanaf enkele dagen) lijkt waterstof. Daarbij kan blauwe waterstof als voorloper van groene, de kickstart zijn voor de waterstofeconomie.

Er is in de jaren negentig al veel aandacht voor waterstof als energiedrager geweest. Destijds ging het vooral om waterstof in het (weg)transport. Bij de recente, hernieuwde belangstelling gaat het echter om de belangrijke rol die waterstof in het hele energiesysteem kan spelen. Waterstof als de noodzakelijke voorwaarde voor onze energietransitie.

Ook in de toekomst zullen we nog heel veel energie nodig hebben. De bronnen van die energie zullen wel veranderen. We stoppen met het verbranden van fossiele brandstoffen en gaan meer en meer wind- en zonne-energie gebruiken. Dat is mooi, want dit is duurzaam. Maar het levert ook nieuwe uitdagingen op, omdat wind en zon er niet altijd zijn. Bovendien zal de vraag naar elektriciteit enorm groeien. Ons vervoer wordt grotendeels elektrisch. Ook de industrie gaat weg van fossiele

brandstoffen en dus meer gebruikmaken van elektriciteit. In onze woningen gaan we meer elektrisch koken en warmte opwekken met elektrische warmtepompen in plaats van cv-ketels. Daarmee gaat het elektriciteitsverbruik van een gemiddeld huishouden verdubbelen of zelfs verdrievoudigen.

Waar gaat al deze elektriciteit vandaan komen? Tot nu toe maken we onze elektriciteit vooral uit fossiele brandstoffen die altijd beschikbaar zijn en zich vrij makkelijk laten opslaan. We kunnen daardoor altijd de behoefte dekken, inclusief de schommelingen daarin. Onze energievoorziening voor huis en bedrijf is stabiel en flexibel. Maar onze bronnen van de toekomst, zon en wind, laten zich niet door de mens sturen. In de winter is er maar weinig zonne-energie beschikbaar. En Nederland mag dan een winderig land zijn, er zijn ook windstille perioden die soms wel een week of



langer duren. We zullen dus een reservevoorziening moeten hebben voor de perioden zonder zon en wind. Dat kan voor een deel met batterijen of accu's, maar dat is erg duur, zeker voor wat langere perioden. Als oplossing voor de piekvraag in de winter hebben we een manier nodig om grote hoeveelheden energie op te slaan, maar dan één die geen CO₂-emissies geeft. Dan vallen de fossiele bronnen dus af. Het kan wel met 'groene' CO₂-vrije gassen: groen gas en vooral waterstof.

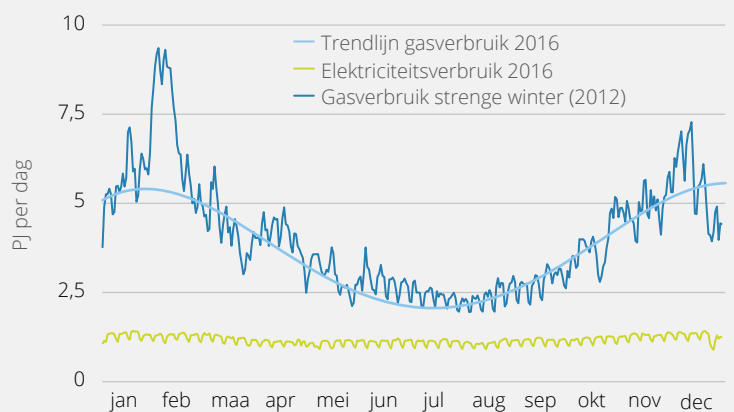
Bij deze nadruk op de rol van elektriciteit in ons energiesysteem van de toekomst wordt wel eens vergeten dat dit energiesysteem niet volledig zonder moleculen zal kunnen. De vervanging van aardgas stelt ons onder andere voor de uitdaging om aan de sterk seizoensgebonden vraag naar warmte te blijven voldoen. Aardgas wordt nu vooral ingezet om warmte te produceren. Aardwarmte en restwarmte zijn belangrijk als deel van de oplossing, maar een CO₂-vrij gas als waterstof is ook voor de warmtevraag onontbeerlijk.

Opslag van energie is één van de grootste uitdagingen bij de transitie naar duurzame energie. De opslag van elektriciteit kan voor de kortere termijn in batterijen, maar zodra elektriciteit enkele dagen moet worden opgeslagen, zijn batterijen vooralsnog niet of nauwelijks geschikt. Ze zijn te duur

en veroorzaken te veel energieverlies. Het beste alternatief voor opslag voor de langere termijn (en lang is dus vanaf enkele dagen) lijkt waterstof.

Eén van de manieren om waterstof te maken, is elektrolyse van water. Als dat gebeurt met elektriciteitsproductie door zon of wind, spreken we van groene waterstof. Het totale Nederlandse windmolenpark heeft op dit moment een capaciteit van zo'n vijf gigawatt, waarvan nu één gigawatt op zee. Zelfs in het meest ambitieuze scenario stijgt

Jaarlijks gas- en elektriciteitsverbruik



Bron: EnTranCe, 2017

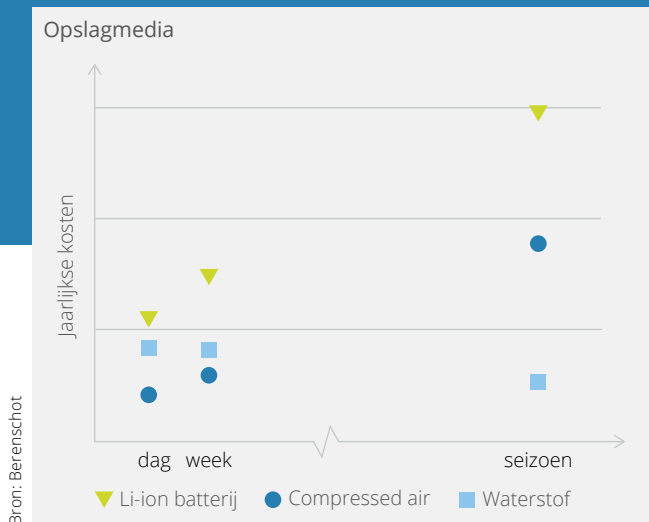
Verschillende opslagmedia voor verschillende periodes

De opslag van energie is cruciaal in de energietransitie. Opslag stelt ons namelijk in staat de productie en het gebruik van energie te ontkoppelen, zowel in de ruimte als in de tijd. Er zal een heel scala aan opslagtechnologieën nodig zijn. Er is niet één enkele technologie die in alle situaties voldoet.

Opslag van energie is een belangrijk aspect van het realiseren van flexibiliteit en leveringszekerheid in het gehele energiesysteem. Die flexibiliteit is onder meer nodig om de piekvraag in de winter op te vangen. Maar 'lang-cyclische opslag' is om twee redenen complex.

- Iedere vorm van opslag vereist een investering. In het geval van een batterij of accu is dit bijvoorbeeld de productie hiervan. Deze wordt terugverdiend door de batterij te laden op het moment dat energie goedkoop is en te ontladen op het moment dat energie duur is. Bij seizoensopslag kan deze cyclus maar één keer per jaar worden doorlopen, waardoor het 'terugverdienen' beperkt blijft;
- Bij iedere vorm van opslag treedt ook een bepaald 'verlies' op. Dit is equivalent aan het leeglopen van een oude batterij. Deze verliezen worden belangrijker naarmate de cyclus langer is.

Waterstof laat zich goed op grote schaal opslaan in bijvoorbeeld ondergrondse zoutcavernes. Hierdoor biedt deze opslagtechnologie grote schaalvoordelen en leent zich juist goed voor seizoensopslag. Dat maakt dat waterstof een belangrijke bijdrage kan leveren als flexibele energiedrager.



Bron: Berenschot

dat maar tot 16 gigawatt in 2030. Tegelijkertijd stijgt de totale elektriciteitsbehoefte in Nederland. Er is daarom tot die tijd niet genoeg overschot aan elektriciteit uit wind en zon om voldoende groene waterstof te maken. Maar gezien de urgentie van onze klimaatdoelstellingen, hebben we die waterstof als energiedrager juist al veel eerder nodig. Door waterstof - nu al - te gebruiken als energiedrager, kunnen we toch maximaal gebruik maken van de mogelijkheden om onze CO₂-footprint snel te reduceren in plaats van pas na 2030.

Naast elektrolyse is een andere en direct toepasbare manier om waterstof te maken, de productie uit methaan (uit aardgas of groen gas). Dit gebeurt al jaren in de chemische industrie, waar waterstof niet als energiedrager, maar als grondstof wordt gebruikt. We spreken in het huidige proces van grijze waterstof. Zodra de bij de productie vrijkomende CO₂ wordt afgevangen en ondergronds opgeslagen of hergebruikt, noemen we het blauwe waterstof. Blauwe waterstof is, in vergelijking met grijze waterstof, nagenoeg CO₂-vrij. Als voor de productie van waterstof biogas of groen gas wordt gebruikt, is er zelfs sprake van negatieve emissies. De beschikbare volumes biogas en groen gas zijn nu nog klein, maar dat kan binnen enkele jaren veranderen.

**Blauwe waterstof is,
in vergelijking
met grijze waterstof,
nagenoeg CO₂-vrij**

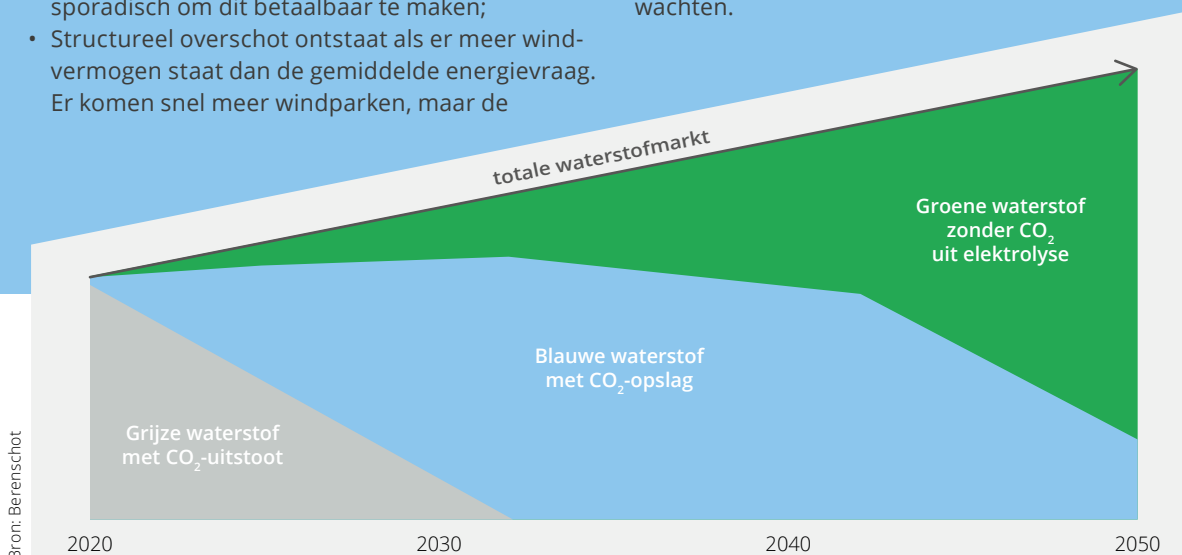
Met blauwe waterstof kan Nederland zijn CO₂-emissies snel en doeltreffend naar beneden brengen en zo 'voorsorteren' op de komst van groene waterstof als energiedrager. De oorsprong van het aardgas is daarbij minder van belang; het kan om (hoogcalorisch) aardgas uit de Nederlandse Noordzee gaan, maar evengoed om geïmporteerd gas uit pijpleidingen of vloeibaar gas aangevoerd door schepen. Daarvoor is er al een LNG-terminal op de Maasvlakte. Starten met blauwe waterstof als energiedrager lijkt de meest aangewezen weg naar een 'waterstofeconomie'. Als die waterstofeconomie eenmaal op gang komt en blijft groeien, kan geleidelijk steeds meer groene waterstof tegen relatief lage kosten (de infrastructuur bestaat dan immers al) worden gebruikt. Blauwe en groene waterstof gebruiken dezelfde transportnetten en gaan naar dezelfde afzetmarkten. Omdat de vraag naar waterstof groeit, zijn ze niet elkaars concurrenten, maar vullen ze elkaar aan. Op lange termijn zal de rol van blauwe waterstof dan vanzelf door groene waterstof worden overgenomen.



Waarom komt groene waterstof pas na 2035 en niet meteen?

- Overschotten aan windenergie zijn er nog maar incidenteel. Omzetten in waterstof is mooi, maar dat moet met elektrolyse-installaties: die zijn kostbaar vooral als ze maar weinig draaien. Voorlopig zijn de overschotten veel te klein en te sporadisch om dit betaalbaar te maken;
- Structureel overschot ontstaat als er meer windvermogen staat dan de gemiddelde energievraag. Er komen snel meer windparken, maar de

vraag stijgt tegelijkertijd ook omdat we ook steeds meer overschakelen op elektriciteit (elektrische auto's, woningverwarming middels elektrische warmtepomp, elektrificatie in de industrie). Structureel overschot laat dus nog een tijd op zich wachten.





Onze energie in de toekomst

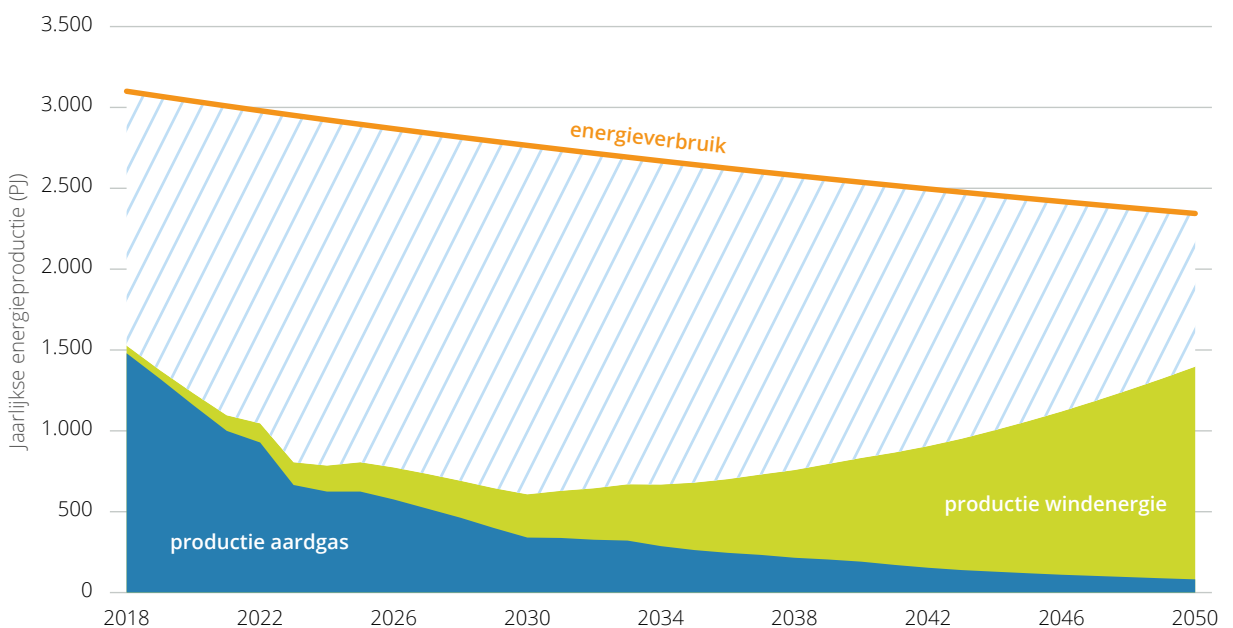
Volgens het meest ambitieuze scenario van het PBL (oktober 2017) staat er in 2050 maar liefst 94 gigawatt aan windvermogen opgesteld, waarvan 80 op zee en 14 op land. Nu is dat respectievelijk 1 en 3,2 gigawatt. In 2017 werd 40 PJ uit wind geproduceerd (CBS): onderstaande figuur laat zien hoe de opbouw naar 2050 kan zijn. Tevens weergegeven is de energie die de jaarlijks in Nederland gewonnen hoeveelheid aardgas

vertegenwoordigt. De binnenlandse gasproductie daalt voor 2030 zeer snel door het beëindigen van de winning uit het Groningenveld en door de terugloop van de productie uit de kleine velden, zelfs wanneer daarvoor het scenario met een gunstig investeringsklimaat wordt genomen.

Hoe voorzien we dan in de behoefte naar energie? Van kolen en olie willen

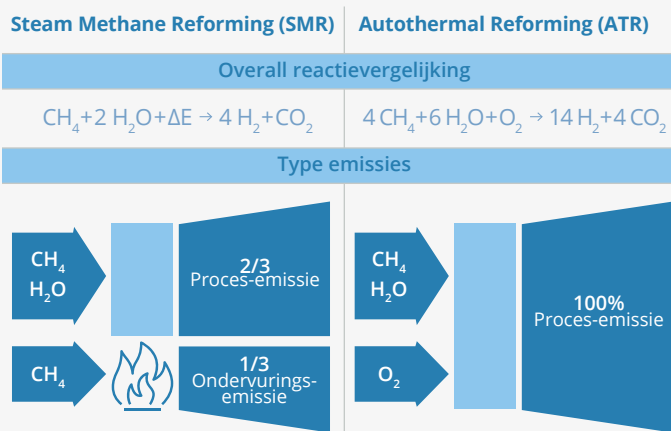
we zo snel mogelijk af, maar de overige hernieuwbare energiebronnen zoals biomassa, zon en aardwarmte gaan, zeker de komende 15-20 jaar, dit gat nog niet dichten. Deze bronnen leverden in 2016 respectievelijk 115, 7 en 3 PJ op. We zullen dus in eerste instantie flink aardgas moeten gaan importeren. Om de CO₂-uitstoot daarvan te beperken is het beste om zoveel mogelijk daarvan om te zetten in blauwe waterstof.

Energieproductie uit aardgas en wind vergeleken met primair energieverbruik (in Nederland)



SMR- en ATR-technologie vergeleken

Bij SMR is een derde van het methaan nodig voor ondervuring, de warmte die nodig is voor het proces. Bij deze verbranding zijn de CO₂-emissies verdund en daardoor moeilijker af te vangen. Bij ATR zijn er alleen procesemissies waarbij de CO₂ geconcentreerd vrijkomt en daardoor efficiënter en dus goedkoper is af te vangen.



Bron: Berenschot

Blauwe waterstofproductie

Er zijn verschillende technieken om methaan om te zetten in waterstof en kooldioxide. De meest bekende is steam methane reforming (SMR), de techniek waarmee in Nederland nu al zeven miljard kubieke meter waterstof per jaar als grondstof voor de chemische industrie wordt geproduceerd. Het grote nadeel is dat in dit proces niet alle vrijkomende CO₂ kan worden afgevangen. Alleen al daarom is autothermal reforming (ATR) een betere productietechniek. Daarbij kan alle CO₂ worden afgevangen. Aangezien voor zowel SMR als ATR methaan nodig is, ligt het voor de hand om hoogcalorisch gas, en dus niet Groningengas, te gebruiken. Het methaangehalte is dan veel hoger. En per methaanmolecuul komen drie à vier waterstofmoleculen vrij.

Het bijzondere bij waterstofproductie met ATR is dat hierbij zuivere CO₂ geconcentreerd uit het proces komt en tegen relatief lage kosten kan worden afgevangen. Het is essentieel dat we in de toekomst processen waarbij (nog) CO₂ vrijkomt zodanig inrichten dat die CO₂ efficiënt kan worden afgevangen. Dan is afvangen betaalbaar en kan de CO₂ per pijpleiding of desnoods per schip naar locaties op de Noordzee worden gebracht. Daar kan het dan – zoveel mogelijk gebruikmakend van de al bestaande infrastructuur van de gaswinning – worden opgeslagen in lege gasvelden.

Een recente studie van Gasunie en EBN ('Transport en opslag van CO₂ in Nederland', 2017) laat zien dat er alleen al in de Nederlandse gasvelden onder de Noordzee geschikte opslagcapaciteit is voor 1.700 megaton CO₂. Als we uitgaan van de ambitie in het Regeerakkoord (18 megaton CO₂-opslag per jaar),

**Blauwe waterstof is de
noodzakelijke, ideale, brug
naar groene waterstof
in de toekomst**

dan is de opslagcapaciteit onder de Noordzee dus voldoende tot aan het einde van deze eeuw. Ook de meeste scenario's van het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) voor 2050 gaan uit van ondergrondse opslag van CO₂. Een analyse van EBN op die scenario's laat zien dat er dan 100 tot 200 PJ blauwe waterstof nodig is. Dat betekent per jaar vier tot acht miljard kubieke meter aardgas omzetten in waterstof en daarbij acht tot zestien megaton CO₂ opslaan. Ook die berekening toont aan dat er voor meer dan een eeuw aan opslagcapaciteit voor CO₂ in oude gasvelden aanwezig is. Dit staat nog los van de vraag of we die dan uiteindelijk ook willen benutten.

Transport en gebruik van waterstof

Een groot voordeel van een waterstofeconomie die in eerste instantie vooral is gebaseerd op blauwe waterstof, is dat deze snel tot stand kan worden gebracht. We hebben immers haast, want onze CO₂-uitstoot moet - snel - verminderen. Veel van



kan in eerste instantie ook vooral binnen diezelfde industriële clusters worden gebruikt. Later kan waterstof verder over Nederland worden gedistribueerd. Dit kan bijvoorbeeld door een deel van het aardgastransportnetwerk om te bouwen voor transport van waterstof. Dat kan relatief goedkoop, geschat wordt dat de kosten maar zo'n 10% bedragen van de aanleg van een nieuw leidingnet. Transport van waterstof is trouwens niets nieuws: vóór de komst van het Groningengas in de jaren zestig werd stadsgas (voornamelijk waterstof) ook al door gasleidingen naar onze huishoudens vervoerd. Een groot voordeel van waterstof is dat het gemakkelijker kan worden opgeslagen dan elektriciteit, ook voor de langere periodes. Zo kan dan worden ingespeeld op de wisselende vraag. De clusters waar waterstof gemaakt gaat worden, zullen dus ook opslagfaciliteiten moeten krijgen, bovengronds of ondergronds. Waterstof is een gas dat gemakkelijk en veilig in een ondergrondse zoutcaverne kan worden opgeslagen. In Noord-Nederland worden al tientallen jaren gaspen in cavernes in zoutkoepels opgeslagen.

de bestaande infrastructuur kan worden gebruikt. Vooral de industriële clusters dichtbij de kust liggen voor de hand. Daar gaat al aardgas naar toe en vanaf die gebieden kan CO₂ direct naar de Noordzee worden gebracht, zodat CO₂-transport over land nauwelijks nodig is. Er hoeven dan dus weinig CO₂-transportleidingen over land te worden aangelegd. De geproduceerde waterstof

Vanuit een beperkt aantal centrale locaties kan waterstof worden gebruikt of aangeboden aan het waterstofnet. In de industrie dus als grondstof of als brandstof, maar ook in flexibel op en af te schakelen elektriciteitscentrales die op waterstof draaien in plaats van op aardgas of steenkool. In de Eemshaven bestaan al plannen om één van

Technische vermijdingskosten voor waterstof

De kostenefficiëntie van emissiereductie wordt uitgedrukt door het gebruik van technische vermijdingskosten: de extra kosten die gemaakt moeten worden om CO₂-reductie mogelijk te maken, waarbij de kosten van het financieren van investeringen buiten beschouwing worden gelaten.

Type waterstof	Toepassing	Fase	Technische vermijdingskosten (€/ton CO ₂)
Blauwe waterstof	Grondstof	Demofase	32
Blauwe waterstof	Brandstof	Demofase	131
Blauwe waterstof	Brandstof	Brede toepassing	109
Groene waterstof	Brandstof	Brede toepassing	431

Bron: Berenschot

Blauwe waterstof is nu nog stukken goedkoper dan groene waterstof. Door mogelijke kostenreducties van wind op zee en elektrolyse zou de prijs van groene waterstof in de toekomst significant kunnen dalen, waardoor het gat kleiner wordt. De meningen verschillen sterk over hoe groot het effect van deze leercurve zal zijn.

Met blauwe waterstof kan Nederland zijn CO₂-emissies snel en doeltreffend naar beneden brengen

de turbines van zo'n centrale geschikt te maken voor waterstof. Ook is er behoefte aan waterstof in de transportsector. Tenslotte kan op termijn waterstof mogelijk zelfs voorzien in een deel van de warmtebehoefte in de bebouwde omgeving, bijvoorbeeld voor de bijstook die 's winters nodig is bij warmtenetten.

Wat zijn de kosten?

In vergelijking met andere maatregelen om de CO₂-uitstoot te verminderen, is de inzet van blauwe waterstof één van de meest kostenefficiënte instrumenten. Ter vergelijking: volgens een recente studie van het PBL kost het goed isoleren van woningen zo'n 300 euro per ton vermeden CO₂-uitstoot. De geschatte productiekosten van blauwe waterstof bedragen - inclusief de afvang van CO₂, maar exclusief de opslag - ongeveer 100 euro per ton

vermeden CO₂ (studie van Berenschot en TNO 'CO₂-vrije waterstofproductie uit gas', november 2017).

Blauwe waterstof is dus de noodzakelijke, maar ook ideale, brug naar groene waterstof in de toekomst. Het is bovendien een brug die niet alleen voor de toekomst belangrijk is, maar die ook op zeer korte termijn bijdraagt aan onze nationale klimaatdoelstellingen. Het is belangrijk om niet alleen een goed en duurzaam energiesysteem voor 2040 of 2050 tot stand te brengen, maar het is ook belangrijk om zoveel mogelijk kansen te benutten om de huidige CO₂-emissies snel (en met significante volumes) terug te brengen. Alleen dan kunnen we binnen het ons resterende carbonbudget blijven. Door nu met blauwe waterstof te starten en later groene waterstof in te faseren, reduceren we cumulatief veel meer CO₂-uitstoot dan met alleen groene waterstof. ◀





Diepgaande kennis van de Nederlandse ondergrond

EBN beschikt over diepgaande kennis van de ondergrond en is door het grote aantal deelnemingen in het bezit van een grote hoeveelheid data. Op de volgende pagina's bieden we u (op basis van die data) een overzicht van onze aandachtsgebieden.

We doen dat in de vorm van een aantal grafieken met korte begeleidende teksten. In de verschillende onderdelen vindt u inzichten met betrekking tot de huidige situatie, en waar mogelijk een vooruitblik (prognose) aan de hand van die inzichten.

Wat kunt u zoals verwachten in deze sectie? Bijvoorbeeld de productie- en reservecijfers van de kleine velden. Wat is de verwachte productie uit kleine velden tot 2030 en wat zijn de reserves? Als we kijken naar de booractiviteit sinds 2005 zien we dat deze zich nu op het allerlaagste niveau bevindt.

Met betrekking tot ontmanteling kijken we naar de timing hiervan, ook op basis van verschillende productie- en prijsscenario's. Daarnaast laten de cijfers zien dat de operationele kosten sinds 2014 lijken te dalen. En we geven inzicht in de realisatie van het aantal aardwarmteprojecten sinds 2007.

Dit en meer kunt u verwachten in deze sectie facts & figures.

En ook hier geldt weer: we gaan er graag met u over in gesprek.

197 Mton
CO₂-emissie in NL
in 2016

Productie kleine velden
offshore **13,5**
onshore **5,2**
miljard Nm³

16 Aardwarmteprojecten NL

298 velden in productie
189 offshore
109 onshore
292 gas
6 olie

13 Actieve E&P operators NL

 **11 boringen** 6 exploratie & evaluatie / 5 ontwikkeling

77,7
FTE's
EBN

€156 mln
Kapitaalinvesteringen EBN

€3.017 mln omzet EBN

€556 mln
Netto resultaat EBN

197 Participaties EBN
44 exploratie 143 winning 10 overig

Vergunde gebieden

11,5 miljard Nm³ Toevoeging reserves kleine velden
2,1 LTIF E&P 2016 per miljoen manuren

olie en gas
offshore: exploratie **8.067** km²
winning **18.845** km²
onshore: exploratie **3.197** km²
winning **14.815** km²

 **2** Nieuwe gasvelden in productie

aardwarmte
onshore: exploratie **1.751** km²
winning **91** km²

23,5 Productie Groningen miljard Nm³

€1.497 mln
Afdrachten EBN aan de Staat

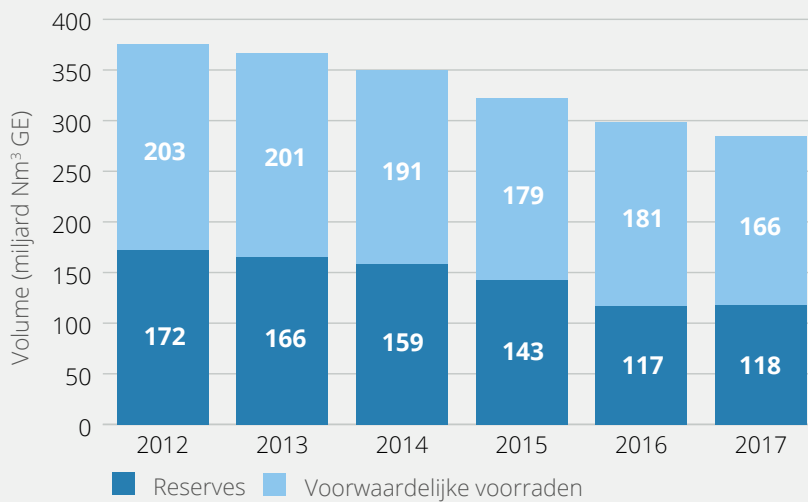
17 EUR/MWh
Gemiddelde gasopbrengst

Productie & reserves

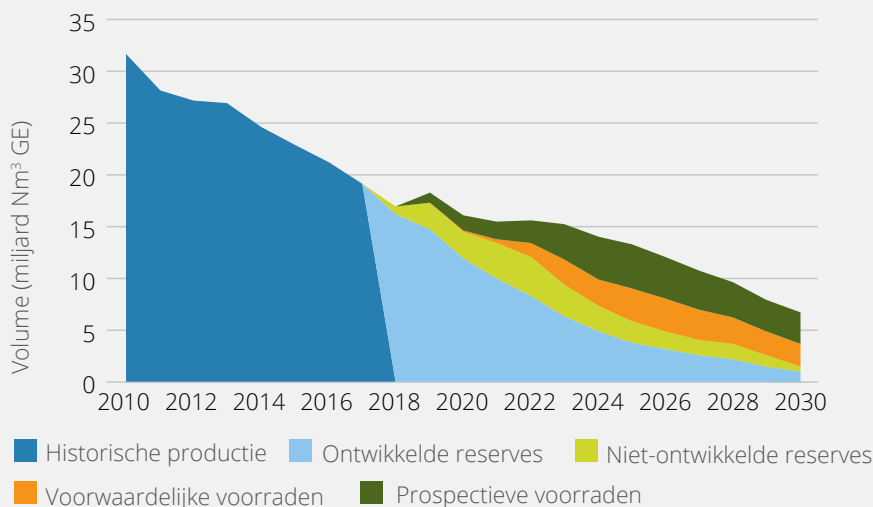
Per eind 2017 zijn de reserves vrijwel gelijk gebleven vanwege maturatie van de voorwaardelijke voorraden en aanpassingen van de reserves (EBN deelnemingen, 100%).

Historische en verwachte productie uit kleine gasvelden volgens PRMS-indeling (EBN deelnemingen, 100%).

Figuur 1. Reserves en voorwaardelijke voorraden van kleine velden (EBN deelnemingen, 100%)



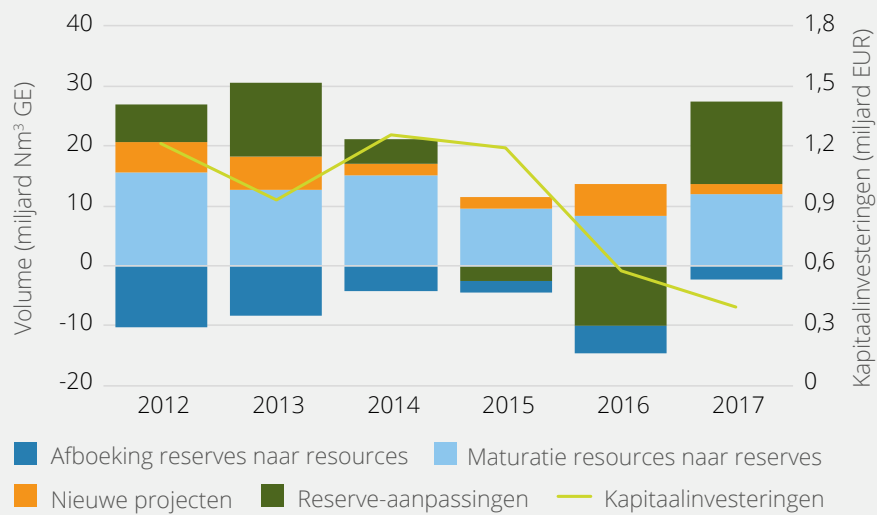
Figuur 2. Historische en verwachte productie van kleine velden (EBN deelnemingen, 100%)



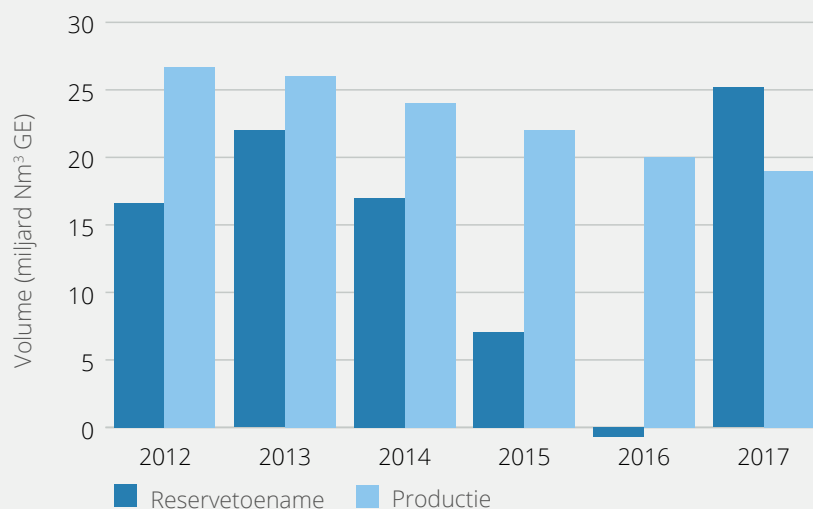
Productie & reserves

Per eind 2017 zijn de reserves vrijwel gelijk gebleven vanwege maturatie van de voorwaardelijke voorraden en aanpassingen van de reserves (EBN deelnemingen, 100%); de reservematuratie is niet gedaald ondanks lagere investeringskosten waarschijnlijk vanwege lagere kosten (diensten, boorinstallaties). Per eind 2017 is de productie uit de kleine velden meer dan gecompenseerd door de reservetoeename (EBN deelnemingen, 100%).

Figuur 3. Aanpassingen reserves & kapitaalinvesteringen kleine velden (EBN deelnemingen, 100%)



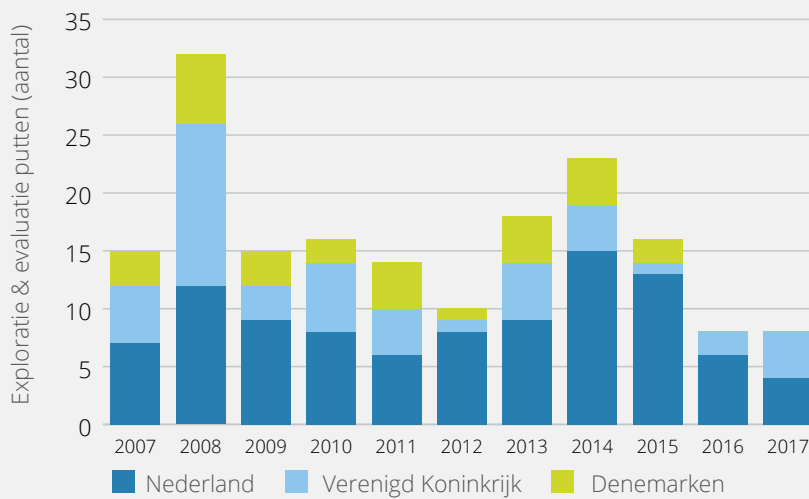
Figuur 4. Reservetoeename en productie van kleine velden (EBN deelnemingen, 100%)



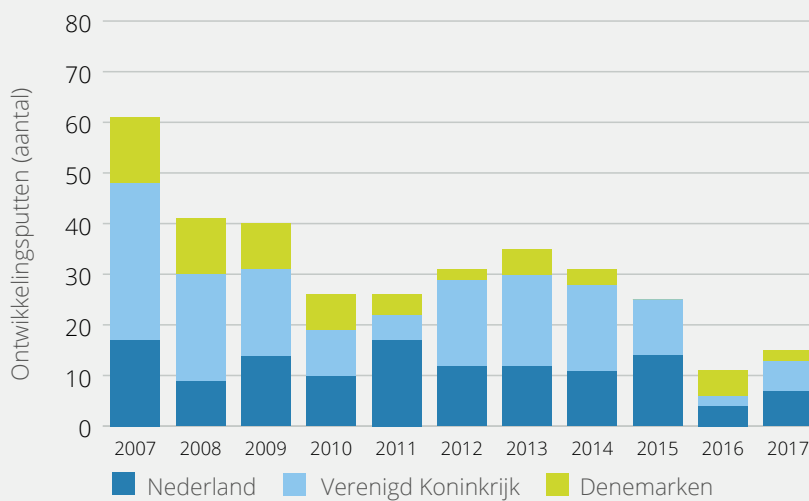
Booractiviteit

De booractiviteit in de Zuidelijke Noordzee neemt sterk af. De activiteit op het gebied van exploratie en ontwikkeling is in Nederland zelfs op het allerlaagste niveau van deze eeuw.

Figuur 5. Exploratie & evaluatie putten Zuidelijke Noordzee 2007-2017



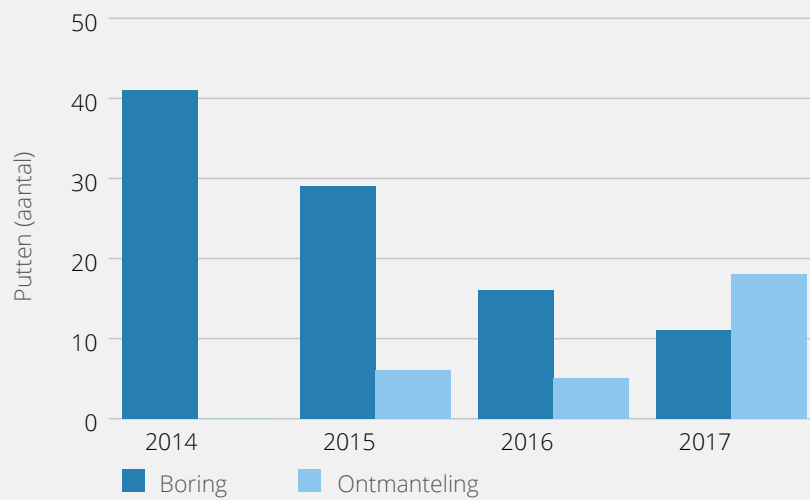
Figuur 6. Ontwikkelingsputten Zuidelijke Noordzee 2007-2017



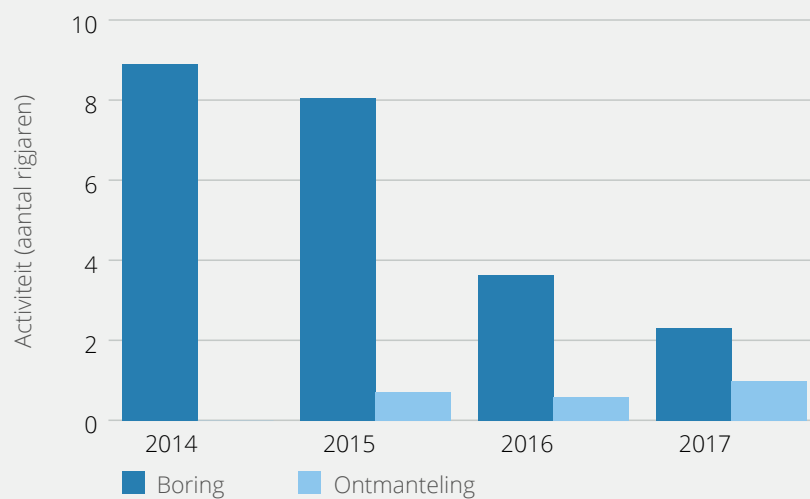
Booractiviteit

Het aantal nieuwe boringen (in EBN deelnemingen) neemt gestaag af terwijl de activiteiten voor ontmanteling van uitgeproduceerde putten toeneemt. Het totaal aantal rigjaren aan booractiviteit neemt sterk af. De activiteit voor ontmanteling in tijdsduur blijft nog beperkt tot één vol rigjaar. Gemiddeld kost het boren van een put circa 80 dagen versus circa 20 dagen voor ontmanteling.

Figuur 7. Booractiviteit Nederland (EBN deelnemingen)



Figuur 8. Booractiviteit Nederland (EBN deelnemingen)

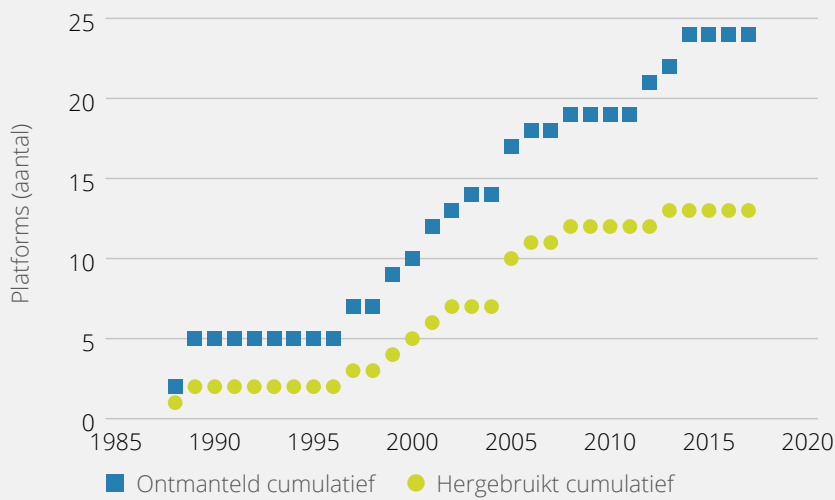


Infrastructuur

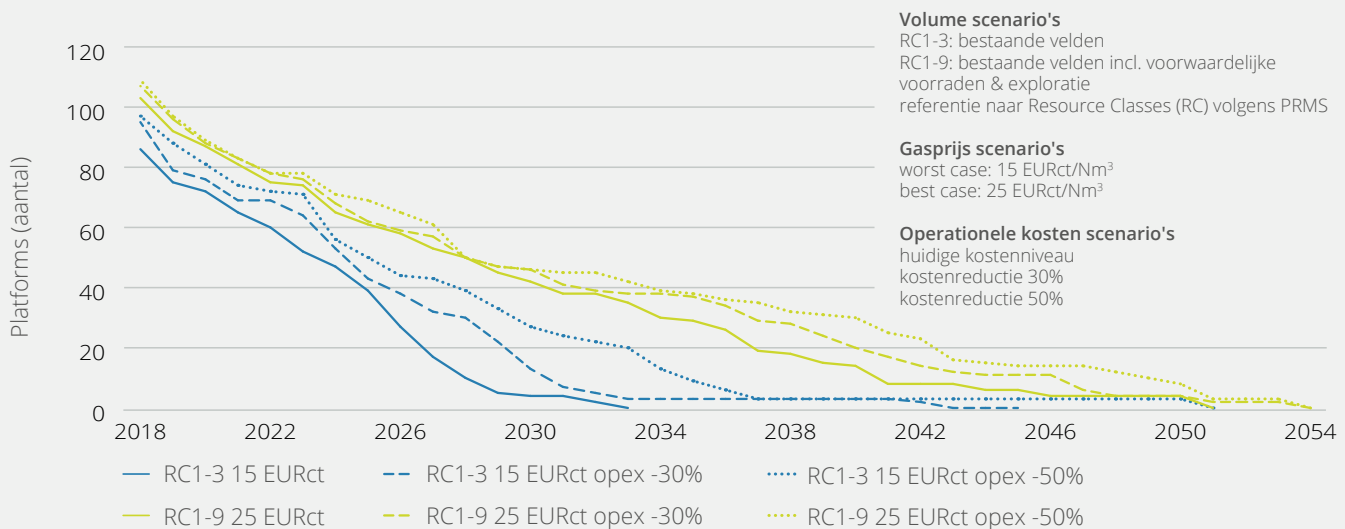
In Nederland zijn totaal 24 platforms in de Noordzee ontmanteld; hiervan zijn maar liefst 13 zogenaamde topsides (bovenbouw) hergebruikt voor andere veldontwikkelingen.

Representatie van verschillende scenario's (gasprijs, productievolumes, operationele kosten) voor het resterend aantal platforms in bedrijf. De 'worst case' vertegenwoordigt alleen productie uit bestaande velden met een lage gasprijs terwijl de 'best case' de situatie weergeeft inclusief de ontwikkeling van geïdentificeerde, maar nog niet aangetoonde, velden met een hoge gasprijs. Stippellijnen geven de impact van een reductie (van 30% en 50%) in de operationele kosten op deze scenario's.

Figuur 9. Ontmanteling & hergebruik Nederland



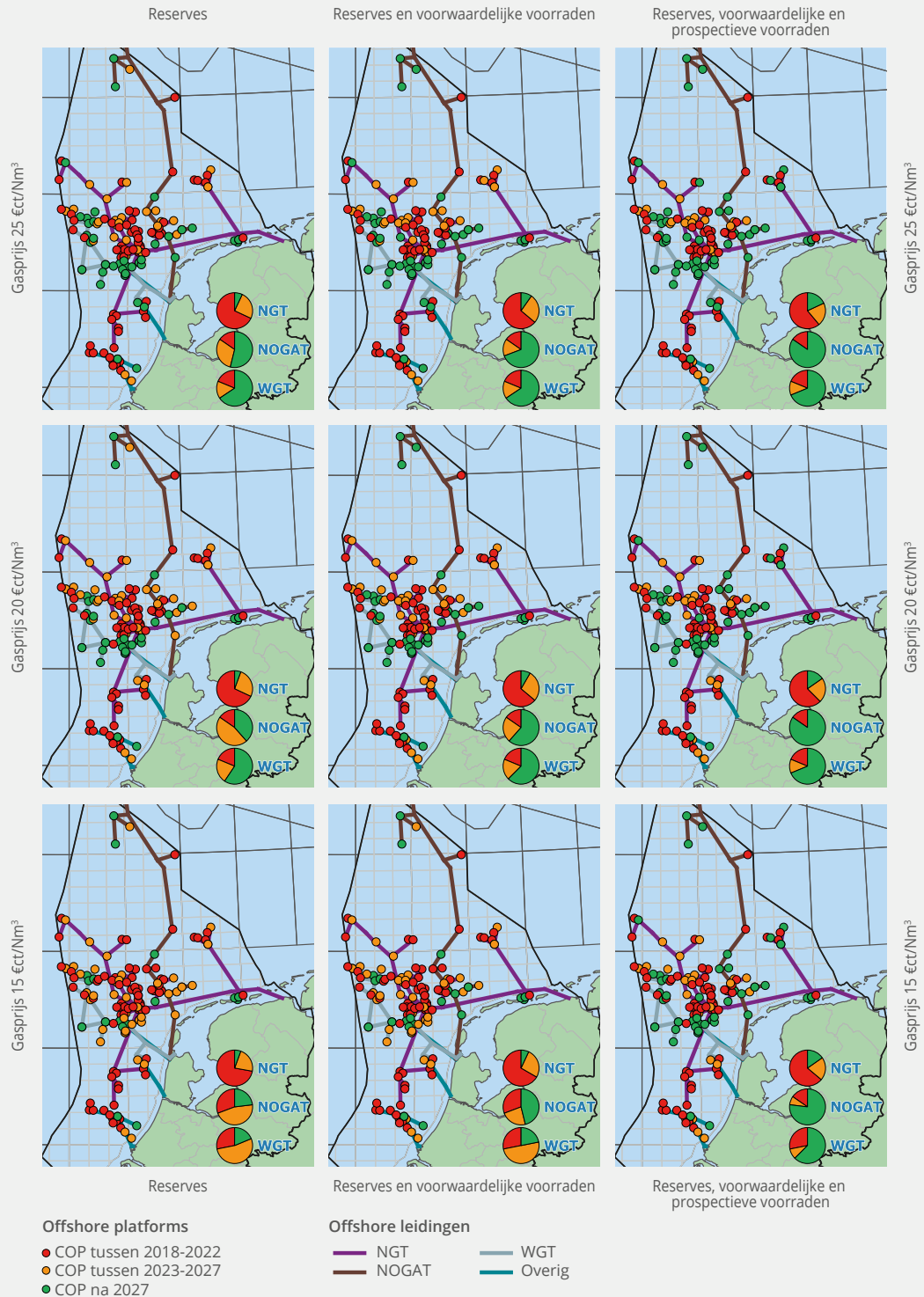
Figuur 10. Resterend aantal platforms - best & worst case incl. 30% en 50% reductie operationele kosten



Infrastructuur

Representatie van het einde van de productie (Cessation of Production, COP) voor de platforms in Nederland op basis van verschillende scenario's voor gasprijs en productievolumes.

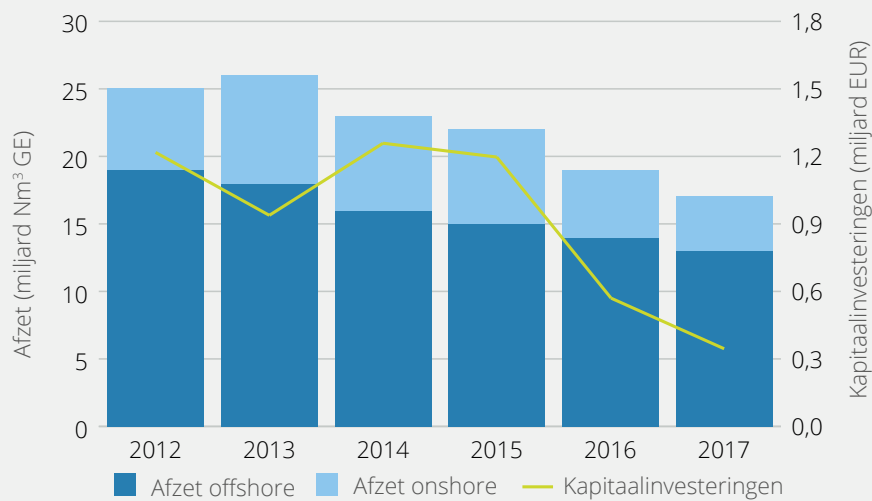
Figuur 11. COP-scenario's voor offshore infrastructuur in Nederland



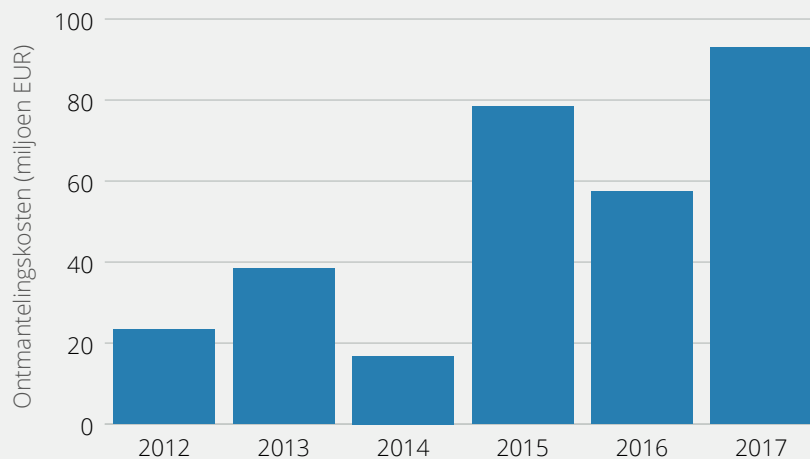
Financieel – kapitaalinvesteringen

Sinds 2014 dalen zowel de afzet (verkoop) als de kapitaalinvesteringen (EBN deelnemingen in kleine velden, 100%). De kosten voor ontmanteling (inclusief studies en operationele kosten na einde productie) laten daarentegen een stijging zien.

Figuur 12. Afzet en kapitaalinvesteringen in kleine velden (EBN deelnemingen, 100%)



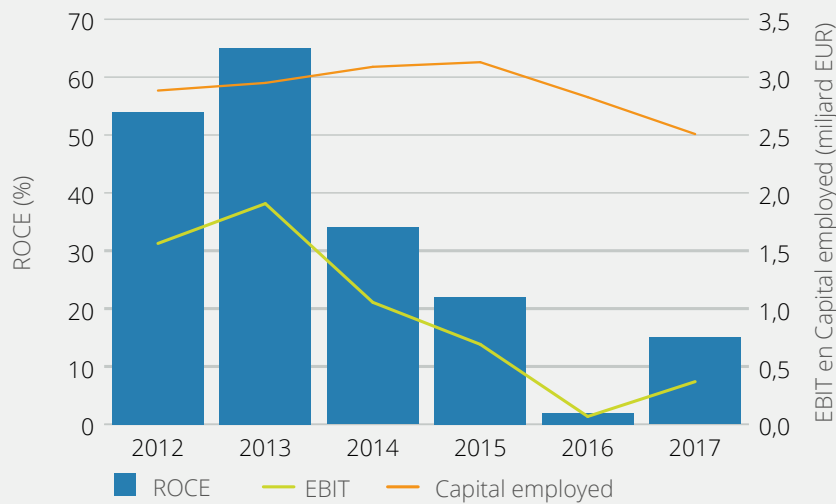
Figuur 13. Ontmantelingskosten in kleine velden (EBN deelnemingen, 100%) incl. studies en kosten na einde productie



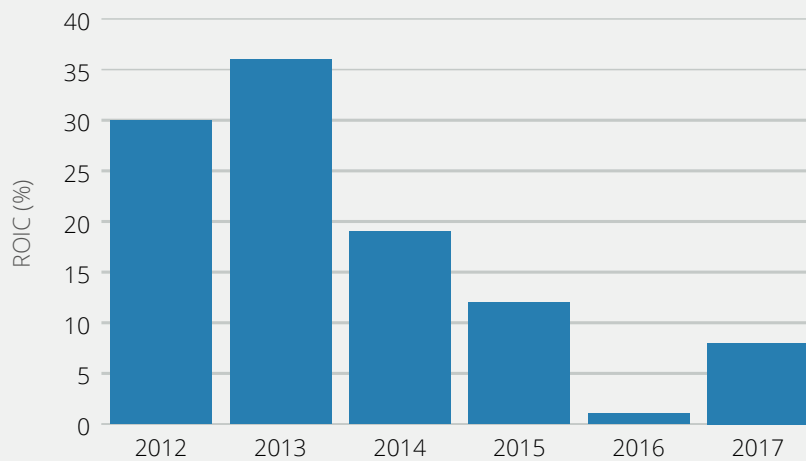
Financieel – kapitaalinvesteringen

De 'Return On Capital Employed' (ROCE) is een maat voor de winstgevendheid en efficiëntie van het geïnvesteerde vermogen. De ROCE is de verhouding tussen de 'Earnings Before Interest and Tax' (EBIT) en 'Capital Employed' en laat voor EBN's portfolio van kleine velden een sterke daling zien vanaf 2014; vooral het gevolg van een daling van de investeringen en een nog sterkere daling van de gasprijs. De gasprijs heeft een dieptepunt in 2016 zodat 2017 weer een stijging laat zien van de ROCE. De 'Return on Invested Capital' (ROIC) neemt belastingen mee en laat eenzelfde trend zien als de ROCE met een dieptepunt in 2016 en een eerste herstel in 2017.

Figuur 14. Return On Capital Employed kleine velden (EBN deelnemingen)



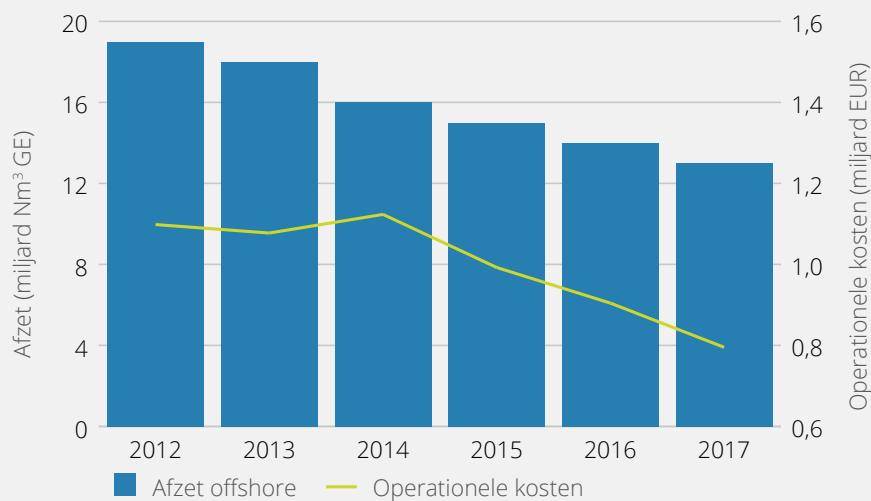
Figuur 15. Return On Invested Capital kleine velden (EBN deelnemingen)



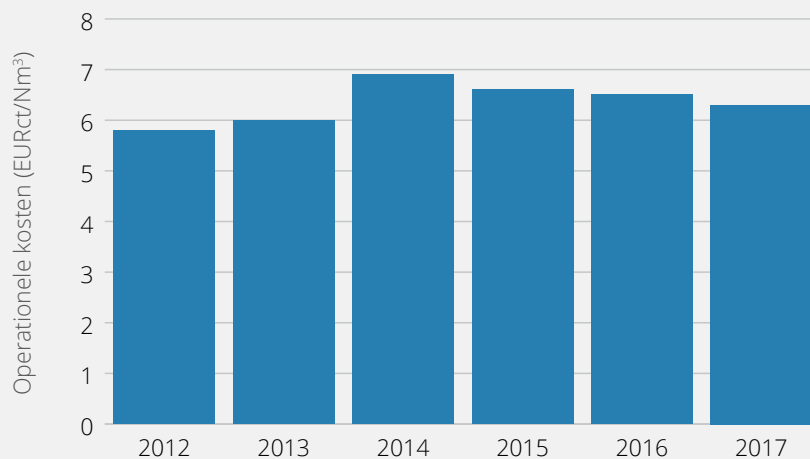
Financieel – operationele kosten

De afzet (verkoop) daalt, maar sinds 2014 dalen tevens de operationele kosten in een iets sterkere mate. Als gevolg hiervan dalen de operationele kosten per kubieke meter gas iets.

Figuur 16. Afzet en operationele kosten kleine velden offshore (100%)



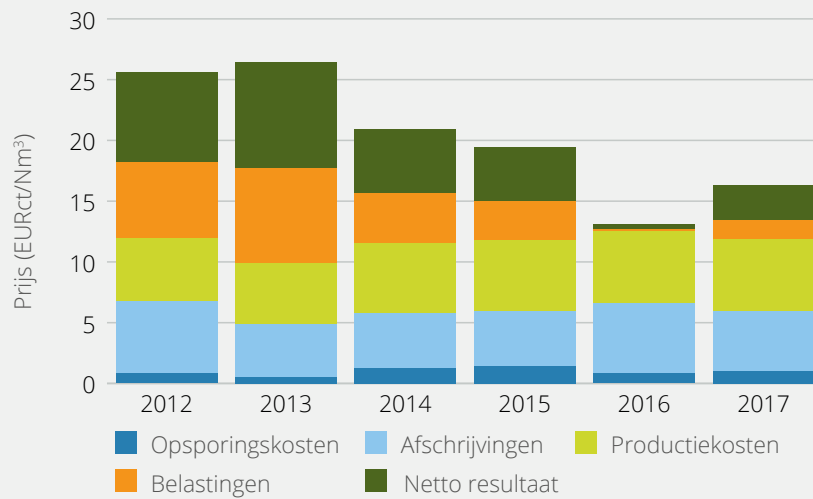
Figuur 17. Operationele kosten kleine velden offshore (100%)



Financieel – operationele kosten

De netto marge voor operators is in 2017 iets hersteld na 2016 vanwege een iets hogere gasprijs.

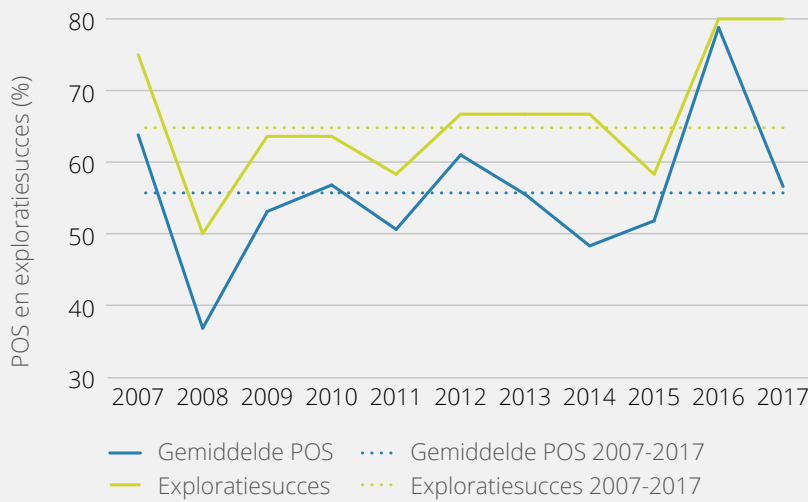
Figuur 18. Marge kleine velden



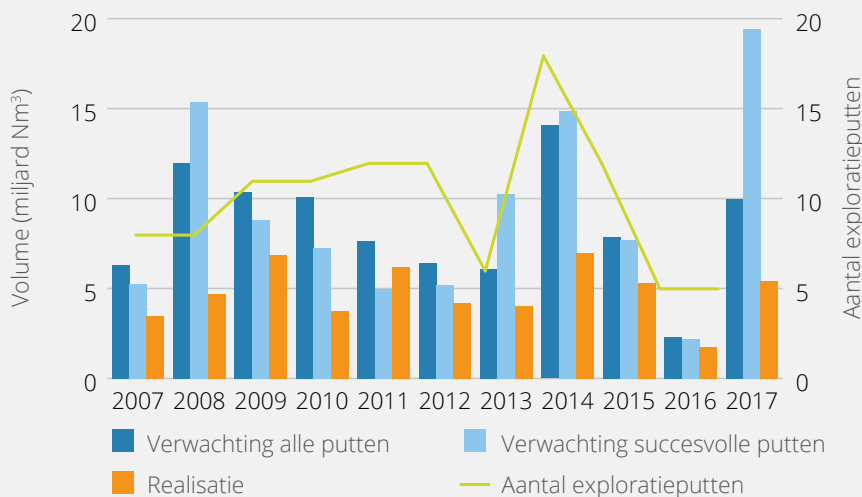
Exploratie

Het succes van exploratieboringen in Nederland ligt ruim 10% hoger dan dat vooraf wordt ingeschat (POS – Probability of Success). De inschatting vooraf is derhalve (gemiddeld) te conservatief. De totaal gevonden volumes uit exploratie zijn echter 44% lager dan de verwachte volumes. NB: olievolumes zijn omgerekend naar gas in GE (Groningen Equivalent).

Figuur 19. Gemiddelde POS en exploratiesucces in Nederland



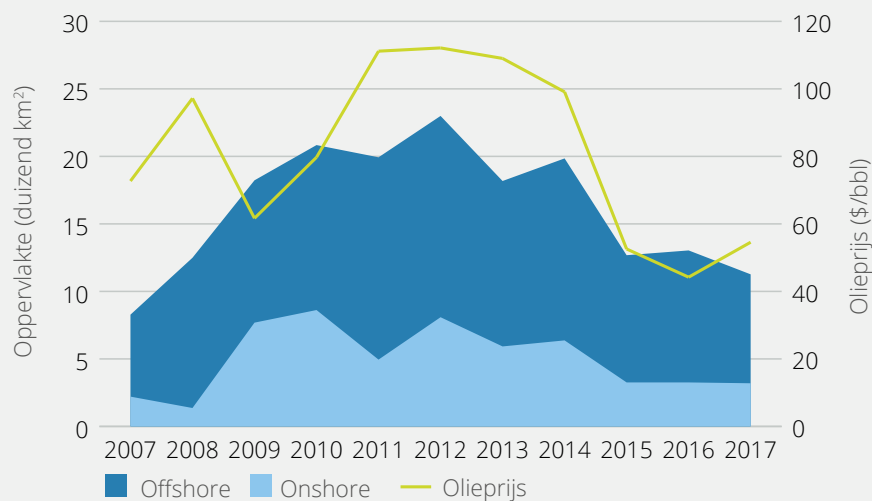
Figuur 20. Volumes uit exploratie - verwachting en realisatie



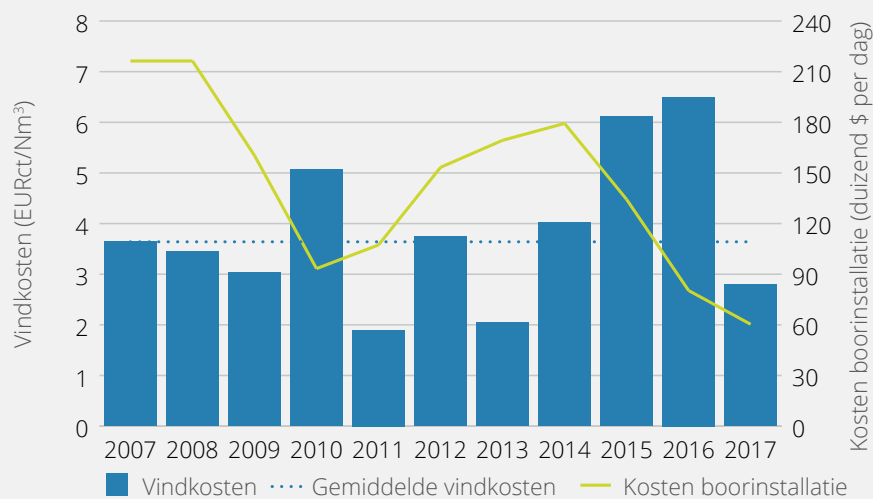
Exploratie

Sinds 2012 is het totale vergunningsgebied voor exploratie gehalveerd. De vindkosten voor nieuwe volumes (op basis van putkostenramingen vooraf) bedragen iets meer dan 3,5 eurocent per kubieke meter (winbaar) gas; de werkelijke vindkosten zijn circa 25% hoger doordat de putten gemiddeld langer duren dan voorzien.

Figuur 21. Vergunningsgebied exploratie Nederland



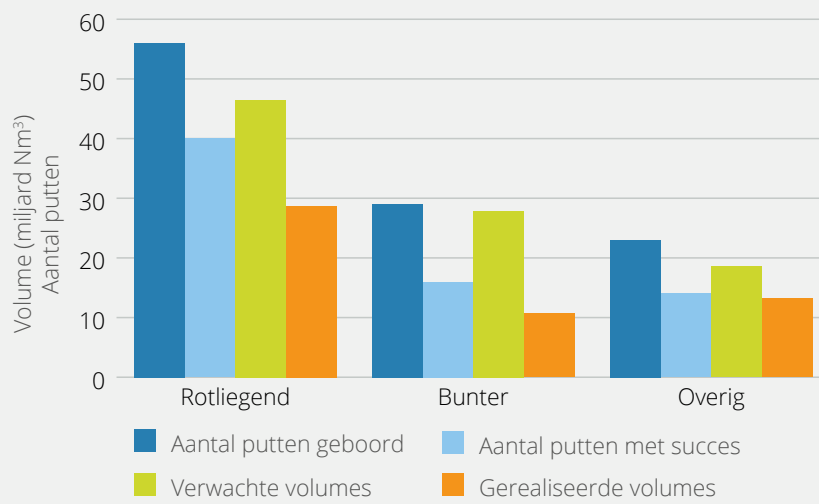
Figuur 22. Vindkosten en kosten boorinstallatie



Exploratie

In Nederland is het Rotliegend van alle reservoirformaties het vaakst en meest succesvol aangeboord. NB: olievolumes zijn omgerekend naar gas in GE (Groningen Equivalent).

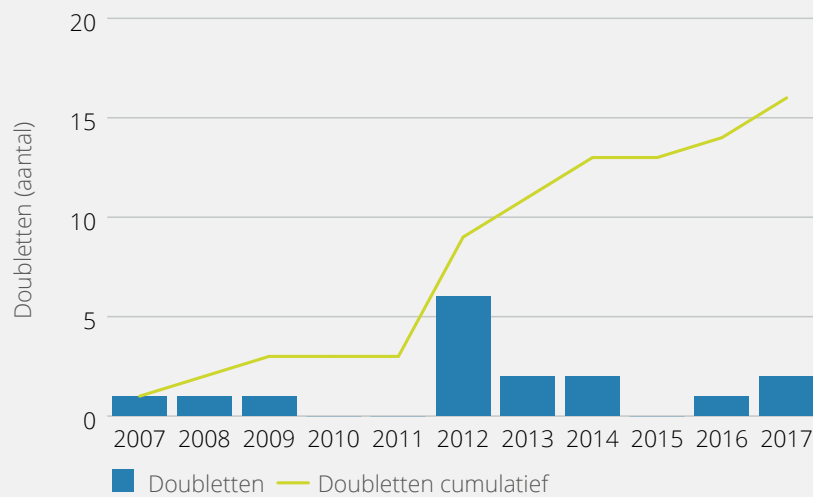
Figuur 23. Exploratieresultaten per doelformatie



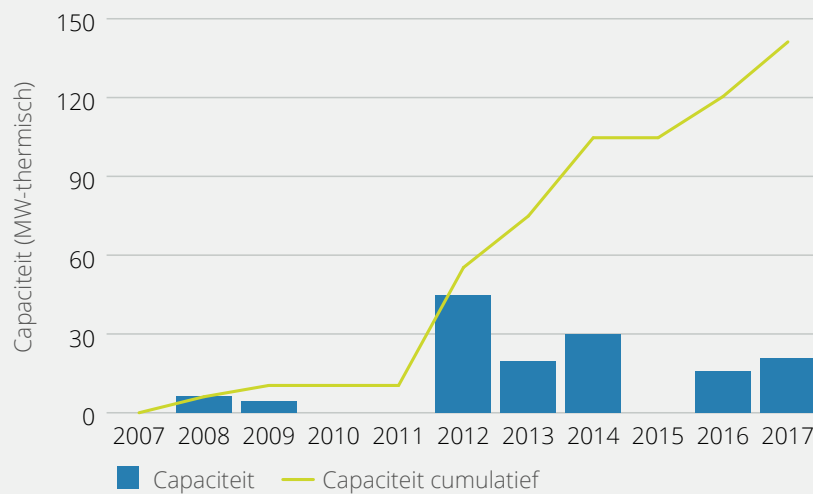
Aardwarmte

Aardwarmte wordt in Nederland nog niet op grote schaal toegepast; eind 2017 zijn 16 projecten gerealiseerd met een totale opgestelde capaciteit van 140 MW (thermisch).

Figuur 24. Aardwarmte doubletten in Nederland



Figuur 25. Aardwarmte capaciteit in Nederland



Terminologie en afkortingen

ATR	AutoThermal Reforming
Capital Employed	Aangewend kapitaal
CATO	CO ₂ Afvang, Transport en Opslag
CCS	Carbon Capture & Storage; afvang en opslag van CO ₂
CCUS	Carbon Capture Utilisation & Storage; afvang, gebruik en opslag van CO ₂
CO ₂	Koolstofdioxide
COP	Cessation Of Production; einde van de productie
DAGO	Dutch Association of Geothermal Operators
Doublet	Set van aantal (meestal twee of drie) aardwarmteputten bestaande uit productie- en injectieputten
EBN	Energie Beheer Nederland B.V.
EBIT	Earnings Before Interest and Tax; bedrijfswinst
E&P	Exploratie & Productie
ETS	Emissions Trading System; Europese Unie handelssysteem voor emissierechten
EUR	Euro
EZK	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
GE	Groningen Equivalent; uitgedrukt in volume Groningen gas met vergelijkbare verbrandingswaarde (bovenwaarde) van 35,17 MJ/Nm ³
IPO	Interprovinciaal Overleg
Kleine velden	Alle gasvelden in Nederland met uitzondering van het Groningen gasveld
LNG	Liquified Natural Gas; vloeibaar aardgas
Megaton	Miljoen ton
NAM	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.
Nm ³	Normaal kubieke meter (bij 0 °Celsius en 1 atmosfeer)
Nm ³ GE	Normaal kubieke meter (bij 0 °Celsius en 1 atmosfeer) uitgedrukt in Groningen Equivalent
NPV	Net Present Value; netto contante waarde
NVDE	Nederlandse Vereniging voor Duurzame Energie
OCAP	Organische CO ₂ voor Assimilatie door Planten
ONE	Oranje-Nassau Energie B.V.
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
POS	Possibility Of Success; de ingeschatte kans op succes (van een exploratieput)
PRMS	Petroleum Resources Management System
PV	Photo Voltaic; fotovoltaïsch (directe omzetting van (zon)licht in elektriciteit)
R&D	Research & Development; onderzoek & ontwikkeling
ROAD	Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject (voor CO ₂)
ROCE	Return On Capital Employed; verhouding tussen EBIT en Capital Employed
ROIC	Return On Invested Capital
SMR	Steam Methane Reforming
SPG	Stichting Platform Geothermie
UDG	Ultradiepe Geothermie; aardwarmte (in Nederland) dieper dan 4 km
VNG	Vereniging van Nederlandse Gemeenten
WNW	Stichting Warmtenetwerk

Referenties

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Energieagenda 2016

Regerakkoord 2017-2021
'Vertrouwen in de toekomst'

Planbureau voor de Leefomgeving
Nationale Energieverkenning 2017

Planbureau voor de Leefomgeving
Nationale kosten energietransitie in 2030 - 2017, update mei-2018

Global CCS Institute
CCS Facilities Database

20 Years of Monitoring CO₂-injection at Sleipner

Gasunie, EBN
Transport en opslag van CO₂ in Nederland: verkennende studie in opdracht EZK - 2017

Broeikasgasemissies in Nederland

Gasunie, Havenbedrijf Rotterdam, EBN
Feasibility study CCS - 2017

Berenschot, TNO
CO₂-vrije waterstofproductie uit gas - 2017

Dankbetuiging

Met dank aan de volgende personen en organisaties voor hun bijdrage aan deze publicatie:

Bert den Ouden
(Berenschot)
Ad van Adrichem
(Duijvestijn Tomaten)
Martin van der Hout
(Dutch Association Geothermal Operators)
Teun Bokhoven
(Nederlandse Vereniging Duurzame Energie)
Yvonne van der Laan
(Havenbedrijf Rotterdam)
Justine Oomes
(Ministerie van Economische Zaken en Klimaat)

EBN:
Mariken Betsema, Bas Borst, Walter Eikelenboom, Jouke van Elten, Eric van Ewijk, Raymond Godderij, Michiel Harings, Suzanne van Hees, Nora Heijnen, Marcel Hoenderdos, Jan Willem van Hoogstraten, Thijs Huijskes, Bastiaan Jaarsma, Floor Jansen, Sander de Jong, Henk Koster, Eric Kreft, Tom Leeftink, Rachid Maachi, Laure Malecki, Maurice Nieuwdorp, Gareth Noble, Kees van Ojik, Eveline Rosendaal, Berend Scheffers, Barthold Schroot, Pieter Slabbekoorn, Thijs Starink, Manfred Steffens, Ferhat Yavuz.

Over EBN

EBN is een bedrijf in de energiesector, waarvan de aandelen voor 100% in handen zijn van de Nederlandse Staat. EBN is 55 jaar geleden opgericht om het belang van de overheid te vertegenwoordigen bij de winning van olie en gas. Vandaag de dag verschuift de opdracht van EBN naar een duurzame energievoorziening. EBN ziet het als haar taak om de energietransitie in Nederland te helpen versnellen. Daartoe maakt EBN sinds een paar jaar zélf een transitie door en richten wij ons steeds meer op duurzame energieoplossingen zoals aardwarmte, CO₂-opslag, waterstof en groen gas. Wie dienen onveranderd het publieke belang: ons werk dient de hele Nederlandse samenleving. Daarbij staan veiligheid, duurzaamheid en innovatie voorop. EBN speelt een sleutelrol bij het vormgeven van de publiek-private samenwerking in de energievoorziening. Kennis, kapitaal én slagkracht zetten we nu in om een actieve en significante bijdrage te leveren aan ons toekomstig duurzaam energiesysteem. Daarmee zetten we maatschappelijke ambities om in realiteit.

Dat is wat we doen en dat is onze drive: *Energising the transition.*



Colofon

Dit is een uitgave van EBN B.V.

Redactie

Renee Stoeller
Maartje Vermeer
Martha Pelkman
(P&B Communicatie)
Robert Jan Pabon
(P&B Communicatie)

Ontwerp en productie

Opmeer papier pixels projecten

Disclaimer

De informatie en conclusies in deze publicatie vertegenwoordigen de gezamenlijke visie van EBN, niet die van enig individu. De informatie en conclusies in deze publicatie dienen enkel ter referentie; deze zijn niet bedoeld en dienen in geen geval te worden gebruikt als vervanging van professioneel advies of beoordeling. EBN garandeert niet de volledigheid, precisie en juistheid van de inhoud. EBN beroept zich daarom op volledige vrijwaring inzake de inhoud van deze publicatie, bedoeld of impliciet.

Copyright

© 2018 EBN

Elk deel van deze publicatie mag worden gekopieerd, gereproduceerd of gedistribueerd zonder goedkeuring van EBN, onder de voorwaarde dat het materiaal niet gekopieerd, gereproduceerd of gedistribueerd wordt voor commerciële doeleinden en dat EBN als bron wordt vermeld op alle kopieën, reproducties en distributies van het materiaal.

Hiervan uitgezonderd zijn de afbeeldingen op de volgende bladzijden: Coverbeeld, 7, 12, 19, 24, 31, 34, 38, 39 en 45.

Meer weten? Bezoek één van onze websites.

EBN.nl

The logo for EBN.nl, consisting of the lowercase letters 'ebn' in white on a dark blue square background.

Energieinnederland.nl



Hoewerktaardwarmte.nl

The logo for Hoewerktaardwarmte.nl, featuring the words 'Hoe werkt aardwarmte.nl' in a stylized font. 'Hoe' is blue, 'werkt' is orange, and 'aardwarmte.nl' is red. A vertical line separates 'werkt' from 'aardwarmte.nl'.

Hoewerktgaswinnen.nl

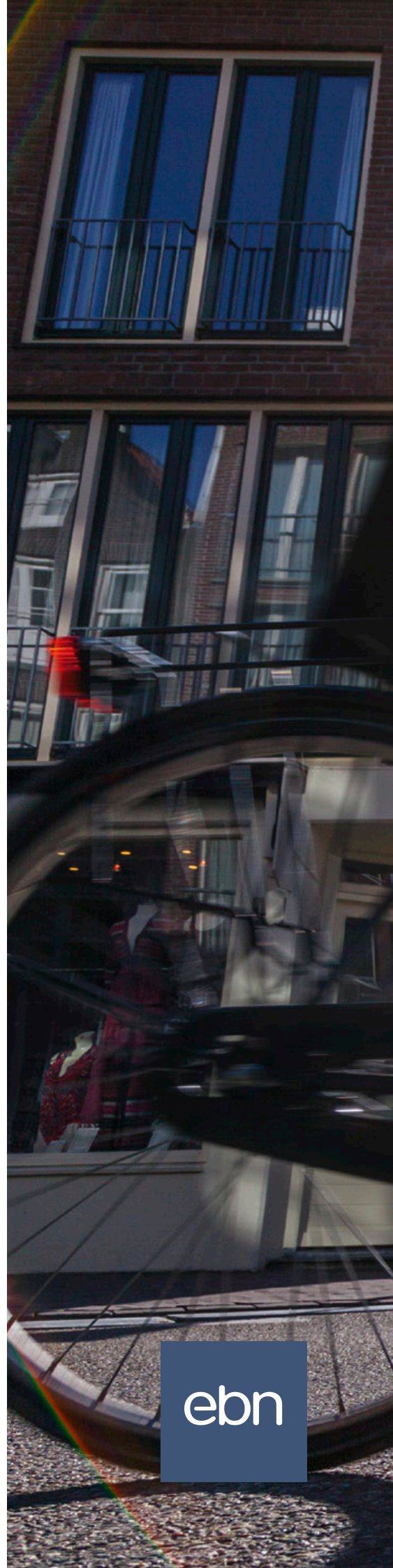
The logo for Gaswinnen.nl, featuring the text 'Gaswinnen.nl' in a blue sans-serif font. Below the text is a horizontal bar with a color gradient from yellow to red to blue to green.

Nexstep.nl

The logo for Nexstep, featuring the word 'nexstep' in a bold, lowercase sans-serif font. The 'x' is yellow and has a dashed line trailing off to the right. To the right of 'nexstep' is the text 'NATIONAL PLATFORM FOR RE-USE & DECOMMISSIONING' in a smaller, uppercase sans-serif font.

EBN B.V.
Daalsesingel 1
3511 SV Utrecht

Telefoon: +31 (0)30 2339000
E-mail: ebn.mail@ebn.nl



ebn