

Staat van de Sector

Een inventarisatie van het investeringsklimaat in de NL E&P sector.

Inhoud

Inleiding	3
Aanleiding	3
Leeswijzer en Doel	3
Staat van de gassector	4
Verbruik en winning	4
Nederlandse reserves	5
Assets	8
Fasering gaswinning en bijbehorende economie	10
Operators	13
‘Mergers & acquisition’	13
‘Supply chain’	14
Ruimtegebruik	15
Vergunningen	15
Beleid, wet- en regelgeving	16
Maatschappelijk draagvlak	16
Kosten	17
Kapitaal	17
Capaciteit	18
Versnelling	18
Afbouwpad	19
Tot slot	20
Bijlage A: Risk-reward matrix	21
Bijlage B: Referenties	23

Inleiding

Aanleiding

Vanwege de Oekraïne-crisis en in het kader van de leveringszekerheid heeft het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (nu Ministerie van Klimaat en Groene Groei) zich in juli 2022 als doel gesteld om de resterende volumes aardgas die zich bevinden onder de Nederlandse Noordzee versneld te produceren. Dit is alleen mogelijk indien tijdig voldoende (opsporings)activiteiten worden ontplooid. Immers, het overgrote deel van de resterende gasvoorkomens kan alleen in productie worden genomen met gebruik van de bestaande infrastructuur. En deze infrastructuur zal zonder aanvullende volumes in snel tempo worden afgebroken of hergebruikt.

Leeswijzer en Doel

In het kader van het Versnellingsplan zijn in het voorjaar van 2023 interviews uitgevoerd door EBN. De kennis is destijds gedeeld met en gereviewed door de sector en het Ministerie. De rapportage is in 2024 aangevuld met actuele informatie. Onderhavige rapportage beschrijft de staat van de sector en wordt nu uitgebracht als achtergrond voor de voorgenomen aanpak van de “Regio programmering Noordzee”.

Het rapport beschrijft de status van de resterende potentie, het achterblijvende activiteitsniveau en bijbehorende struikelblokken. Doel is om inspiratie te geven voor oplossingsrichtingen voor een nieuwe gezamenlijke aanpak tussen sector, EBN en overheid om de resterende en significante potentie die er nog is te materialiseren.

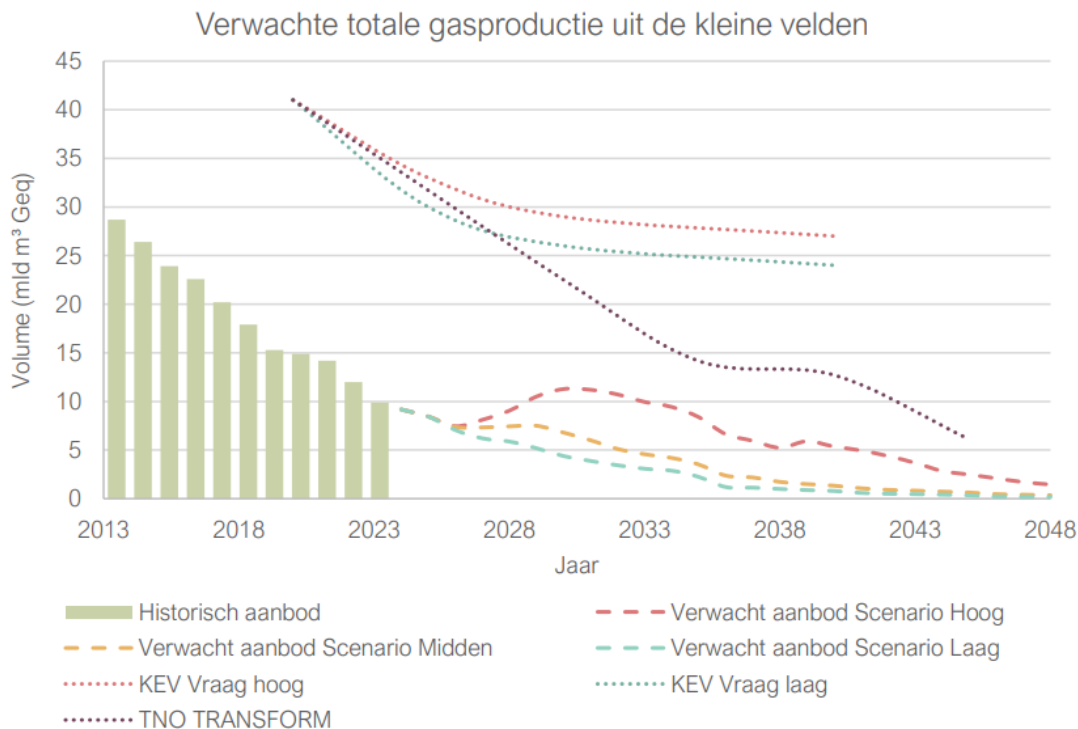
Staat van de gasector

Verbruik en winning

Het gebruik van aardgas in Nederland loopt structureel terug mede als gevolg van overstap naar duurzame energie en efficiëntieverhogingen. De productie van aardgas in Nederland is met het verminderen van de productie uit en tenslotte sluiten van het Groningenveld minder geworden dan het gebruik. De Nederlandse gasproductie, waarvan het grootste deel offshore wordt gerealiseerd, voorziet anno 2023 nog in minder dan 30% van de nationale vraag naar gas; het overige deel wordt geïmporteerd.

Uit de onderstaande figuur blijkt dat, zelfs in het scenario waarin het binnenlandse gasverbruik zoveel mogelijk afneemt én de Nederlandse gasproductie zo hoog mogelijk is, import noodzakelijk blijft.

Eigen productie beperkt de afhankelijkheid van import van aardgas en draagt derhalve bij aan de leveringszekerheid. Tevens heeft eigen productie een positieve impact op de betaalbaarheid van energie én levert het een reductie op van de wereldwijde emissies (zie Aardgaswinning in Nederland: Impact op betaalbaarheid, leveringszekerheid en klimaat; HCSS: J. van den Beukel en L. van Geuns; juli 2023).



Figuur 1.7 De Nederlandse gasvraag- en gasproductieprognoses voor de komende 25 jaar. De gasvraagontwikkeling is conform de geformuleerde beleidskeuzes opgesteld (KEV 2022). De KEV Vraag hoog betreft de bovenkant van de bandbreedte van de raming op basis van alleen het vastgesteld en voorgenomen beleid, de KEV Vraag laag de onderkant van de bandbreedte van dezelfde raming. Het TNO TRANSFORM scenario is ter aanvulling opgenomen omdat dit voldoet aan de netto nul uitstoot in 2050 doelstelling. De gasvraag in dit scenario daalt het snelst, ook in vergelijking met scenario's die dezelfde doelstelling behalen.

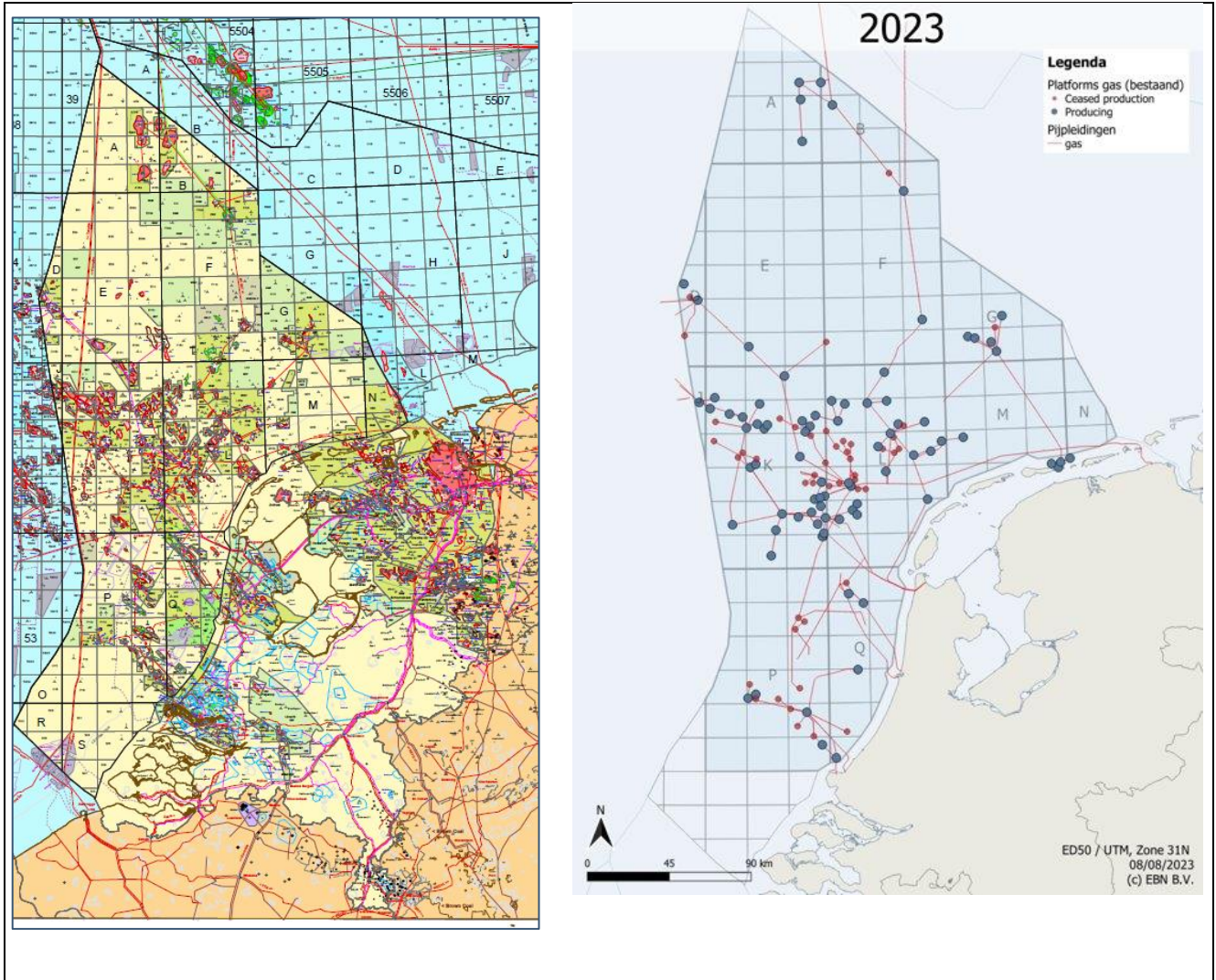
Figuur 1 Ontwikkeling gaswinning en -verbruik in Nederland¹

¹ Jaarverslag 2023 – Delfstoffen en Aardwarmte - TNO

Nederlandse reserves

In Nederland zijn circa 590 velden ontdekt; hiervan zijn ca 250 velden in productie (geweest).

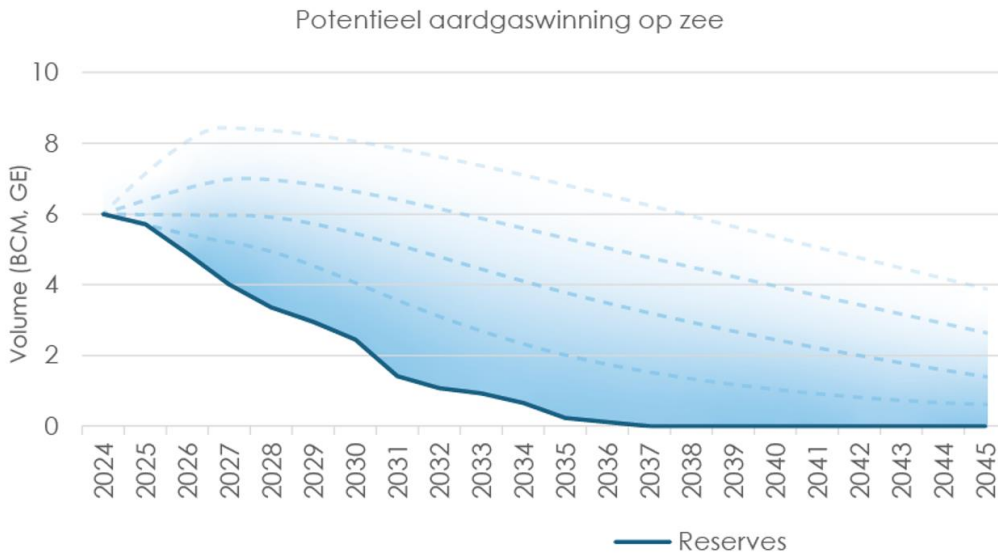
Het meeste gas uit de Nederlandse ondergrond is inmiddels gewonnen, met andere woorden de Nederlandse ondergrond is in sterke mate gematureerd. Dit wordt aangeduid met de term ‘mature basin’.



Figuur 2 Nederlandse gasvelden, platforms en pijpleidingen – situatie in 2023

Het overgrote deel van de productie uit producerende velden kent op dit moment een natuurlijke terugloop. Zo’n 90% van de kleine velden is uitgeproduceerd of bevindt zich in de laatste fase van productie. De verwachting is dat met het huidige (en historisch lage) activiteitsniveau nog slechts 35 miljard m³ gewonnen zal worden op de Noordzee. Dit volume correspondeert met de nu producerende velden en de aangetoonde velden waarvoor al een investeringsbeslissing is genomen of op korte termijn wordt verwacht.

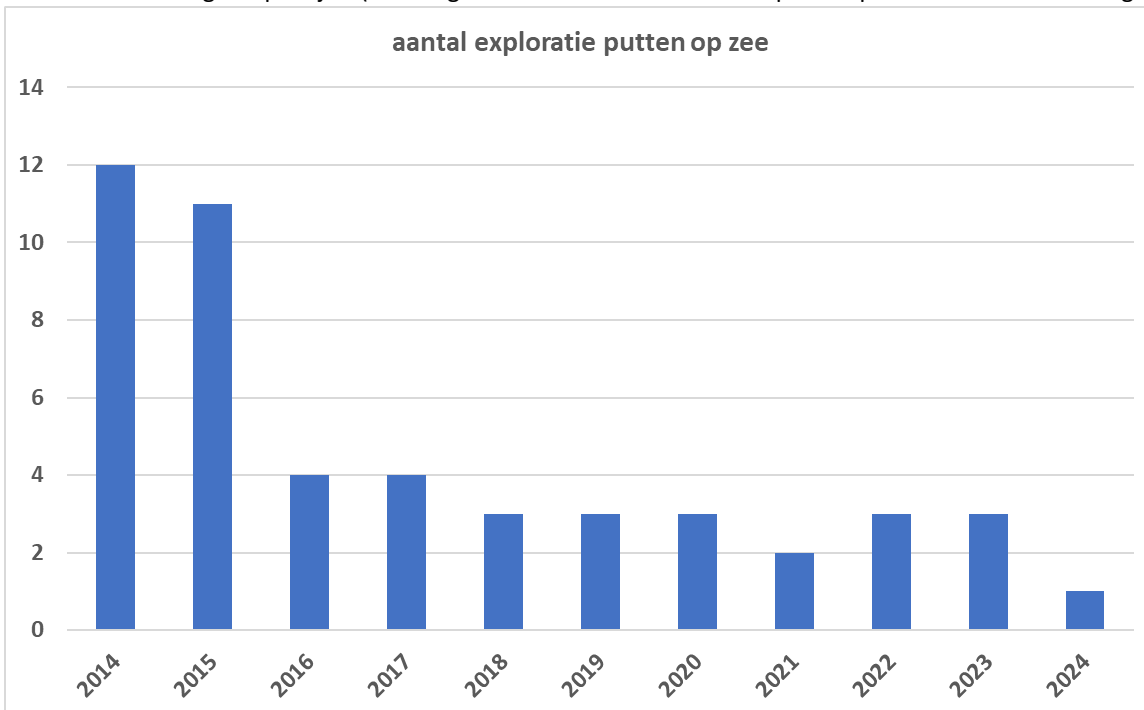
Het potentieel is echter veel groter en wordt geschat op circa 150 miljard m³.



Figuur 3 Volumepotentieel aardgaswinning op zee

Toelichting: Het lichtblauwe kader is het volumepotentieel. De mate van activiteit zal bepalen welk deel uiteindelijk wordt ontgonnen.

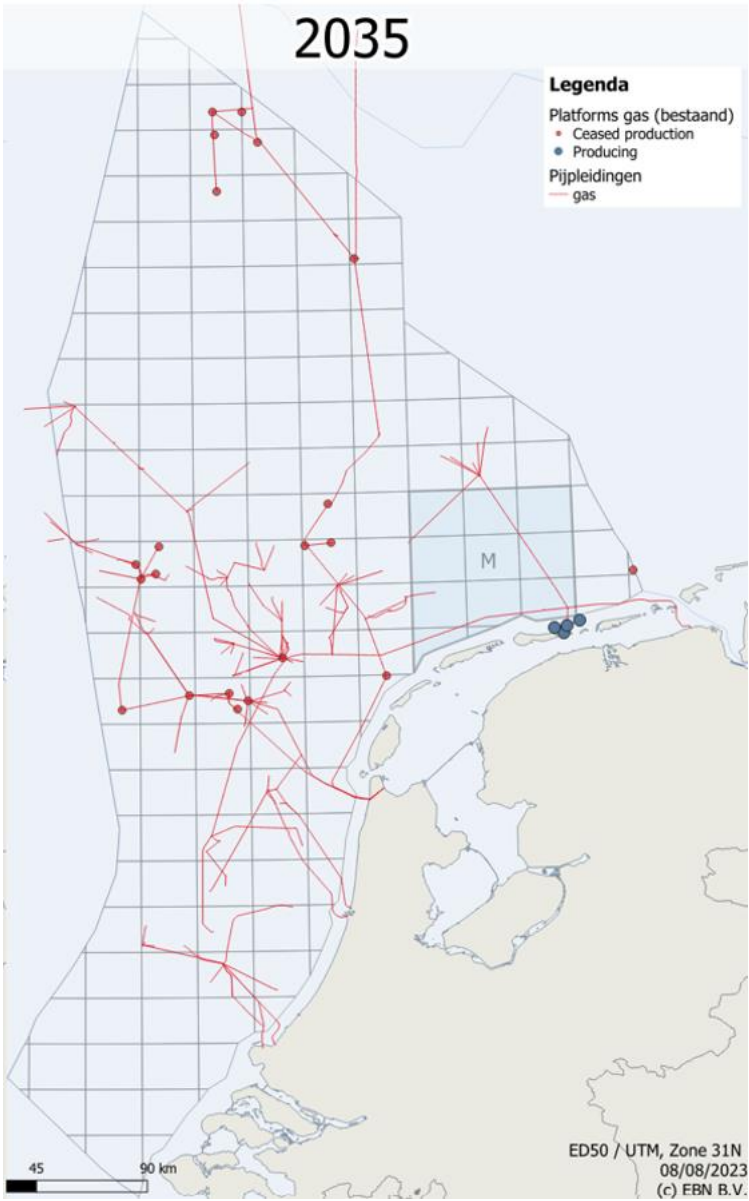
Om deze potentie te kunnen ontginnen zal het activiteitsniveau op korte termijn echter significant verhoogd moeten worden. Om de gewenste maturatie te realiseren zal onder andere het aantal geboorde exploratieputten fors moeten toenemen richting 8 per jaar (zie figuur 4 voor het aantal exploratieputten offshore de afgelopen 10 jaar).



Figuur 4 Het activiteitsniveau bevindt zich op een historisch dieptepunt.

De 'sense of urgency' wordt veroorzaakt door het verdwijnen van de gasinfrastructuur. Het gebruik kunnen maken van deze infrastructuur is noodzakelijk voor het ontsluiten van dit potentieel, maar zonder aanvullende volumes worden de operationele kosten van deze infrastructuur te hoog om deze in stand te kunnen houden. Het is cruciaal dat de kosten van

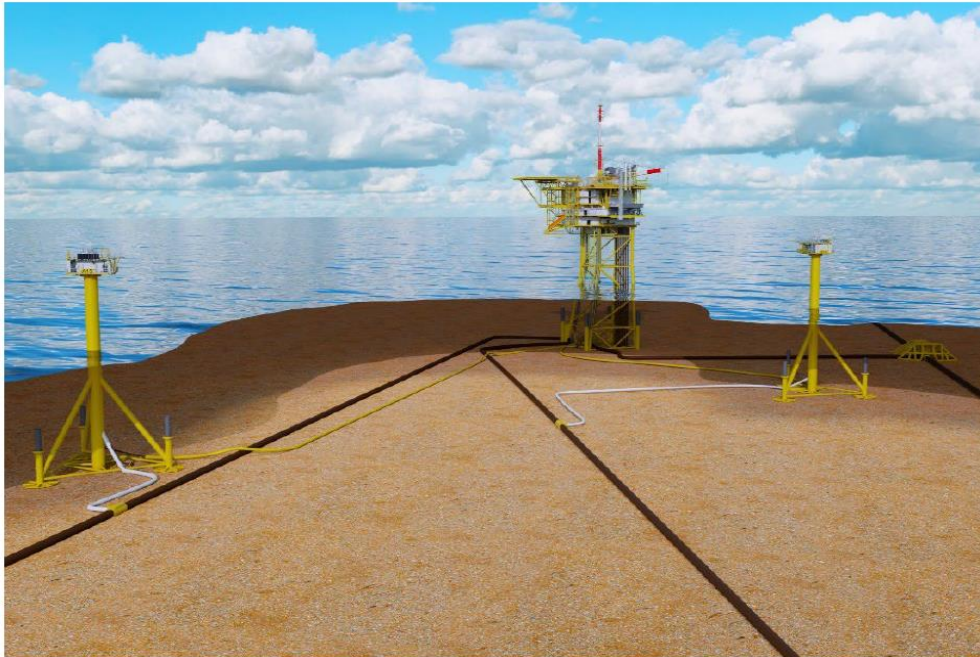
de infrastructuur waar mogelijk worden gerationaliseerd en dat het activiteitsniveau zo snel mogelijk wordt verhoogd inclusief het realiseren van het ambitieniveau van 8 exploratieputten per jaar.



Figuur 5 Zonder aanvullende volumes is de infrastructuur op zee binnen afzienbare tijd gedecimeerd.

Assets

De assets ten behoeve van gaswinning op de Noordzee bestaan uit putten, platforms, onderzeese installaties en transportleidingen. Het gas gewonnen uit een veld met een beperkt volume wordt vaak via een klein platform (satelliet) of onderzeese installatie getransporteerd naar een groter nabijgelegen platform waar het wordt behandeld (droging en compressie). De platforms horend bij een veld met een groter volume kennen vaak hun eigen installaties voor droging en compressie. Vervolgens wordt het gas via offshore leidingen getransporteerd naar het hoofdgasnet op land.



Figuur 6 Platforms (satelliet en processing), putten en transportleidingen

Naar verwachting bereikt een groot aantal van de momenteel producerende platforms het einde van hun economische levensduur de komende jaren. Waar mogelijk worden assets ingezet voor nieuwe toepassingen, zoals transport en opslag van CO₂ in lege velden of waterstofopslag/-transport. Dit zal slechts voor een klein deel van de infrastructuur het geval zijn. De overige infrastructuur zal grotendeels worden ontmanteld en verwijderd, conform de geldende wet- en regelgeving.

De huidige verwachting is, dat de komende 10 jaar ca 80 platforms zullen worden opgeruimd op de Nederlandse Noordzee en slechts enkele nieuwe platforms zullen worden gebouwd. Bij toename van de activiteiten zullen er nog slechts (een) tiental(len) nieuwe platforms worden gebouwd.

Figure 2.0.1. Number of installed and removed offshore installations

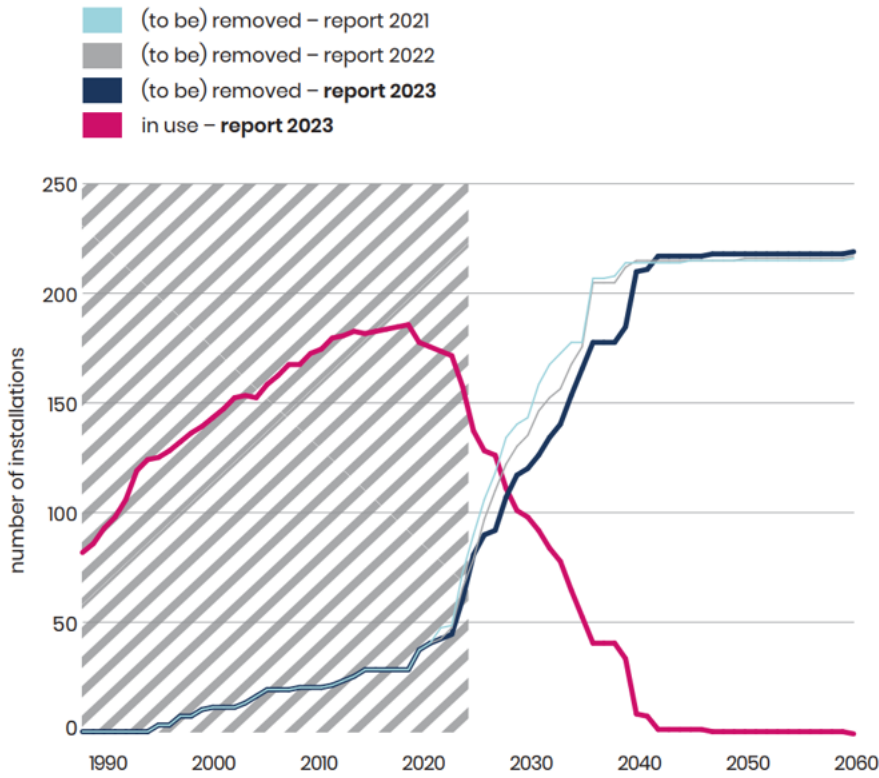
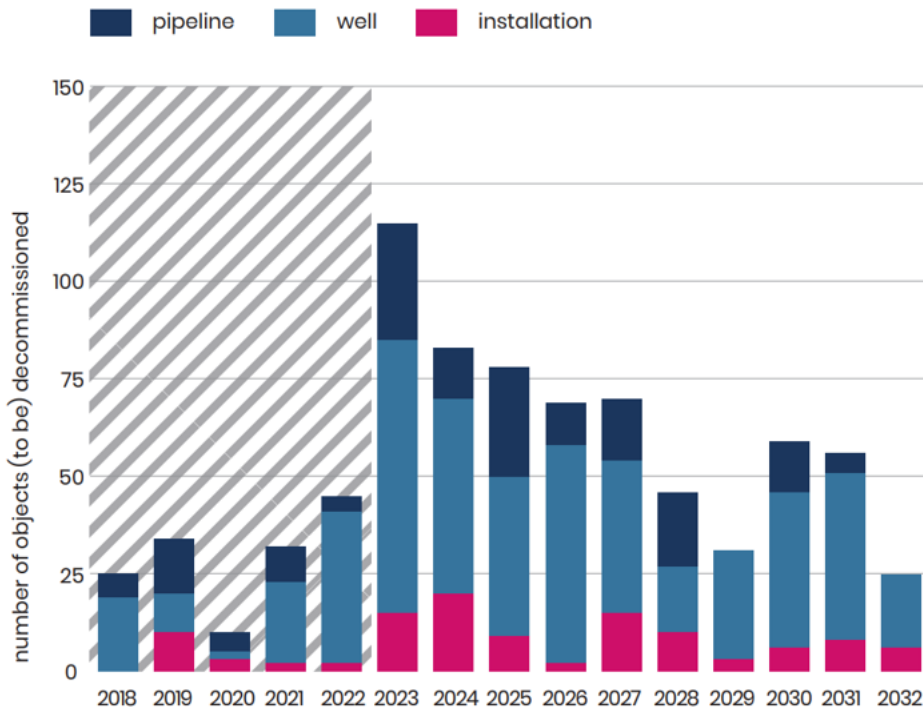


Figure 2.1.1. Realised and forecasted decommissioning - offshore infrastructure



Figuur 7 Verwijderde en nog aanwezige installaties op zee [Reuse and decommissioning handout Nextstep 2023]

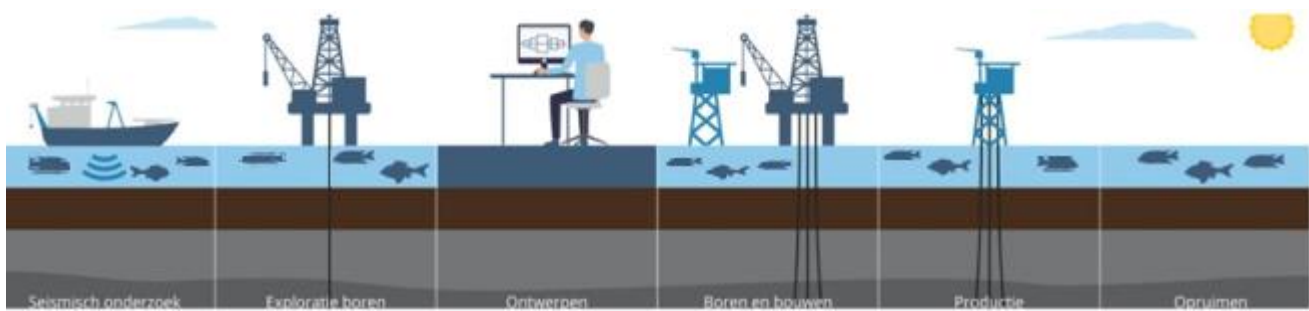
Met de verwijdering van de aanwezige infrastructuur verdwijnt ook de mogelijkheid deze infrastructuur te gebruiken voor nieuwe gasprojecten, die om de kosten te beperken sterk gebaat zijn bij nabijgelegen exportroutes in de vorm van productieplatforms, pijpleidingen en gasbehandelingsinstallaties waar zij op in kunnen takken.

De mogelijkheden voor hergebruik voor waterstoftransport en -opslag zijn mede afhankelijk van de planning voor de uitrol van het offshore waterstofsysteem en in hoeverre deze aansluit bij de afschakeling van die infrastructuur voor de huidige olie- en gas operaties; bij geen gebruik van assets lopen de operationele kosten om dergelijke installaties in de toekomst nog beschikbaar te houden immers door.

Fasering gaswinning en bijbehorende economie

De levensfase van een gemiddeld Exploratie en Productie (E&P) project duurt vanaf de opsporingsfase tot en met de opruimfase gemiddeld 30 jaar. Het ontwikkelen van offshore gasvelden kost veel tijd en vergt een lange termijn investeringsbereidheid.

De verschillende fases van een E&P project incl. de technische aspecten zijn hieronder schematisch weergegeven.



Figuur 8 Levensfasen gaswinning

De exploratie- en productieprojecten kennen zowel technische als niet-technische onzekerheden. Technische onzekerheden hebben vooral betrekking op de ondergrond. Olie- en gasvolumes zitten in poreuze gesteentelagen in de ondergrond. Voordat deze gewonnen kunnen worden, moet bekend zijn waar deze precies zitten, wat de samenstelling is van de ondergrond en de aanwezige koolwaterstoffen en hoe groot de volumes zijn. In een vroeg stadium moeten al substantiële investeringen worden gedaan om de ondergrond in kaart te brengen middels seismisch onderzoek en exploratieboring(en). Als gas of olie wordt gevonden, is er vaak nog een appraisalboring nodig om verdere onzekerheden weg te nemen. Indien de gaswinning commercieel interessant is, start de engineering, gevolgd door bouw en installatie van de benodigde productiefaciliteiten (zoals een productieplatform). De doorlooptijd van seismisch onderzoek tot productie is veelal 5 jaar of langer, mede afhankelijk van de doorlooptijd van het vergunningenproces.

Pas op het moment dat het veld in productie is genomen en de investeringen zijn terugbetaald, wordt een project rendabel. Ook tijdens de productiefase worden er operationele kosten gemaakt (OPEX) en zijn investeringen nodig voor het onderhoud van faciliteiten of putten en het boren van nieuwe putten om de productie te versnellen of ter vervanging van een niet goed functionerende put. Door middel van optimalisatie wordt getracht de productie op peil te houden om zo lang mogelijk economisch rendabel gas te kunnen winnen.

Zodra de productie verlieslijdend wordt, is Cease of Production (CoP) bereikt en wordt de productie beëindigd; dit besluit kan gelden voor een individuele put of een asset als geheel. Beëindiging van productie kan gevolgen hebben voor gekoppelde assets, wanneer het productieplatforms met een hubfunctie betreft of transportleidingen. De operationele kosten moeten dan herverdeeld worden over de resterende gebruikers, die daardoor mogelijk ook niet meer winstgevend kunnen opereren.

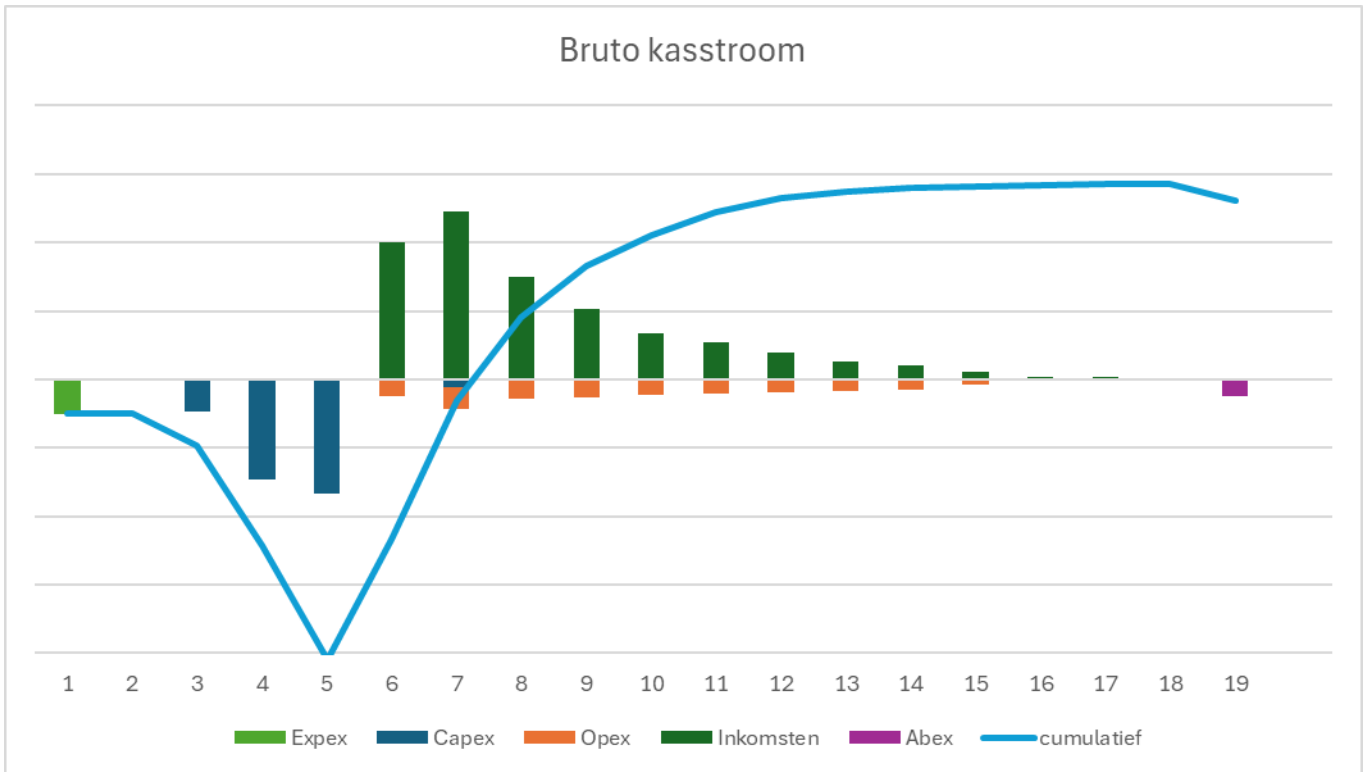


Figuur 9 Werkzaamheden per projectfase

Na stopzetting van de winning moeten de putten worden afgesloten en vervolgens samen met de faciliteiten en infrastructuur worden opgeruimd. De kosten voor opruimen zijn aanzienlijk. Hiervoor wordt gedurende de productie een voorziening opgebouwd.

Operators hebben veelal geen stimulans om deze opruimverplichting uit te stellen. De bijhorende kosten nemen doorgaans toe bij uitstel, zowel vanwege de doorlopende operationele kosten, de kosten voor de aan te houden reserves/garanties ten behoeve van de opruimverplichting en de stijgende prijzen omwille van de kosten voor aanvullende maatregelen om een platform in een later stadium veilig te kunnen verwijderen. De materialen, die bij het opruimen vrijkomen, worden voor ca. 98% hergebruikt en zijn daarmee vanuit circulair oogpunt interessant.

Investerings in een prospect met aansluitend een veldontwikkeling verdienen zich pas na meerdere jaren terug (zie figuur 10).



Figuur 10 Impressie van verloop van kosten, opbrengsten en cumulatieve kasstroom gedurende de verschillende fasen van de ontwikkeling van een gemiddeld prospect. Het betreft verdisconteerde bedragen - voor verdeling tussen investeerder en Staat

Projecten van een beperktere omvang, zoals maturatie en infillputten kennen een kleinere investering en een kortere terugverdientijd.

Zie ook de fiscale benchmark die is uitgevoerd door Deloitte in het kader van het Versnellingsplan.²

² Zie bijlagen “Internationale Fiscale Benchmark – Investerings in exploratie en winning van aardgas op zee” en “Toelichting Internationale Fiscale Benchmark” van de Kamerbrief over de stand van zaken versnelling gaswinning Noordzee van 27 september 2023

Operators

In Nederland wordt op dit moment gas gewonnen door 12 operators. Deze verschillen in ambitie, visie & strategie, grootte (productievolume, assets, resources), organisatie-/aandeelhoudersstructuur, risicoprofiel, businessmodel etc. Als gevolg daarvan kennen ze ook een uiteenlopende bereidheid om al dan niet in nieuwe gasprojecten te investeren.

In nagenoeg alle assets nemen naast de operator meerdere non-operating partners deel in Joint Ventures, waaronder Energie Beheer Nederland (EBN) namens de Nederlandse staat, veelal voor een belang van 40%. Joint Ventures worden meestal aangegaan tussen bedrijven met min of meer gelijke strategie en risicoprofiel. Door samenwerking in joint ventures worden de (financiële) risico's en de benodigde investeringen gespreid.



Figuur 11 Huidige operators in Nederland

Binnen een Joint Venture is de operator verantwoordelijk voor uitvoering van het technische en operationele werk, het tijdig informeren van de partners en het voortbrengen van het project. Besluitvorming vindt gezamenlijk door alle partijen plaats. Omdat de economische marges van de resterende Nederlandse olie- en gasprojecten afnemen en kleiner zijn dan die van projecten elders in de wereld, (beleids)onzekerheden toenemen en het beschikbare kapitaal afneemt, is het steeds lastiger om overeenstemming te bereiken tussen de partners over het aangaan van nieuwe projecten.

De resterende prospects in de Noordzee zijn veelal beperkt qua volume en hebben relatief hoge ontwikkelkosten per kubieke meter gas. Om die reden ranken deze laag ten opzichte van prospects in andere delen van de wereld. De grotere operators, vaak multinationals, zijn slechts beperkt bereid om in deze projecten te investeren. Zij winnen alleen nog het laatste gas uit hun bestaande velden en bereiden de opruiming van hun assets voor óf proberen deze te verkopen. Dit gedrag wordt ook wel 'creaming mode' genoemd. Anderzijds hebben kleinere operators in de afgelopen 10 jaar meerdere assets van deze reeds vertrekkende operators overgenomen en zijn actiever geworden in de Noordzee door efficiënter olie- en gasprojecten op te werken. Ook zijn er operators die actief inzetten op hergebruik van hun assets voor CO₂ opslag en/of waterstofproductie, -transport en/of opslag.

'Mergers & acquisition'

Een groot deel van de Nederlandse E&P industrie staat in de (stille) verkoop. De afgelopen jaren is er een duidelijke trend te zien waarin operators hun activiteiten in de Nederlandse Noordzee volledig willen afstoten of hun aandeel/exposure verlagen door middel van afwaarderen of afsplitsen ('farm out'). Algemene beweegredenen zijn vaak het mitigeren van financiële risico's en het inzetten van kapitaal in buitenlandse business units.

De laatste jaren er is weinig animo voor overname van Nederlandse E&P bedrijven of hun assets. Dit geldt zowel voor de bestaande spelers als nieuwe partijen. Een belangrijke oorzaak voor dit beperkte animo zijn de grote onzekerheden ten aanzien van wet- en regelgeving en vergunningen. Hierdoor is het onzeker of de investering ooit zal worden terugverdiend. Daarnaast gaat een overname gepaard met de overdracht van grote financiële verplichtingen, die betrekking hebben op het opruimen van de assets. Ook is de administratieve afhandeling van overnames en fusies tijdrovend. Hierdoor staat het gerelateerde kapitaal voor langere tijd vast en kan in de tussentijd niet elders worden geïnvesteerd. Daarnaast zijn onderhandelingsresultaten afhankelijk van de gasprijs, die in de tussentijd aan verandering onderhevig kan zijn.

‘Supply chain’

De operators kopen bijna al de benodigde diensten in bij de olie- en gasservice-industrie, de zogeheten ‘supply chain’. Deze toeleveringssector is zeer divers en bestaat uit o.a. boorplatformbedrijven, boor- en loggingservice providers, seismische serviceproviders, ingenieursbureaus, constructiewerven, pijpen- en kabelleggers en, transport- en inspectieschepen.

De toeleveringssector heeft een aantal zware jaren achter de rug, door de afname van de markt voor offshore olie- en gasproductie en COVID. Deze afname werd slechts beperkt opgevangen door een toename van de activiteiten ten behoeve van windenergie op zee. Een deel van de bedrijven is gedurende deze crisis doorgedaan met investeren; ook hebben veel bedrijven zich verder ontwikkeld op het gebied van duurzame energie. Zij kunnen op dit moment zowel inspelen op vraag vanuit de fossiele industrie als de windindustrie.

Sinds de oorlog in Oekraïne is de vraag naar offshore producten en diensten weer sterk toegenomen. Deze toename wordt veroorzaakt door de versnelling in de energietransitie (meer windenergie op zee) en meer aandacht voor de gasleveringszekerheid en daarmee de gasproductie op de Noordzee. Ook wereldwijd is er een toename van de vraag naar offshore diensten. Veel bedrijven uit de toeleveringssector hebben hun activiteiten dan ook (deels) verlegd naar het buitenland.

De sector ervaart onzekerheid ten aanzien van het vergunningenproces en daarom kan veel werk pas in een laat stadium aanbesteed worden. Contractwijzigingen als gevolg van vertragingen zijn vaak kostbaar, met name voor in te zetten groot materieel. Opdrachten uit het buitenland of de windsector kunnen vaak eerder gecontracteerd worden, zijn groter van omvang en/of kennen een langere doorlooptijd. Dit maakt dat projecten vertragen en/of duurder worden.

De toeleveringssector werkt nog wel graag voor de fossiele sector, aangezien de marges daar veelal groter zijn dan bij opdrachten voor de ontwikkeling van windenergie projecten.

Het is voor de toeleveringsbedrijven lastig om aan voldoende personeel en materialen te komen. Met name de prestaties van een specifiek deel van de toeleveringssector, de boorbedrijven en aanverwante toeleveringsdiensten staan onder druk als gevolg van de uitstroom van personeel tijdens de tijden van de lage gasprijzen en achtergebleven investeringen enkele jaren geleden.

Ruimtegebruik

Op het Nederlandse deel van de Noordzee moeten parallelle transitieën gaan plaatsvinden op het gebied van energie, natuur en voedsel. In het Noordzeeakkoord³ zijn afspraken gemaakt over de invulling van deze transitieën en de samenhang daartussen. Over de invulling en afstemming van deze activiteiten op de Noordzee wordt door de verschillende stakeholders periodiek overlegd in het Noordzeeoverleg.

Voor gaswinning is met name het medegebruik en multifunctioneel gebruik van de ruimte op het Nederlandse deel van de Noordzee een belangrijk onderwerp uit het Noordzeeakkoord. De locatie van gaswinning wordt bepaald door de karakteristieken van de diepe ondergrond. Het is maar beperkt mogelijk (en kostenverhogend) om vanaf een locatie op afstand naar velden te boren. Omdat vaarbewegingen binnen 500m van een platform niet zijn toegestaan en het helikoptertransport van en naar platforms een vrije aanvliegroete met een straal van 5 zeemijlen vereist vanwege veiligheid, is de combinatie van mijnbouwactiviteiten met de toekomstige windparken uitdagend en zal mogelijk aanpassingen in de operatie vragen van zowel de windparken als olie- en gasinfrastructuur. De huidige programmering van de nieuwe windparken geeft daarom een extra onzekerheid ten aanzien van de ontwikkelmogelijkheid van toekomstige gaswinlocaties en van de mogelijkheid om voldoende jaren te kunnen produceren om de investering terug te kunnen verdienen. Daarnaast brengt ook het aanwijzen van een windzoekgebied al risico's en onzekerheden met zich mee voor een operator. Deze zal niet snel een exploratieboring zetten in zo'n gebied als niet zeker is dat het tot productie kan worden gebracht.

Vergunningen

Voordat een operator mag zoeken of boren naar aardgas moeten verschillende vergunningen zijn verleend. Voor het doen van onderzoek naar de aanwezigheid van aardgas is een opsporingsvergunning nodig, voor het winnen van aardgas een winningsvergunning, voor het oprichten en instandhouden van een mijnbouwinstallatie een vergunning op het gebied van milieu en voor het uitvoeren van bepaalde activiteiten een omgevingsvergunning.

De duur van het vergunningentraject in Nederland wordt door de sector als een belangrijk knelpunt ervaren voor het realiseren van gaswinningsprojecten. De redenen hiervoor hebben verschillende oorzaken, die per operator en per type vergunning verschillen. Een van de oorzaken is dat de kwaliteit van de vergunningsaanvraag soms onvoldoende is, wat leidt tot aanvullende verklaringen en aanpassingen en daarmee verlenging van de doorlooptijd. Daarnaast is de onzekerheid omtrent de uitkomst van een vergunningsaanvraag (het al dan niet verlenen ervan en onder welke voorwaarden) reden voor veel operators om geen definitieve investeringsbeslissingen te nemen zolang de vergunning niet binnen is. Dit kan leiden tot vertragingen van 3 maanden voor projecten met een eenvoudige scope tot meer dan 2 jaar voor projecten met een meer complexe scope, waarvoor bijvoorbeeld een uitgebreide milieueffectrapportage vereist is. Gevolg is dat waarvoorheen de levertijden van benodigde materialen bepalend waren voor de aanvang van een project dit nu vaak het vergunningentraject is.

Opmerkelijk is dat de gehanteerde vergunningsprocedure niet veel verschilt van die in Noorwegen, die door operators als minder onzeker wordt ervaren. Operators ervaren de eisen in andere landen als helderder en men slaagt er beter in om de aanvragen binnen de wettelijke beoordelingsperiodes te behandelen. Omdat er minder onzekerheid heerst, is men in deze landen eerder geneigd een investeringsbeslissing te nemen, ook voordat de vergunning formeel binnen is.

Vanwege de onzekerheid en lange doorlooptijden van vergunningentrajecten kiezen operators vaker, waar mogelijk, voor het exploreren of verder ontwikkelen (matureren) van gasvelden vanaf bestaande infrastructuur. Meestal kunnen deze werkzaamheden onder de bestaande winnings- en milieuvergunningen worden uitgevoerd. De (technische) complexiteit, risico's en kosten van deze veelal langere boringen zijn echter veel groter.

³ <https://www.noordzeeoverleg.nl/noordzeeakkoord/default.aspx>

De afgelopen jaren zijn er nauwelijks opsporingsvergunningen afgegeven voor voorheen onvergund gebied, ook wel genoemd 'fallow acreage'. De Mijnbouwwet voorziet het Ministerie van KGG van de mogelijkheid om opsporings-/exploratievergunningen niet te verlengen bij onvoldoende activiteit. Het doel van deze maatregel is om andere operators de kans te bieden de bewuste licentie over te nemen en meer activiteit te bewerkstelligen. Onduidelijk is of operators hier op in zullen spelen gezien de lage investeringsbereidheid op dit moment.

Binnen omgevings- en mijnbouwmilieuvergunningen bestaat daarnaast de mogelijkheid om aanvullende eisen te stellen aan de omgang met bijvoorbeeld vrijgekomen materialen en verwijderen van assets. Dit vergroot tevens de onzekerheid ten aanzien van de kosten in de besluitvorming. Voorbeelden hiervan zijn het moeten verwijderen van offshore pijpleidingen en moeten afvoeren van boorgruis en boorspoeling.

Beleid, wet- en regelgeving

Het beleid en de wet- & regelgeving omtrent de milieu- en veiligheidsaspecten van de energietransitie en de daaraan gerelateerde eisen en tijdslijnen zijn met onzekerheid omgeven. Nederland ondervindt, als enige groot gasproducerend land in de Europese Unie, de gevolgen van Europees opgelegde regelgeving die specifiek met de E&P sector te maken heeft, zoals de onlangs ingevoerde methaanverordening. Bovendien heerst er een sentiment van onvoorspelbaarheid; het is niet duidelijk of en zo ja wanneer er mogelijk nieuwe, (strengere) wetgeving wordt bekend gemaakt. Daarbij concurreren met name het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen om de investeringen met Nederland. Het investerings- en vestigingsklimaat in Noorwegen wordt over het algemeen als het meest gunstige rondom de Noordzee gezien, zowel vanwege de stabiliteit als de politieke steun.

Zo is er nieuwe wetgeving die gasproducerende bedrijven er toe zal verplichten CO₂ op te slaan (Net Zero Industry Act). Sommige producenten hebben CO₂-opslag als pijler in hun toekomstige portfolio opgenomen en zullen de impact hiervan mogelijk kunnen ondervangen; voor de overige operators is dit alleen een extra (financiële) verplichting. Voor beiden geldt, dat de stimulans en mogelijkheid om in nieuwe gasprojecten te investeren kleiner wordt als deze wet ongewijzigd wordt doorgevoerd.

Daarnaast zijn afgelopen jaren meerdere aanpassingen doorgevoerd in de milieueisen, waaronder de eisen aan stikstofemissies voor activiteiten in de nabijheid van land. Dit zorgt voor aanvullende kosten en/of doorlooptijd van projecten.

Positief is dat er wijzigingen zijn en worden doorgevoerd in de wet en regelgeving die het mogelijk maakt om emissies offshore te reduceren door middel van het elektrificeren van platforms door aansluiting op een nabijgelegen (toekomstig) offshore windpark of transformatorstation.

Maatschappelijk draagvlak

In zowel de media als de politiek worden regelmatig vragen gesteld over de winning van fossiele brandstoffen. Dit wordt in Nederland versterkt door de problematiek rondom de gaswinning in Groningen. Dit maakt de rol van lokale gaswinning als integraal onderdeel van de energietransitie een impopulair thema, dat maar beperkt onderwerp is van het publieke en politieke debat.

Ook wordt de discussie over de winning van fossiele brandstoffen steeds vaker in de rechtszaal gevoerd. Er wordt bezwaar gemaakt tegen vergunningen en besluiten door milieuorganisaties, actiegroepen of lokale overheden, waarbij de impact van projecten op het milieu in Nederland meestal centraal staat. Het effect van de import van vervangende LNG (als alternatief voor Nederlandse gasproductie) op de wereldwijde emissies wordt hierbij echter niet in ogenschouw genomen.

De in deze context relevante wetgeving in NL is vaak van de vorm “..... is niet toegestaan, tenzij...” (in plaats van “... is toegestaan, mits...”). Hierop gebaseerde besluitvorming of vergunningverlening wordt vaak aangevochten door te argumenteren dat niet of niet volledig aan deze voorwaarde wordt voldaan.

Kosten

Door de sterke opkomst van de windindustrie heeft binnen de toeleveringssector een shift plaatsgehad van de E&P sector naar de bouw van windmolenparken op zee. De E&P sector heeft bijvoorbeeld schepen nodig voor het plaatsen en verwijderen van infrastructuur maar kan qua scope niet tippen aan de hoeveelheid werk die er voor diezelfde schepen in de windindustrie ligt. Hierdoor kan niet altijd worden gewerkt conform planning, waardoor de kosten stijgen.

Bij het realiseren van projecten, uiteenlopend van korte putinterventies tot onderhoudswerkzaamheden tot grote boor- of opruimcampagnes, is een toenemende trend zichtbaar met betrekking tot Non Productive Time (NPT), zowel in frequentie als in de hoogte ervan. Een van de oorzaken is dat specialistische werkzaamheden minder vaak plaatsvinden en dus meer voorbereiding vragen om de bijbehorende risico's te beheersen met als consequentie dat de kosten stijgen.

Ook is er sprake van significante inflatie in de supply chain. Als gevolg van macro-economische en geopolitieke ontwikkelingen, in combinatie met langere toeleveringsketens door de decentralisatie van de service-industrie, staat de beschikbaarheid van materialen en personeel onder druk. Met een prijsopdrijvend effect als resultaat. Zowel kosten voor de uitvoering van een project, als kosten voor het opereren van een asset, als kosten voor het ontmantelen en verwijderen ervan stijgen hierdoor sterker dan enkel op basis van globale inflatie mag worden verwacht. Dit, in combinatie met de kleinere gasvolumes, zet de economie van projecten onder druk, die nu vaak nog enkel rendabel zijn doordat de gasprijzen boven het langjarig gemiddelde liggen.

Kapitaal

De gasprijs is jarenlang zo laag geweest dat veel projecten onrendabel waren en dus geen doorgang vonden. Pas sinds 2021 laten de gasprijzen weer een stijgende lijn zien met extreme records in 2022 vanwege de oorlog in Oekraïne en afbouw van de import van gas uit Rusland. De lage gasprijzen van 2018-2021 in combinatie met de door de operators ervaren onzekerheden in het investeringsklimaat in Nederland hebben ertoe geleid dat de investeringen in nieuwe projecten flink verminderd waren. Daarnaast zorgde in dezelfde periode de COVID pandemie voor een schaarste aan materialen en daarmee stijging van de kosten. De extra waarde die werd gecreëerd door de hogere prijzen werd voor een belangrijk deel afgeroomd middels de introductie van de solidariteitsbijdrage en de cijnsheffing. Daarnaast introduceerde met name de door de Europese Commissie geïnitieerde solidariteitsbijdrage een deuk in het vertrouwen bij de sector omdat hiermee met terugwerkende kracht winsten werden gevorderd.

De afgelopen jaren hebben E&P bedrijven steeds meer moeite om projecten te financieren; exploratieactiviteiten moeten veelal worden gefinancierd uit eigen vermogen omdat banken veelal alleen investeren in de daarop volgende ontwikkelfase van het middels exploratie gevonden voorkomen. De grootste oorzaak hiervan is het feit dat een deel van de banken en investeerders geen bedrijven meer willen financieren die actief zijn in de olie en gas sector. Dit is met name problematisch voor bedrijven die geen of lage bestaande productie hebben en daarmee dus geen tot lage cashflow.

Binnen internationaal opererende bedrijven wordt de inzet van kapitaal in Nederland afgewogen tegen investeringen elders. Vaak zijn de projecten in Nederland economisch minder aantrekkelijk of kennen een te hoog financieel of operationeel risico.

Kapitaal dat tijdelijk niet ingezet kan worden, omdat bijvoorbeeld een vergunning op zich laat wachten, had elders wel rendement kunnen halen. Investeerders nemen de kans op gederfd rendement mee in hun investeringsbeslissing.

Hergebruik van offshore gas producerende assets voor andere doeleinden dan gasproductie is voor een aantal operators een belangrijke pijler onder hun toekomstige businessmodellen. De investeringen in exploratie en maturatie van

gasprojecten zijn daarmee mede afhankelijk van de het tempo waarin de nieuwe activiteiten (met name CO2 opslag) zich ontwikkelen.

Capaciteit

Er is sprake van een structureel tekort aan ervaren, goed opgeleide en competente mensen om de activiteiten in de E&P sector in NL adequaat uit te voeren en te ondersteunen. Dat geldt voor alle betrokken stakeholders. Dus zowel bij de uitvoerende partijen (operators), de toeleveringssector (supply chain), de deelnemende partijen (Joint Venture partners, EBN) als wetgevende & controlerende organen (Rijksoverheid, SodM). Reden is dat er al een aantal jaar een netto uitstroom van deskundigheid plaatsheeft, de zogenoemde “brain drain”. Ervaren mensen hebben de industrie verlaten onder andere doordat ze hun kennis en kunde kunnen inzetten binnen andere sectoren zoals windenergie op zee, CCS of geothermie, ze tijdens de vorige “downturn” in de industrie zijn afgezwaaaid, ze pensioengerechtigd zijn of dat ze andere, tegenwoordig lucratievere, industrieën zoals de IT sector hebben opgezocht. Het tanende imago van de fossiele sector speelt hierin een belangrijke rol. Dat laatste zorgt er ook voor dat de aanwas van mensen onder druk staat. Jonge mensen stappen in de energietransitie maar laten bewust de E&P sector links liggen.

Versnelling

Om de afname van de gasproductie af te remmen, zijn meer mensen en middelen nodig. Om de voor de versnelling benodigde investeringen vanuit de private sector te stimuleren, is het noodzakelijk om te komen tot een stabiel investeringsklimaat waarmee een lange termijnperspectief voor de operators en toeleveringsbedrijven wordt gecreëerd. De hiervoor benodigde activiteiten kunnen worden gerubriceerd onder de volgende aandachtspunten:

- De aanvaardbaarheid van de investeringsrisico's
 - o De sector moet door middel van verdergaande samenwerking verdere optimalisatie realiseren voor zowel de ontwikkeling, productie en ontmantelingsfase van de olie- en gaswinning.
 - o Het voeren van een stabiel (fiscaal) beleid ten aanzien van gaswinning, dat competitief is met andere gasproducerende landen in Europa (met name het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen).
 - o Het aantal wijzigingen in relevante wet- en regelgeving beperken, zowel in Nederland als in Europees verband, en voorzien van een voldoende lange overgangperiode.
 - o De publiek-private samenwerking in de gaswinning door de Nederlandse Staat (via EBN) continueren en waar nodig uitbreiden.
 - o Het verduidelijken van de inrichting van de ruimtelijke ordening van de Noordzee en de mogelijkheden voor gaswinning (en andere mijnbouw activiteiten) als medegebruiker in bijvoorbeeld windgebieden.
 - o Het borgen van voldoende toegang tot financiële diensten, zoals leningen, verzekeringen en garanties, voor de bedrijven in E&P sector.
- De obstakels in de voorspelbaarheid van het vergunningentraject
 - o De sector moet zorgdragen voor de kwaliteit van de vergunningaanvragen
 - o Het stroomlijnen en voorspelbaar maken van het vergunningenproces. Hier hoort ook een verkenning bij naar mogelijke herziening en vereenvoudiging van het vergunningsproces. Ook is een aanpassing van beleid ten aanzien van exploratievergunningen en deelgebieden binnen winningsvergunningen, waarbinnen onvoldoende activiteiten plaatsvinden, nodig, om te stimuleren dat de komende jaren zoveel mogelijk exploratieactiviteiten plaatsvinden. Daarnaast dient bij vergunningverlening de winningsperiode te zijn afgestemd op de CoP.
 - o Het stimuleren van vrijgeven van exploratievergunningen en bijbehorende data indien deze geen onderdeel uitmaakt van de exploratieagenda van de betreffende operator voor de komende 5 tot 10 jaar.
- Het (gebrek aan) politiek en maatschappelijk draagvlak
 - o De sector draagt bij aan transparantie van haar activiteiten.

- Het actief uitdragen van nut en noodzaak van de winning van Nederlands aardgas gedurende de energietransitie door de regering en het ministerie van KGG.

Als belangrijke randvoorwaarde voor de versnelling zien de sector en EBN voldoende de beschikbaarheid van voldoende personeel en materieel bij zowel de operators als de supply chain door:

- Het promoten van arbeidskansen in de maritieme energiesector en beschikbaar stellen van voldoende opleidingsplaatsen.
- Het stroomlijnen en voorspelbaar maken van het vergunningsproces er ook voor zorgt dat operators (voldoende tijdig) werk kunnen aanbesteden van voldoende omvang en doorlooptijd.
- Het - in lijn met de vraag vanuit de maritieme energiesector - ontwikkelen van de achterliggende (haven-) infrastructuur.

Afbouwpad

De gaswinning in Nederland kent een natuurlijke einddatum doordat de winbare reserves uitgeproduceerd raken. Verwachting is dat dit moment rond 2050 zal zijn, maar als er geen extra reserves aan de producerende assets worden toegevoegd, zal dit moment misschien al begin jaren '30 zijn. De einddatum is dus een afgeleide van de exploratieplanning. Volgens de huidige prognoses zal ten allen tijde de gaswinning in Nederland lager zijn dan het verbruik, zoals ook is afgesproken in het Noordzeeakkoord.

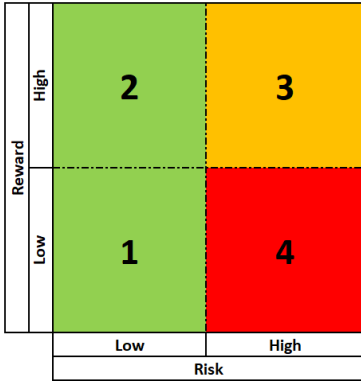
Om met het zicht op de Klimaatafspraken van Parijs als Nederland te kunnen voldoen aan de daar afgesproken emissiereductie doelstellingen heeft het kabinet aangegeven enkel nog nieuwe vergunningen af te geven met een beperkte doorlooptijd. Op deze wijze zou daarmee een sturingsmogelijkheid voor handen zijn om enerzijds sturing te houden op de gestelde emissiereductiedoelstellingen en anderzijds sturing te houden op de gasleveringszekerheid die nodig is in de transitie naar een klimaatneutraal Nederland in 2050. Het hanteren van een einddatum voor gaswinning eerder dan de einde economische levensduur is echter ook een risico voor de mogelijkheid om te versnellen. De terugverdientijd staat dan namelijk op het spel voor investeerders. De optie om later alsnog een vergunning met een latere einddatum te verlenen wordt niet meegenomen in de besluitvorming rondom investeringen; de onzekerheid is te groot. Hierdoor zal in bepaalde gevallen van de investering afgezien worden.

Tot slot

Voor realisatie van een versnelling van de gasproductie zijn nieuwe investeringen noodzakelijk. En investeerders willen verzekerd zijn van voldoende rendement op hun investeringen. Voor opzet en uitwerking van verbeteringen is het belangrijk om deze met name te richten op de aspecten die relevant zijn bij investeringsbesluiten. Belangrijkste afweging bij een investeringsbesluit is de omvang van het risico en de verwachte opbrengsten (zie bijlage A voor een schematisch weergave en onderbouwing van de zogeheten risk-reward matrix).

Voor de versnelling van de gasproductie is nog maar een beperkt tijdslot beschikbaar. De verkoopopbrengsten van aardgas na 2045 zijn onzeker vanwege de terugloop van het verbruik en mogelijke einddatum van vergunningen. De lengte van de periode waarin er in Nederland nog gas gewonnen zal worden, wordt bepaald door de exploratieactiviteiten in de komende 5 tot 10 jaar. Om invulling te kunnen geven aan meer exploratieactiviteiten dan in de huidige situatie, moet rekening worden gehouden met enige aanlooptijd (zo'n twee tot drie jaar) voor het aantrekken van de benodigde mensen en middelen. De resulterende termijn voor doorvoering van de benodigde (beleids)verbeteringen in het investeringsklimaat is daardoor kort. Verbeteringen die op zich laten wachten, zullen steeds minder effect hebben. Dit vanwege het binnen afzienbare tijd uit productie raken van de huidige producerende velden en daarmee verdwijnen van de bestaande gasinfrastructuur en de daarmee verbonden economisch winbare gasvoorkomens.

Bijlage A: Risk-reward matrix



Figuur 12 Risk-reward matrix – afweging bij investeringsbesluit

Projecten met een laag risico en hoge beloning (reward) (categorie 2 - **groen**) hebben de voorkeur van investeerders, gevolgd door projecten met een laag risico en een lage beloning (categorie 1 - **groen**). Voorbeeld hiervan zijn productieoptimalisatie-/maturatieprojecten. Deze kennen een beperkte investering (EUR 0 – 10 MM), zijn vaak snel uitvoerbaar en kennen een korte terugverdiensijd. Daar staat tegenover dat de toegevoegde volumes vaak laag zijn.

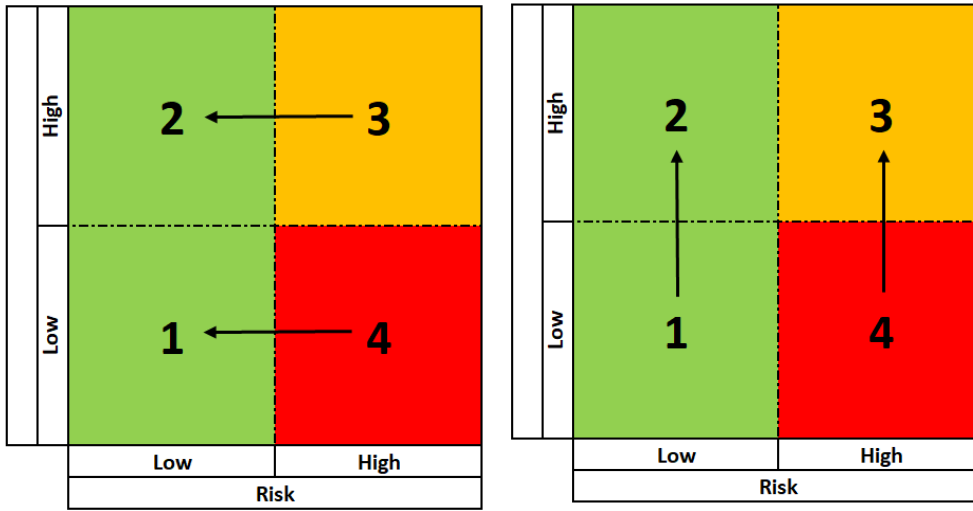
Ook infill boringen, waarbij een extra put wordt geboord vanaf een platform, en Infrastructure Lead Exploration (ILX), waarbij wordt gezocht naar gasvelden in de directe nabijheid van een bestaand platform, kunnen vaak rekenen op een positief investeringsbesluit. Bij beiden is de investering gemiddeld. De terugverdiensijd van deze projecten is normaliter 1 tot 5 jaar. Deze projecten kennen doorgaans een gemiddeld risico/gemiddelde opbrengst (**groen/oranje**).

Afhankelijk van het risicoprofiel en het portfolio van de betreffende operator is deze in meer of mindere mate bereid om te investeren in projecten met een hoog risico/hoge beloning (categorie 3, **oranje**). Deze gaan vaak gepaard met hoge investeringen en een terugverdiensijd van ca 5 – 15 jaar.

In projecten met een hoog risico en een laag of medium beloning (categorie 4 - **rood**) – zal veelal niet geïnvesteerd worden. Voorbeelden daarvan zijn standalone exploratieboringen met als doel nieuwe gasvelden met een gemiddeld of laag volume aan te tonen die niet (meer) in de directe nabijheid van bestaande infrastructuur liggen. Deze kennen hoge investeringen (ca EUR 100 – 500 MM).

Als een operator keuze heeft tussen projecten (wereldwijd), zullen operators normaliter kiezen voor investeringen in projecten in categorie 1 of 2. Aangezien in Nederland de meeste projecten in categorie 1 en 2 al zijn uitgevoerd, behoort een groot deel van de resterende projecten in Nederland tot categorie 3 of 4. Deze projecten zijn wel economisch maar ranken onvoldoende hoog voor operators om in te investeren. Hierdoor gaat maatschappelijke waarde verloren.

Bij de keuze van de versnellingsmaatregelen moet dan ook bekeken worden in hoeverre deze het risicoprofiel van economische projecten in categorie 3 en 4 verlagen en/of de beloning van projecten verhogen (zie figuur 13), zodat deze investeringswaardig worden en de maatschappelijke waarde kan worden ontsloten.



Figuur 13 Risicoprofiel voor investeerder aantrekkelijker maken zodat maatschappelijke waarde ontsloten wordt, \

Bijlage B: Referenties

Als onderdeel van deze inventarisatie zijn interviews gehouden met:

- Neptune Energy (22 mei 2023)
 - *Lex de Groot*, Managing Director
 - *Patrice Hijsterborg*, Head of CPA
- TotalEnergies E&P NL (22 mei 2023)
 - *Aurélie Abiad*, Managing Director
 - *Berend-Jan Klein Swormink*, Planning & Development Manager
 - *Albert Cok*, Development, Engineering & Projects Manager
- ONE Dyas (26 mei 2023)
 - *Chris de Ruyter van Steveninck*, CEO
 - *Aernout Korevaar*, Technical Director
 - *Peter Nieuwenhuijze*, COO
- KISTOS (31 mei 2023)
 - *Peter Mann*, CEO
- IRO (31 mei 2023)
 - *Sander Vergroesen*, Managing Director

Daarnaast is gebruik gemaakt van de volgende bronnen:

- Kamerbrief Versnellingsplan, Staatssecretaris van Economische Zaken en Klimaat, 15 juli 2022
- Gaswinning op de Noordzee, CE Delft, november 2022
- Reuse and decommissioning handout Nexstep 2023
- Overestimation in Operators Budgets and Long-Term Forecasting - A Non-Operator Perspective, Tom Leeftink, Daniel Aramburo Velez en Raymond Godderij, juni 2019
- Aardgaswinning in Nederland: Impact op betaalbaarheid, leveringszekerheid en klimaat; HCSS: J. van den Beukel en L. van Geuns; juli 2023

Het concept rapport is ter review aangeboden aan de geïnterviewden, het Ministerie van Klimaat en Groene Groei, ElementNL en The Hague Centre for Strategic Studies. Reviewresultaten zijn verwerkt in de definitieve versie.

Onderhavige rapportage beschrijft de staat van de sector en wordt nu uitgebracht als achtergrond voor de voorgenomen aanpak van de “Regioprogrammering Noordzee”. In dit kader zijn medio 2024 delen geactualiseerd.