Nederland Extractive Industries Transparency Initiative (NL-EITI)



Rapport 2017



Foto: Marcel te Buck

December 2019

Dit rapport is opgesteld door de NL-EITI multi-stakeholdergroep (NL-EITI MSG). De NL-EITI MSG is verantwoordelijk voor de implementatie van het EITI in Nederland, in samenwerking met de onafhankelijke accountant. Dit rapport is opgezet volgens de EITI- standaard 2016 en gepubliceerd met het doel om te informeren. In dit rapport wordt veelvuldig informatie gebruikt uit externe bronnen en verwezen naar informatie uit externe bronnen. De NL-EITI MSG heeft deze informatie niet gecontroleerd op juistheid en is derhalve niet verantwoordelijk voor deze informatie.

Inhoudsopgave

Voorwoord 3
Managementsamenvatting 4
1. Introductie 7
2. De delfstoffenindustrie in Nederland 10
2.1. Steenkolen 10
2.2. Zout 11
2.3. Aardolie 12
2.4. Aardgas 14
2.5. Energietransitie 26
2.6. Oppervlaktedelfstoffen 29
2.7. De economische bijdrage van de delfstoffenindustrie in Nederland 32
3. Wettelijk en institutioneel kader 36
3.1. Wettelijk kader 36
3.1.1. Het proces van vergunningverlening 37
3.1.2. Fiscale regelgeving 41
3.2. Institutioneel kader 43
3.2.1. De rol en verantwoordelijkheid van de overheid 43
3.2.2. Energie Beheer Nederland 43
3.2.3. Adviseurs en toezichthouder 45
3.2.4. Contract transparantie 48
3.2.5. Uiteindelijke belanghebbende (UBO) 51
4. Exploratie en productie van aardgas en aardolie in 2017 52
5. Opbrengsten en reconciliatie van E&P-bedrijven in 2017 56
5.1. Aanpak en methodologie van de reconciliatie van betaalstromen in 2017 56
5.1.1. Materialiteitsanalyse en omvang 56
5.1.2. Betaalstromen 58
5.1.3. Overheidsinstanties 60
5.1.4. Verzameling, volledigheid en betrouwbaarheid van gegevens 60
5.2. Reconciliatie van gerapporteerde betalingen aan de overheid in 2017 door olie en gasbedrijven 61
5.3. Rijksbegroting 65
6. Aanbevelingen van de Independent Administrator aan de NL-EITI MSG 66
Bijlagen 70
Lijst van afkortingen 71
Lijst van afbeeldingen, figuren en tabellen 72

Bron foto omslag vergrootglas: CC BY-SA HonestReporting.com, flickr/freepress

Voorwoord

Nederland wil graag een duurzame samenleving, voor iedereen, wereldwijd. Daarom zetten wij in op het behalen van de Duurzame Ontwikkelingsdoelen (SDG-agenda). De extractieve sector speelt daarin op verschillende manieren een belangrijke rol. Enerzijds brengt zij (mits goed beheerd) economische welvaart en levert zij grondstoffen voor het opwekken van hernieuwbare energie, anderzijds kan zij negatieve effecten hebben op het klimaat, milieu en lokale gemeenschappen.

Nederland werkt samen met andere landen flink aan het behalen van de internationale klimaatdoelstellingen. Daarmee zal de vraag naar grondstoffen voor hernieuwbare energie in de komende jaren naar verwachting verder toenemen. Juist daarom hebben we de extractieve sector hard nodig. Het is dus van groot belang dat we samen met de sector werken aan zowel het verminderen van de negatieve effecten van grondstoffenwinning, als het verbeteren van de transparantie van de sector.

Daarnaast blijft, tot het moment dat alle wereldwijd opgewekte energie hernieuwbaar is, extractie en gebruik van fossiele brandstoffen (in afnemende mate) noodzakelijk om aan de totale energiebehoefte te voldoen. Nederland probeert de overgangsperiode naar een wereld met enkel hernieuwbare energie zo kort mogelijk te houden. Het is belangrijk om de negatieve effecten hiervan te minimaliseren. Nederland zet zich hier internationaal voor in, o.a. via de *Climate Smart Mining facility* van de Wereldbank.

Het *Extractive Industries Transparency Initiative* (EITI) is een belangrijke, wereldwijde, vrijwillige standaard voor het transparant maken van informatie over het beheer van olie, gas en minerale delfstoffen in de gehele keten: *dus van winning van de grondstoffen tot hoe de opbrengsten besteed worden*. Nederland is al vanaf het begin, zo'n 20 jaar geleden, actief betrokken bij het ontwikkelen en verbeteren van deze standaard. Het is bemoedigend om te zien dat inmiddels 52 landen, waaronder ook Nederland, hebben besloten de EITI-standaard te implementeren. Op deze manier krijgen burgers en bedrijven een beter beeld waar hun grondstoffen vandaan komen, hoe ze zijn gewonnen en wat er met de opbrengst is gebeurd. En dat is belangrijk, want in veel ontwikkelingslanden gaat de delfstoffenwinning nog steeds vaak ten koste van de bevolking en/of het milieu. Ook profiteren vrouwen onvoldoende mee van de opbrengsten van de extractieve sector, terwijl dat voor een gezonde economische ontwikkeling van wezenlijk belang is. Dankzij EITI wordt meer inzicht in deze problematiek verkregen.

Dit eerste Nederlandse EITI-rapport is opgesteld en uitgebracht door de Nederlandse EITI multi-stakeholder groep, bestaande uit afgevaardigden van het maatschappelijk middenveld, overheid en bedrijfsleven. Het kabinet wil alle betrokkenen bedanken voor het geleverde werk en complimenteren met het behaalde resultaat.

Nederland kent al een lange traditie van transparant beleid ten aanzien van het beheer van olie, gas en minerale delfstoffen. Met de toevoeging van deze jaarlijkse rapportage neemt die transparantie nog verder toe. Wij hopen, en verwachten, dan ook dat dit jaarlijkse rapport zal bijdragen aan een goed geïnformeerd debat over de delfstoffenindustrie in Nederland.

Eric Wiebes	Sigrid Kaag
Minister van Economische Zaken en Klimaat	Minister voor Buitenlandse Handel en Ontwikkelingssamenwerking

Managementsamenvatting

Het Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) is een wereldwijde standaard voor een goed bestuur van olie, gas en minerale delfstoffen. Begin 2019 waren er 52 landen bij het EITI aangesloten, waaronder Nederland. De EITI-standaard vereist openheid van informatie door de hele waardeketen van de delfstoffenindustrie, van de winning van delfstoffen tot de baten voor de samenleving.

De Nederlandse overheid is al vanaf het begin in 2002 actief betrokken bij het EITI. In 2015 heeft het Nederlandse kabinet twee brieven naar de Kamer gestuurd om het besluit tot implementatie van de EITI-standaard in Nederland toe te lichten. In juni 2018 heeft het internationale EITI-bestuur de Nederlandse kandidatuur goedgekeurd.

De EITI-standaard wordt in Nederland geïmplementeerd door een multi-stakeholdergroep (hierna: 'de NL-EITI MSG'). Deze bestaat uit vertegenwoordigers van de Nederlandse overheid, olie- en gasbedrijven en maatschappelijke organisaties. Dit rapport is het eerste Nederlandse EITI-rapport. Nederland gebruikt voor dit rapport de EITI-standaard 2016. Het bevat een beschrijving van de delfstoffenwinning in Nederland en maakt bovendien inzichtelijk hoe in 2017 de financiële stromen tussen de olie-en gasindustrie en de Nederlandse overheid liepen. De bedrijven die daarvoor cijfers hebben aangeleverd, doen dit op vrijwillige basis. Aan dit rapport hebben 15 olie-en gasbedrijven (of groepen), waaronder alle operators, deelgenomen. Samen nemen zij het overgrote deel van de olie- en gaswinning in Nederland voor hun rekening. De NL-EITI MSG is hun zeer erkentelijk voor hun bijdrage. Het is de intentie om uiteindelijk alle mijnbouwbedrijven bij het NL-EITI-proces in Nederland te betrekken.

Het doel van de implementatie van de EITI-standaard door Nederland – en van dit rapport – is om feitelijke en begrijpelijke informatie beschikbaar te stellen over de delfstoffenwinning in Nederland en de financiële stromen tussen de delfstoffenindustrie en de Nederlandse overheid, en zo bij te dragen aan een goed geïnformeerd debat over de waardeketen van de delfstoffenindustrie in Nederland.

De mijnbouwsector in Nederland

De mijnbouwsector in Nederland kent een lange historie. Vanaf 1893 werd er in mijnen in het zuiden van Nederland steenkool gewonnen. In de vorige eeuw kwam ook de productie van zout, aardolie en aardgas op gang. In 1965, na de ontdekking van het grote Groningengasveld, besloot de regering de kolenmijnbouw te beëindigen. De laatste mijn sloot in 1974.

Dit rapport richt zich met name op de olie-en gasindustrie. Deze zorgt voor het leeuwendeel van de baten die de Nederlandse overheid van de mijnbouwsector in Nederland ontvangt.
In 1959 werd het Groningenveld ontdekt. Al snel bleek dat dit het grootste gasveld ter wereld was, voor zover toen bekend. Overheid en bedrijven sloegen de handen ineen om de productie van het veld en de ontwikkeling van een markt voor aardgas in samenhang ter hand te nemen. De Rijksdienst Staatsmijnen (nu EBN), de NAM, Shell en ExxonMobil ondertekenden in 1963 een Overeenkomst van Samenwerking (OvS 1963), die door de toenmalige minister van Economische Zaken De Pous werd goedgekeurd. Het geheel van overeenkomsten tussen de Staat en de betrokken private ondernemingen Shell en ExxonMobil dat hieruit voortvloeide, vormt de basis van het Gasgebouw.
Naast het enorme Groningenveld zijn er sindsdien in Nederland ook veel (in vergelijking met het Groningenveld) kleine gasvelden in productie genomen, zowel op land als op zee. Na de energiecrisis in het begin van de jaren 1970 heeft de Nederlandse overheid in 1974 het

zogeheten 'kleineveldenbeleid' ontwikkeld, om gaswinning uit de kleine velden te stimuleren. De overheid wilde zo optimaal gebruik maken van de Nederlandse bodemschatten.

De delfstoffenwinning, met name de gaswinning, was en is van grote betekenis voor de Nederlandse economie, vooral door de bijdrage aan onze energievoorziening, de economische groei en de werkgelegenheid. Sinds 1965 bedroegen de aardgasbaten van de overheid in totaal 416,8 miljard euro (uitgedrukt in prijzen van 2018).
Als gevolg van de aardbevingen in Groningen zijn de volumes van de totale aardgasproductie vanaf 2013 echter flink teruggelopen. Sinds 2014 wordt de maximale winning uit het Groningenveld bepaald per besluit van de minister van Economische Zaken en Klimaat. De Nederlandse regering heeft besloten de gaswinning in Groningen zo snel mogelijk terug te schroeven en deze uiterlijk in 2030, en mogelijk al eerder, geheel te stoppen.

Wettelijk en institutioneel kader
Het wettelijk kader voor de mijnbouwindustrie is in Nederland vastgelegd in de Mijnbouwwet van 1 januari 2003. Hierin werd alle eerdere wetgeving voor de mijnbouw, zowel op land als op zee, samengebracht. In de Mijnbouwwet staan de regels voor het onderzoek naar en de opsporing en winning van delfstoffen en aardwarmte, de opslag van delfstoffen en met de mijnbouw verwante activiteiten.
Op basis van de Mijnbouwwet worden vergunningen verleend, die de vergunninghouder het alleenrecht geven om in een bepaald gebied activiteiten te verrichten.
Het beleid van de overheid is gericht op een zo groot mogelijke transparantie. De vergunningen worden gepubliceerd in de Staatscourant en zijn tevens te vinden in het vergunningenregister op www.nlog.nl. De Belastingdienst heft de mijnbouwafdrachten, waarvoor de financiële afdrachtbepalingen van de Mijnbouwwet gelden.

De vijf vergunningen die vóór 1965 zijn verleend (waaronder die voor het Groningenveld), vallen (nog) niet onder de Mijnbouwwet. Voor deze vergunningen zijn de afdrachten aan de overheid vastgelegd in overeenkomsten. Voor het Groningenveld is destijds een aantal overeenkomsten afgesloten tussen de betrokken partijen, die samen de basis vormen van het huidige Gasgebouw. Een aantal van deze overeenkomsten – of onderdelen ervan – is in de loop van de tijd openbaar gemaakt en toegelicht in Kamerstukken. Als gevolg van nieuw beleid van de overheid vallen de wettelijke afdrachten voor het Groningenveld per 1 januari 2018 ook onder de Mijnbouwwet.

De minister van Economische Zaken en Klimaat is het bevoegd gezag voor alle handelingen die met de opsporing en winning van delfstoffen en aardwarmte en de opslag van (delf) stoffen verband houden. Deze minister vertegenwoordigt de Staat ook als aandeelhouder van Energie Beheer Nederland (EBN), het staatsbedrijf dat participeert in vrijwel alle gaswinning in Nederland. Net als elke onderneming is EBN de Staat vennootschapsbelasting verschuldigd. Daarnaast keert EBN dividend uit aan de Staat.

De financiële cijfers voor 2017
De toegevoegde waarde van de delfstoffenwinning in 2017 beliep 7,4 miljard euro, een bedrag dat overeenkomt met 1% van het bruto binnenlandse product (BBP). De werkgelegenheid van de mijnbouwsector in Nederland in 2017 was circa 8000 arbeidsplaatsen, ofwel 0,11% van de totale werkgelegenheid. De aardgasbaten in 2017 bedroegen 3,2 miljard euro, ofwel 1% van de totale rijksinkomsten.
In dit rapport worden de betaalstromen van 15 bedrijven (of groepen) verantwoord, die samen méér dan 2,8 miljard euro aan de overheid hebben afgedragen. De belangrijkste betaalstromen betreffen de vennootschapsbelasting (ruim 450 miljoen euro), de afdrachten

over de meeropbrengsten van Groningen (ruim 1,9 miljard euro) en het dividend dat EBN aan de Staat heeft uitgekeerd (meer dan 480 miljoen euro).

Als gevolg van de afname van de gaswinning in eigen land is de import van aardgas, vooral uit Noorwegen en Rusland, de laatste jaren toegenomen. In 2018 was Nederland voor het eerst netto-importeur van aardgas.

Resultaten van de reconciliatie van betaalstromen

Het accountantskantoor BDO heeft in opdracht van de NL-EITI MSG de betaalstromen tussen exploratie- & productiebedrijven en de Nederlandse overheid in kaart gebracht en daarbij de gerapporteerde betalingen en ontvangsten met elkaar vergeleken. De resultaten van deze reconciliatie van de betaalstromen worden in onderstaande tabellen samengevat. Het resterende verschil van 562 euro is verwaarloosbaar. Dit verschil is noch voor de betrokken overheidsinstanties, noch voor de betrokken bedrijven te achterhalen en betreft vermoedelijk afrondingsverschillen en/of kleine typefouten. De aanpak en de methodologie van deze reconciliatie van betaalstromen worden beschreven in dit rapport.

Opgetelde betalingen	Aanvankelijk gerapporteerd (EUR)	Verklaarbare verschillen (EUR)		Aangepaste rapportage (EUR)
		Bedrijven	Overheid	
Bedrijven	1.914.143.406	914.178.171		2.828.321.577
Overheid	2.800.237.589		28.083.426	2.828.321.015
Verschil	**(886.094.183)**	**914.178.171**	**28.083.426**	**562**

Nr.	Bedrijf	E&P-bedrijven (EUR)	Overheid (EUR)	Verschil (EUR)
1	Energie Beheer Nederland (EBN BV)	795.999.416	795.999.416	–
2	Dana Petroleum	3.067.779	3.067.779	–
3	Hansa Hydrocarbons Ltd	456.946	456.946	–
4	Nederlandse Aardolie Maatschappij BV (NAM)	2.003.459.970	2.003.459.210	760
5	Neptune Energy	27.918.099	27.918.522	(423)
6	Noordgastransport B.V. (NGT)	24.787.103	24.787.103	–
7	Northern Offshore Gas Transport (NOGAT BV)	10.594.105	10.594.105	–
8	Petrogas E&P Netherlands BV	1.414.785	1.414.785	–
9	Spirit Energy Nederland BV	(4.946.516)	(4.946.516)	–
10	TAQA Energy BV	5.529.129	5.529.129	–
11	Total E&P Nederland BV	(21.698.171)	(21.698.171)	–
12	Tulip Oil Netherlands BV	362.370	362.370	–
13	Vermilion Energy Netherlands BV	5.268.495	5.268.250	245
14	Wintershall Noordzee BV (BASF)	(23.805.865)	(23.805.865)	–
15	ONE-Dyas	(86.068)	(86.048)	(20)
	Totale betalingen	**2.828.321.577**	**2.828.321.015**	**562**

Aanbevelingen aan de NL-EITI MSG

BDO heeft een aantal aanbevelingen gedaan met het oog op verbeteringen in het rapport over volgende jaren. Daarnaast moet de NL-EITI MSG zich bezinnen op aanpassing van (het format van) het rapport omdat de EITI-standaard is gewijzigd.

In elk geval wil de NL-EITI MSG in toekomstige rapporten alle mijnbouwbedrijven, bij voorkeur ook die in de zoutwinning, mee kunnen nemen. Bovendien moet worden bezien in hoeverre de reconciliatie van de betaalstromen op het niveau van de individuele vergunningen kan worden gedaan.

1. Introductie

Wat is het EITI?
Het Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) is een wereldwijde standaard voor een goed bestuur van olie, gas en minerale delfstoffen. Begin 2019 waren er 52 landen bij het EITI aangesloten, waaronder Nederland[1]. De EITI-standaard vereist openheid van informatie door de hele waardeketen[2] van de delfstoffenindustrie, van de winning van delfstoffen tot de baten voor de samenleving. Het EITI richt zich hierbij op de extractieve industrie. Extractieve bedrijven houden zich bezig het zoeken naar en het winnen van delfstoffen. Dat is dan ook de scope van dit rapport.

Het EITI in Nederland
Het EITI werd voor het eerst aangekondigd op de 'World Summit on Sustainable Development' in Johannesburg in 2002 en werd officieel gelanceerd in Londen in 2003.
De Nederlandse overheid is al vanaf het begin in 2002 actief betrokken bij het EITI. In tabel 1 wordt in chronologische volgorde de Nederlandse betrokkenheid weergegeven.

Tabel 1 – Tijdlijn Nederlandse betrokkenheid bij het EITI

Datum	Gebeurtenis
2003	Nederland spreekt op de eerste EITI-conferentie haar steun uit voor het EITI.
2005	Nederland ondersteunt het Multi-Donor Trust Fund (beheer Wereldbank), met een bijdrage van USD 1,5 mln.
2005	Nederland neemt zitting in het internationale EITI-bestuur.
2010	De Nederlandse overheid geeft adviesbureau Roland Berger opdracht de haalbaarheid van de implementatie van de EITI-standaard in Nederland te onderzoeken.
2011	Het kabinet stuurt de Grondstoffennotitie aan de Tweede Kamer.
2011-2015	De Nederlandse overheid ondersteunt het EITI-secretariaat met een jaarlijkse bijdrage van USD 250.000.
2012-2013	Nederland neemt opnieuw zitting in het internationale EITI-bestuur.
2012-2015	Er wordt een ambtenaar van het ministerie van Buitenlandse Zaken gedetacheerd bij het EITI-secretariaat in Oslo.
2014	De Nederlandse overheid geeft Roland Berger opdracht het onderzoeksrapport uit 2010 te actualiseren.
2015	Het Nederlandse kabinet stuurt twee brieven naar de Kamer waarin het besluit tot implementatie van de EITI-standaard in Nederland wordt toegelicht.
2016	De Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO.nl) wordt aangesteld als landelijk EITI-coördinator en begint met de voorbereidende werkzaamheden voor de EITI-implementatie.
2016-2018	De grondstoffengezant van het ministerie van Buitenlandse Zaken is actief lid van het internationale EITI-bestuur.
2017	De ministers van Buitenlandse Zaken en Economische Zaken en Klimaat stellen Dirk-Jan Koch aan om leiding te geven aan de implementatie van het EITI in Nederland.
2017	De ministers van Buitenlandse Zaken en Economische Zaken en Klimaat benoemen de Nederlandse EITI multi-stakeholdergroep (de 'NL-EITI MSG').
16-apr-18	Nederland dient het verzoek tot kandidaatstelling in bij het internationale EITI-bestuur.
28-jun-18	Het internationale EITI-bestuur verleent haar goedkeuring aan de Nederlandse kandidatuur.
december 2019	Het eerste NL-EITI rapport, dat betrekking heeft op het fiscale jaar 2017, is gereed.

Bron: NL-EITI

1 https://eiti.org/who-we-are
2 https://eiti.org/eiti-value-chain

De EITI-standaard wordt in Nederland geïmplementeerd door een multi-stakeholdergroep (hierna: 'NL-EITI MSG'). De NL-EITI MSG bestaat uit vertegenwoordigers van de Nederlandse overheid, olie-en gasbedrijven en maatschappelijke organisaties (zie bijlage 1 voor een overzicht van de leden van de NL-EITI MSG). RVO.nl voert het secretariaat van NL-EITI in opdracht van het ministerie van Buitenlandse Zaken en het ministerie van Economische Zaken en Klimaat. De NL-EITI MSG is verantwoordelijk voor de tijdige oplevering van het jaarlijkse NL-EITI rapport.

Dit rapport is het eerste Nederlandse EITI-rapport. Nederland gebruikt voor dit rapport de EITI-standaard 2016[3]. In deze standaard staat beschreven welke informatie de aangesloten landen jaarlijks moeten publiceren, de zogenaamde 'EITI Requirements'[4]. Zie bijlage 2 voor een overzicht van de 'EITI Requirements' en de onderdelen van dit rapport waar de gevraagde informatie te vinden is. De standaard wordt beheerd door het internationale EITI-secretariaat, dat gevestigd is in Oslo, Noorwegen. Over wijzigingen van de standaard wordt besloten door het internationale EITI-bestuur, dat bestaat uit vertegenwoordigers van overheden, de delfstoffenindustrie en maatschappelijke organisaties. Dit eerste NL-EITI rapport heeft betrekking op het jaar 2017.

Dit rapport bevat informatie over de waardeketen van de delfstoffenindustrie: er wordt een beschrijving gegeven van de delfstoffenwinning in Nederland en inzichtelijk gemaakt hoe de financiële stromen lopen tussen de Nederlandse delfstoffenindustrie en de Nederlandse overheid. Deze financiële stromen zijn in kaart gebracht door de NL-EITI MSG en gecontroleerd door een onafhankelijk accountantskantoor, BDO Consulting Tunesië[5]. Daarnaast verklaart BDO Consulting Tunesië – in opdracht van de NL-EITI MSG – eventuele discrepanties en doet het aanbevelingen aan de NL-EITI MSG. De bedrijven die deelnemen aan de reconciliatie van de financiële stromen, doen dit op vrijwillige basis.

Dit rapport richt zich voornamelijk op de olie-en gasindustrie. Deze sector zorgt voor een substantieel deel van de baten die de Nederlandse overheid ontvangt van de extractieve sector in Nederland. De NL-EITI MSG heeft ook de zoutbedrijven die in Nederland actief zijn, uitgenodigd om aan dit rapport deel te nemen. Deze bedrijven houden hun deelname nog in overweging en zullen derhalve geen deel uitmaken van de reconciliatie van dit rapport. Dit neemt niet weg dat de zoutindustrie, evenals de oppervlaktedelfstoffen, wel kort in de contextuele informatie zullen worden meegenomen. Ook duurzame energie-opties, zoals aardwarmte en windenergie, zullen kort in de contextuele informatie aan bod komen.

Doel van het NL-EITI rapport

Het doel van de implementatie van de EITI-standaard door Nederland – en van dit rapport - is om feitelijke en begrijpelijke informatie beschikbaar te stellen over de delfstoffenwinning in Nederland en de financiële stromen tussen de delfstoffenindustrie en de Nederlandse overheid, en zo bij te dragen aan een goed geïnformeerd debat over de waardeketen van de delfstoffenindustrie in Nederland.

De in dit rapport opgenomen gegevens zijn grotendeels reeds beschikbaar. Met dit rapport zijn deze in hun context voor iedereen toegankelijk gemaakt. Naar de bronnen van deze gegevens zal veelvuldig verwezen worden.

3 https://eiti.org/sites/default/files/migrated_files/english_eiti_standard_0.pdf
4 Voor EITI-rapporten die na 1 januari 2020 worden gepubliceerd, geldt de nieuwe (en huidige) EITI-standaard 2019.
5 BDO Consulting Tunesië is begin januari 2019 in opdracht van de NL-EITI MSG voor een jaar aangesteld (aanbesteding door RVO.nl).

Tot slot: EBN, TNO en het CBS hebben actief meegewerkt aan onderdelen van dit rapport. De NL-EITI MSG is deze organisaties zeer erkentelijk voor hun bijdragen. Daarnaast hebben diverse verantwoordelijke overheidsinstanties, waaronder het ministerie van Economische Zaken en Klimaat, Justitie en Veiligheid en Infrastructuur en Waterstaat en de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO.nl), teksten aangeleverd dan wel bekeken. Alle informatie en data uit dit rapport zijn ook online te vinden op www.eiti.nl.

Inhoud van het rapport

Dit NL-EITI rapport is opgedeeld in zes hoofdstukken:

1. Introductie
2. De delfstoffenindustrie in Nederland
3. Wettelijk en institutioneel kader
4. Exploratie en productie van aardgas en aardolie in 2017
5. Opbrengsten en reconciliatie van E&P-bedrijven in 2017
6. Aanbevelingen van de Independent Administrator aan de NL-EITI MSG

2. De delfstoffenindustrie in Nederland

2.1. Steenkolen

Geschiedenis
Rond de 11e eeuw werd in Zuid-Limburg, in de buurt van Kerkrade, de eerste steenkool gewonnen binnen het huidige Nederlandse grondgebied. Vanaf de 14e eeuw raakten de steenkolenlagen aan de oppervlakte min of meer uitgeput, en moest men ondergronds verder. Nederland beschikte over grote en gemakkelijk winbare hoeveelheden turf. Daarom schakelde Nederland later op steenkool over dan Engeland, waar begin 17e eeuw al 75% van alle brandstof uit steenkool bestond. In Nederland was dat aandeel in 1890 nog maar 2%.

De steenkoolmijnbouw in Nederland begon in 1893 met de aanleg van de eerste Oranje-Nassaumijn in Heerlen. Daarna breidde het aantal mijnen zich snel uit, in eerste instantie vooral om de buurlanden van steenkool te voorzien. Zowel particuliere mijnondernemingen (onder meer de Domaniale Mijn Maatschappij) als een staatsmijnbedrijf gingen aan de slag. Tussen 1875 en 1975 groeiden steden als Heerlen en Kerkrade hierdoor explosief.

De steenkoolmijnbouw kende in Nederland evenwel een moeizame start. Dit kwam onder meer doordat de schachten door watervoerende lagen heen moesten. Een ander probleem was het gebrek aan infrastructuur om de steenkool af te voeren. Dit veranderde in 1896 door de opening van een spoorverbinding van Sittard via Heerlen naar het Duitse Herzogenrath. De afstand tot het mijngebied bepaalde in Nederland de prijs van steenkolen[1].

Het staatsmijnbedrijf exploiteerde vier mijnen: de Staatsmijn Wilhelmina, de Staatsmijn Emma, de Staatsmijn Hendrik en de Staatsmijn Maurits. De laatste drie bevonden zich in het noordwesten van het mijngebied, waar een gasrijke steenkoolsoort in de bodem zat. Anders dan de kolen uit de meeste particuliere mijnen en de Wilhelmina, waren deze niet geschikt voor huishoudelijk gebruik. Wel werden ze gebruikt om cokes van te maken, een zuivere brandstof voor de metaalindustrie. In 1914 werd bij de Staatsmijn Emma de eerste cokesfabriek aangelegd, de tweede verscheen later bij de Maurits. Zo begonnen de chemische activiteiten van de Staatsmijnen in Limburg, later voortgezet in het internationale chemiebedrijf Koninklijke DSM N.V..[2]

In 1965 besloot de regering de kolenmijnbouw te beëindigen. Aardolie en aardgas waren in opkomst en het werk in de mijnen was ongezond en zwaar. Bovendien was het door stijgende loonkosten inmiddels goedkoper om steenkool te importeren. In 1974 ging de laatste mijn dicht. De sloop van de 'Lange Jan', de schoorsteen van de eerste Oranje Nassau, stond in 1976 symbool voor het definitieve einde van de steenkoolmijnbouw. In totaal is er uit de Nederlandse mijnen 568 miljoen ton steenkool gedolven.[3]

Energievoorziening
Wereldwijd voorziet steenkool momenteel in 30% van de energiebehoefte. In Nederland was dat in 2017 circa 12%.[4] Steenkool is nog steeds een belangrijke energiedrager voor onze energievoorziening en economie. In 2017 werd er circa 15 mln. ton steenkolen ingevoerd in Nederland.[5]

1 De Bosatlas van de Energie (Noordhoff Atlasproducties), november 2012.
2 Ibid.
3 Ibid.
4 http://www.energieinnederland.nl/2017
5 https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/71554ned/table?fromstatweb

Nederland heeft vijf actieve kolencentrales (2018). De kolencentrales produceren circa 30% van de Nederlandse elektriciteit. Het kabinet verbiedt met ingang van 2030 elektriciteitsproductie in Nederland met kolen als brandstof.[6] Hiermee geeft het kabinet uitvoering aan de afspraak uit het regeerakkoord dat de kolencentrales uiterlijk 2030 worden gesloten. Het verbod op kolen levert zo een maximale bijdrage aan de kabinetsambitie om de CO2-uitstoot in 2030 met 49% terug te dringen.

De twee oudste centrales – de Hemweg en de Amercentrale – moeten eind 2024 stoppen met elektriciteitsproductie door middel van kolen. De drie nieuwste centrales in de Rotterdamse haven en de Eemshaven moeten uiterlijk 31 december 2029 stoppen met het gebruik van kolen voor elektriciteitsproductie. In de periode daaraan voorafgaand kunnen de eigenaren hun centrales geschikt maken voor elektriciteitsproductie door middel van andere brandstoffen, zoals duurzame biomassa.

2.2. Zout

Introductie
In 1886 werd er zout in de Nederlandse bodem ontdekt bij Delden (Twente). De productie van zout begon in 1919 in Boekelo door de Koninklijke Nederlandse Zoutindustrie (de voorloper van AkzoNobel Salt (nu Nouryon Salt), met een put van circa 300 meter diep. De Nederlandse Staat participeerde in dit bedrijf.

Vandaag de dag zijn er in Nederland twee bedrijven die keukenzout (natriumchloride) winnen. Het eerste bedrijf, Nouryon, is actief in Twente en in Groningen nabij Heiligerlee en Zuidwending. Het tweede bedrijf, Frisia (deel van ESCO), is gevestigd in Harlingen en wint keukenzout van onder de Friese bodem. Een derde bedrijf, Nedmag, wint magnesiumzout (magnesiumchloride) bij Veendam.

In 2017 is er in Nederland circa 7 miljoen ton zout (keukenzout en magnesiumzout) gewonnen: 2,9 miljoen ton door AkzoNobel Hengelo, 2,6 miljoen ton door AkzoNobel Delfzijl, 1,2 miljoen ton door Frisia en 0,25 miljoen ton door Nedmag. Van deze 6,9 miljoen ton werd 2,3 miljoen ton in eigen land gebruikt.

Er zijn in de Nederlandse zoutsector ongeveer 790 mensen werkzaam. De indirecte werkgelegenheid wordt geschat op 2000 arbeidsplaatsen (voltijdsequivalenten).

De Staat ontvangt jaarlijks afdrachten over het gewonnen zout. De ontvangsten zijn de afgelopen jaren vrij stabiel. Het gaat jaarlijks om circa 2,5 miljoen euro.

Voor meer informatie over de vergunningen en productie van zout in 2017, zie het Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017'.[7]

Keukenzout wordt gebruikt voor verschillende toepassingen. De belangrijkste is elektrolyse, een chemisch proces waarin zout of pekel wordt omgezet in andere chemische producten die onder meer gebruikt worden voor de productie van pvc, aluminium en papier. 40% van de zoutproductie wordt hiervoor gebruikt. Daarnaast zijn strooizout en consumptiezout belangrijke toepassingen, verantwoordelijk voor respectievelijk ongeveer 25% en 15% van het zoutgebruik. Andere toepassingen betreffen vaatzout, onthardingszout, zout voor

6 https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2018/05/18/kabinet-verbiedt-elektriciteitsproductie-met-kolen
7 https://www.nlog.nl/sites/default/files/jaarverslag%20delfstoffen%20en%20aardwarmt%20in%20nederland%20-%202017.pdf

diervoeder en zout voor farmaceutisch gebruik (o.a. voor dialyse en fysiologisch zout). Ten slotte speelt zout een rol bij andere belangrijke industriële producten zoals chloor, soda, kali, zeep en glas.
Magnesiumzout (magnesiumchloride, of MgCl) wordt gebruikt voor de productie van brandwerende materialen, maar ook voor cosmetische toepassingen.

Ontwikkeling van de markt
De wereldproductie van zout was in 2013 ongeveer 264 miljoen ton, met als grootste producenten China (71 miljoen), de Verenigde Staten (40 miljoen) en India (18 miljoen). De productie in Nederland bedroeg in 2017 circa 7 miljoen ton zout.

De Europese zoutmarkt wordt bediend door enkele multinationals en grotere bedrijven. Nouryon en European Salt Company GmbH & Co. KG (ESCO) hebben elk ongeveer een vijfde van de markt in handen. ESCO wint zout in Duitsland, Frankrijk, België, Nederland, Spanje, Portugal en Italië. Nouryon wint zout in Nederland en in Denemarken. Daarnaast zijn er bedrijven actief in Frankrijk (Salins du Midi), Duitsland (Südsalz) en in het Verenigd Koninkrijk (Salt Union), die gezamenlijk ruim 40% van de markt bedienen. Alle grote concurrenten beschikken over uitgebreide distributienetwerken en kunnen elkaar in elk land beconcurreren. Een derde deel van de wereldwijde zouthandel vindt plaats binnen Europa.

De prijs van keukenzout varieert sterk tussen verschillende toepassingsvormen: van circa 40 euro per ton voor strooizout voor wegen tot tienmaal zo veel voor geraffineerd keukenzout.

Invoer en uitvoer
Volgens het CBS werd er in 2017 in Nederland 0,5 miljoen ton aan zoutproducten ingevoerd. Hiervan kwam 0,3 miljoen ton uit EU-landen en 0,2 miljoen ton uit niet-EU-landen. De uitvoer bedroeg in 2017 zo'n 5 miljoen ton. Hiervan was zo'n 4 miljoen ton bestemd voor EU landen en circa 1 miljoen ton voor niet-EU landen.

2.3. Aardolie

Productie op land
Aardolie wordt in Nederland gewonnen bij Schoonebeek, rondom Rijswijk, en in het Nederlandse deel van het continentaal plat. De winning ervan startte rond het midden van de vorige eeuw. In 1923 kwam bij een steenkoolboring in de Achterhoek 240 liter olie naar boven. Dit was de eerste olievondst in Nederland.

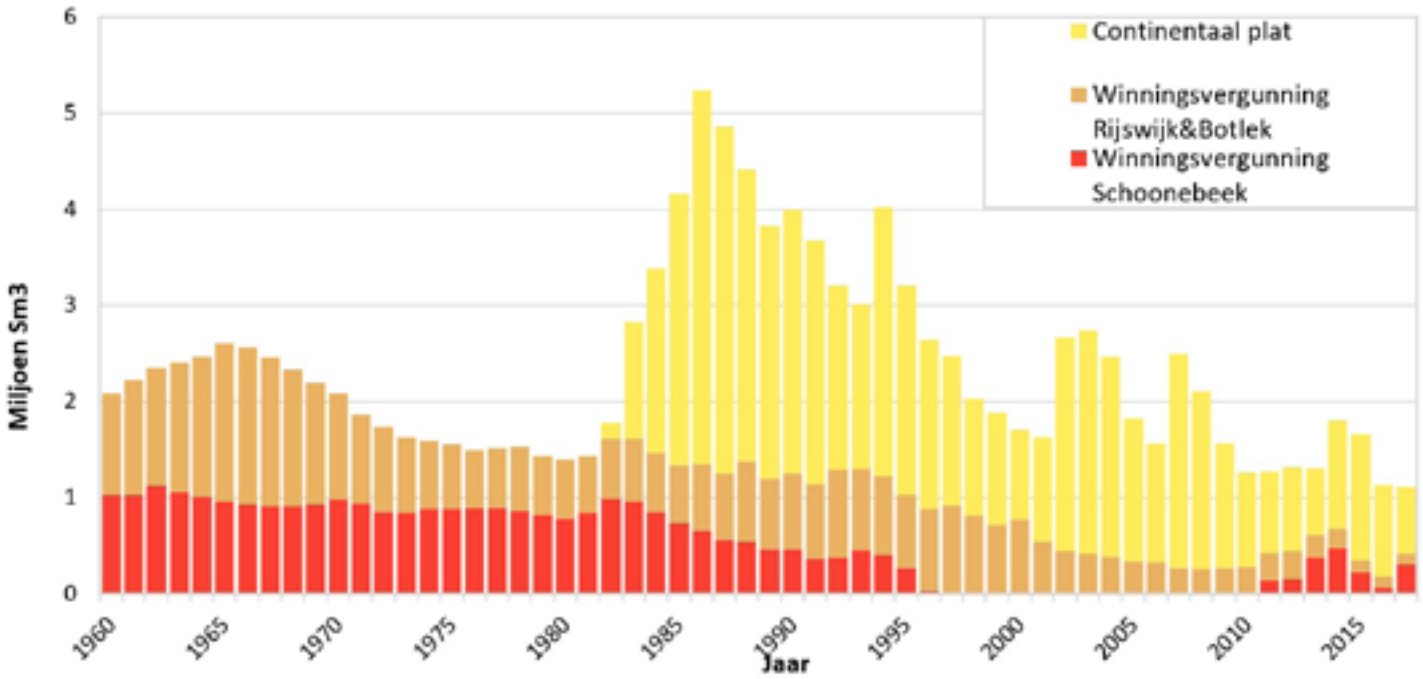
In 1943 ontdekte de Bataafse Petroleum Maatschappij (BPM) in het Drentse Schoonebeek de grootste olievoorraad van Nederland, destijds ook het grootste olieveld op het vasteland van Noordwest-Europa. De exploitatie ervan kwam na de oorlog op gang. Jaknikkers pompten in 1946 al circa 400.000 vaten olie uit de grond, en in topjaar 1957 zelfs meer dan 3 miljoen vaten. Tot 1996 zijn hier zo'n 250 miljoen vaten olie gewonnen. Treinen vervoerden de olie naar de raffinaderijen in Pernis bij Rotterdam. Vooral in West-Nederland vond men later nog vrij veel kleinere olievelden. Het olieveld bij Schoonebeek werd in 1996 gesloten, maar in 2011 weer in productie genomen. Dankzij nieuwe technieken – horizontaal boren, hoogrendementspompen en stoominjectie – is het nu mogelijk de kleverige olie rendabel uit de grond te halen.[8]

8 De Bosatlas van de Energie (Noordhoff Atlasproducties), november 2012.

Productie op zee
De offshore-productie begon in de jaren 1980, gestimuleerd door de hoge olieprijzen en de onzekerheid over de betrouwbaarheid van de energievoorziening na de oliecrises van 1973 en 1979. De offshore gewonnen olie wordt door een pijpleidingensysteem of per schip vanaf de productieplatforms aan land gebracht. Naast de productieplatforms zijn er ook boorplatformen aanwezig om het exploreren naar aardolie mogelijk te maken. Deze zijn mobiel, en dienen voor de opsporing van olie.[9]

In 1986, een paar jaar nadat de winning op het continentaal plat was gestart, bereikte de Nederlandse aardolieproductie haar maximum (zie figuur 1). Daarna nam de productie geleidelijk af.

Figuur 1 – Aardolie productie 1960 – 2017[10]



Bron: Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017'

Invoer en uitvoer
De hoeveelheid aardolie die we in Nederland winnen, is klein ten opzichte van de hoeveelheid die we invoeren. Jaarlijks voert Nederland bijna 1,57 miljard vaten aan ruwe olie en bewerkte aardolie in, vooral via de havens van Rotterdam en Amsterdam. Grote leveranciers zijn Rusland, het Verenigd Koninkrijk, Noorwegen en het Midden-Oosten. Met 12,7 miljoen vaten is wat we zelf aan aardolie winnen, minder dan 1% van de totale import.

Nederland is een doorvoerland van aardolie en aardolieproducten: driekwart van wat we invoeren, voeren we ook weer uit. Omdat we veel ruwe olie raffineren, voeren we zelfs meer aardolieproducten uit dan we binnenkrijgen. Ingevoerde ruwe olie wordt bijvoorbeeld doorverkocht als brandstof, zoals benzine of diesel, of als grondstof of hulpstof, zoals terpentine, smeermiddelen en bitumen (asfalt). Een klein deel van de aardolie gebruiken energiebedrijven om elektriciteit op te wekken.

9 De Bosatlas van de Energie (Noordhoff Atlasproducties), november 2012.
10 In het jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017' worden volumes van aardolie en condensaat weergegeven in Standaard kubieke meters (Sm³). 'Standaard' heeft betrekking op de referentiecondities 15°C en 101,325 kPa.

2.4. Aardgas

Introductie
Tot begin jaren zestig van de vorige eeuw waren er in Nederland slechts bescheiden voorraden aardgas tot ontwikkeling gekomen. Eigenlijk werd er ook niet naar aardgas gezocht, maar naar aardolie. Toen de Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM) – een joint venture van Shell (toen nog Bataafse Petroleum Maatschappij) en ExxonMobil (toen nog Standard Oil Company) – vanaf 1948 de eerste hoeveelheden economisch winbaar aardgas in de Nederlandse bodem aantrof, gaven zelfs de meest optimistische schattingen aan dat dit gas slechts kon voorzien in een zeer beperkt deel van de Nederlandse energievraag. Aangezien de Nederlandse Staat al betrokken was bij de aanleg van gasleidingen uit Duitsland, om het daar gewonnen cokesovengas voor een aantal Gelderse gemeenten te importeren, lag het voor de hand dat de Staat deze rol ook voor het gewonnen Nederlandse aardgas zou gaan vervullen. Vanaf 1957 werd de 'Rijksdienst gasvoorziening' omgedoopt tot de Rijksdienst Staatsmijnen in Limburg (het latere Energie Beheer Nederland (EBN)), dat deze taak op zich nam.

De Staat was in die tijd verplicht om alle aardgas af te nemen van de concessiehouder NAM. De NAM verkocht het door haar gewonnen aardgas, dat zij niet zelf gebruikte, tegen een redelijke prijs aan de Staat. De afzet verliep via de Rijksdienst Staatsmijnen.
Dit veranderde toen in 1959 het Groningengasveld werd ontdekt. Al snel bleek dat dit het (op dat moment) grootste gasveld ter wereld was. Maar een echte afzetmarkt ontbrak, net als de infrastructuur om het gas bij afnemers te krijgen. Voor de ontwikkeling van het Groningenveld was het daarom noodzakelijk om dit hand in hand te doen met het ontwikkelen van een afzetmarkt en van de noodzakelijke infrastructuur.

Tegen deze achtergrond en vanwege het belang van aardgas voor de economie en de Nederlandse energievoorziening, werd bij productie, transport en afzet van het Groningen aardgas een grote rol voor de Staat wenselijk geacht, zeker ook omdat de Staat, zoals gezegd, verplicht was om de NAM te betalen voor de aangeboden hoeveelheden aardgas, ook als die niet konden worden afgenomen. Er kwam een eenheid van beleid voor productie en afzet: aan de concessie werd de voorwaarde verbonden dat afzet en productie vergaand geïntegreerd zouden zijn en dat bij de opsporing en ontginning van aardgasvoorkomens in de Groningenconcessie een gezamenlijk beleid gevoerd zou worden.

Opzet van het Gasgebouw
Na de ontdekking door de NAM van het Groningenveld in 1959 stuurde de toenmalige minister van Economische Zaken Jan Willem de Pous op 11 juli 1962 de 'Nota inzake het aardgas' naar de Tweede Kamer, waarin hij de opzet voorstelde van wat later het Gasgebouw zou worden genoemd. Rijksdienst Staatsmijnen, de NAM, Shell en ExxonMobil ondertekenden, conform de nota De Pous, in 1963 een Overeenkomst van Samenwerking (OvS 1963) die door de minister werd goedgekeurd. De samenwerking in de OvS werd voor de economische levensduur van de Groningenconcessie aangegaan. Doel van deze OvS was het coördineren van de winning, het transport en de afzet van het Groningengas, alsmede het transport en de afzet van elders in Nederland gewonnen aardgas. De OvS verplichtte de partijen ertoe een tweetal organisaties op te richten.

Ten eerste werd de vergunning (toen nog concessie genoemd) voor het Groningenveld bij koninklijk besluit van 30 mei 1963 toegekend aan de NAM, op voorwaarde dat een nog op te richten Maatschap - die we in dit rapport de Maatschap Groningen zullen noemen - verantwoordelijk zou worden voor de exploitatie en het beheer van het Groningenveld. De

partijen bij deze Maatschap waren de NAM en de Staatsmijnen, waarbij de stemverhouding evenredig werd verdeeld en besluiten met algemene stemmen moesten worden genomen. De kapitaalsverhouding in deze Maatschap is 60% voor de NAM en 40% voor de Staatsmijnen.

Ten tweede werd gelijktijdig een nieuwe N.V. opgericht voor de aankoop, het transport en de verkoop van het gewonnen aardgas uit de Groningenconcessie: de N.V. Nederlandse Gasunie. Het aandelenkapitaal voor deze nieuwe onderneming werd voor 10% rechtstreeks door de Staat ingebracht, voor 40% door de Staatsmijnen, voor 25% door Shell en voor 25% door ExxonMobil. Het distributienetwerk van de Staatsmijnen werd onderdeel van deze nieuwe N.V.

Het geheel van overeenkomsten tussen de Staat en de betrokken private ondernemingen Shell en ExxonMobil vormt de basis van het Gasgebouw.[11] Met de OvS regelden partijen de economische verhoudingen en zeggenschapsverhoudingen in de Maatschap Groningen en Gasunie. Zo werd gezamenlijk een gecoördineerd winnings- en afzetbeleid gevoerd, dat onder meer werd bereikt door een personele unie tussen de bestuurscolleges van de Maatschap Groningen en Gasunie. De overeenkomsten regelden ook de afdrachten over de opbrengsten van de gaswinning aan de Staat (zie § 3.1.2).

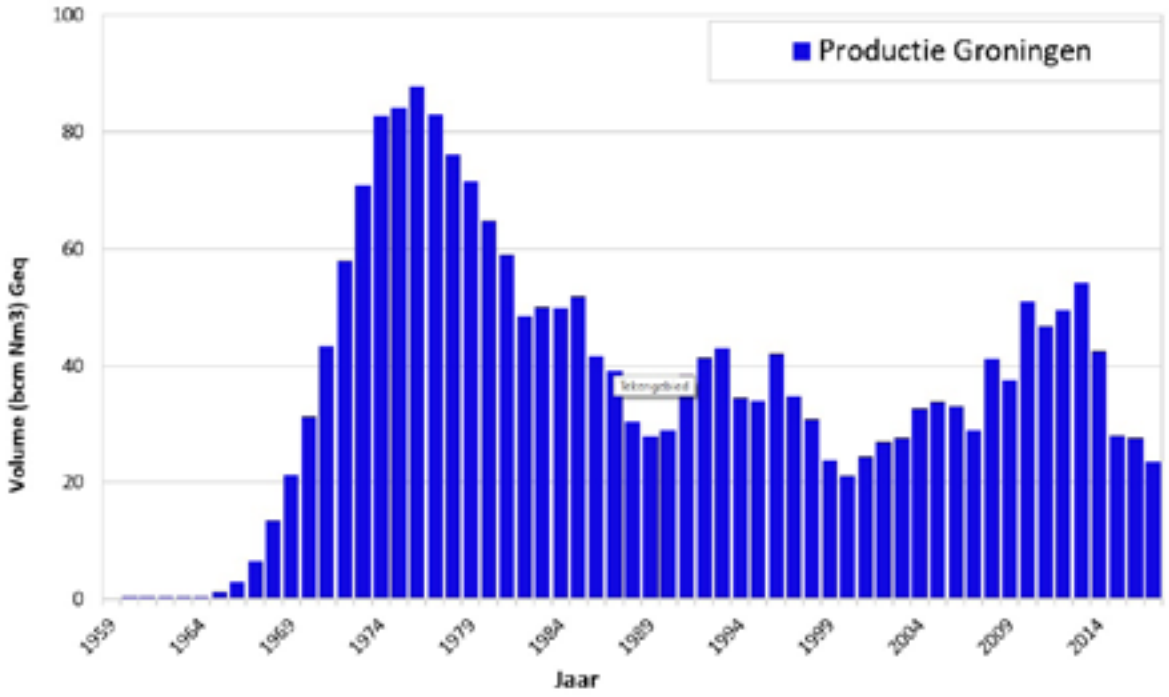
Maatschap Groningen
Voor de exploitatie van het Groningenveld vormde de NAM samen met de Staatsmijnen (in 1966 omgezet in de N.V. DSM) de Maatschap Groningen. Om de aardgasbelangen af te scheiden van de overige, toenemende commerciële activiteiten van DSM in de chemische sector, zijn in 1973 alle bij DSM ondergebrachte staatsbelangen in het Nederlandse aardgas ondergebracht in een aparte juridische eenheid: DSM Aardgas B.V. Alle aandelen werden aanvankelijk nog wel gehouden door DSM, maar bij de beursintroductie van DSM in 1989 nam de Staat alle aandelen van DSM Aardgas B.V. over. Tegelijkertijd werd de naam van DSM Aardgas gewijzigd in Energie Beheer Nederland (EBN). In een op 23 januari 1989 gesloten beheersovereenkomst tussen de Staat, DSM en EBN werd vastgelegd dat DSM het bestuurlijke en operationele beheer over EBN zou (blijven) voeren. Sinds 2008 is EBN een zelfstandige onderneming, met een eigen directie en een eigen raad van commissarissen en met de Staat als enige aandeelhouder.

Het beheer van de Maatschap Groningen wordt uitgeoefend door het College van Beheer Maatschap (CBM), waaraan naast EBN en de NAM ook een regeringsvertegenwoordiger als toehoorder deelneemt. De NAM voert de genomen besluiten uit en exploiteert als operator[12] de concessie voor rekening en risico van de Maatschap Groningen. De NAM dient de besluiten van het College van Beheer Maatschap (CvBM) uit te voeren, tenzij deze onverenigbaar zijn met verplichtingen van concessionaris en bestuurder op grond van de mijnwetgeving. Op basis van de OvS 1963 mag het gas uit het Groningenveld alleen aan GasTerra B.V. (voorheen Gasunie) worden verkocht.

Productie Groningenveld
De oorspronkelijke winbare gasvoorraad van het Groningenveld wordt door de NAM geschat op ongeveer 2900 miljard kubieke meter (m3) gas. Hiervan is tot en met 2017 circa 2100 miljard m3 geproduceerd.
De productie uit het Groningenveld laat over de jaren aanzienlijke schommelingen zien. Aan de ene kant werd de productie bepaald door het winningsplan voor het Groningenveld, dat periodiek door de minister werd goedgekeurd. Aan de andere kant werd de productie bepaald door de vraag naar aardgas.

11 Voor een overzicht van deze overeenkomsten zie § 3.2.4. van dit rapport.
12 De operator is degene die voor de andere partijen in het consortium de werkzaamheden plant en uitvoert.

Figuur 2 – Productie Groningenveld tot en met 2017[13]



Bron: Jaarverslagen 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland' 2014-2017

Op grond van artikel 55 van de Gaswet (in oktober 2018 vervallen) stelde de minister de maximaal te produceren Groningen volumes vast (waar GasTerra bij de verkoop vanuit mocht gaan). Gasunie (tegenwoordig GasTerra) maakte op basis van het winningsplan van het Groningenveld zijn verkoopplannen. In die verkoopplannen was de verwachte gasvraag in Nederland uitgangspunt, waaraan Gasunie volledig moest voldoen. Daarnaast werden er, voor zover de productie dat toeliet, langjarige verkoopcontracten met bedrijven in andere landen gesloten, vooral in Duitsland, België en Noord-Frankrijk.

Zowel de binnenlandse als de buitenlandse contracten van Gasunie gaven de afnemer flexibiliteit. De feitelijke afname onder de contracten was bijvoorbeeld sterk afhankelijk van de weersomstandigheden: in een strenge winter was de vraag veel hoger dan in een zachte winter. Het Groningenveld moest de pieken en dalen in de vraag opvangen, omdat het veld als 'swing supplier' werd gebruikt.

Ontwikkeling van de markt

In het begin van de jaren 1960 werd er in korte tijd een enorm net van gasleidingen in Nederland aangelegd en werden huishoudens en bedrijven op dit net aangesloten. Nederland schakelde over van kolen op gas. Niet veel later werden ook de eerste exportcontracten gesloten met Duitsland en België. Omdat er destijds geen marktprijs voor aardgas bestond, werd de prijs gekoppeld aan de prijs van aardolie, het beste alternatief voor aardgas.

Sinds die tijd heeft zich in Europa, maar ook daarbuiten, geleidelijk een gasmarkt ontwikkeld.[14] Er kwamen steeds meer afnemers en ook meer aanbieders, het gasleidingennet

13 In de jaarverslagen 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland' van 2014-2017 worden de aardgashoeveelheden weergegeven in Normaal kubieke meters (Nm³).'Normaal' heeft betrekking op de referentiecondities 0°C en 101,325 kPa: 1 Nm³ = 1,0554 Sm³. In enkele gevallen worden aardgashoeveelheden weergegeven in Gronings aardgasequivalent (m3 Geq) van 35,17 Megajoules bovenwaarde per m³ bij 0°C en 101,325 kPa. In die gevallen wordt dat expliciet in de tekst aangegeven.

14 Zie voor een uitgebreide beschrijving van de geschiedenis van aardgas in Nederland en de ontwikkeling van de gasmarkt bijvoorbeeld: 'Natural Gas in the Netherlands; from Cooperation to Competition?' van Aad Correljé, Coby van der Linde en Theo Westerwoudt (2003).

groeide evenredig. Dit maakte het mogelijk om méér marktwerking te introduceren en om de prijsvorming los te koppelen van de olieprijs.

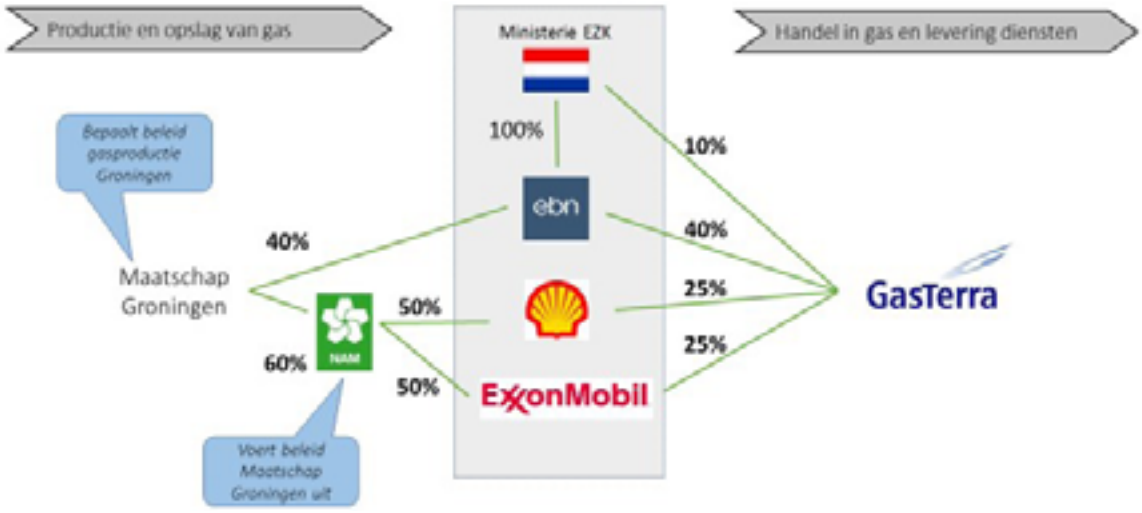
Binnen de Europese Unie werd in de jaren 1990 daarom besloten de Europese gasmarkt te liberaliseren. De eerste gasrichtlijn[15] werd in 1998 aangenomen en in 2000 in Nederland geïmplementeerd. Met de richtlijn wilde de Europese Unie een onafhankelijk gastransportnet tot stand brengen, zodat iedere aanbieder op dezelfde voorwaarden gas naar de markt kon brengen. Daarmee werd de concurrentie op de gasmarkt bevorderd.

Naast de bestaande veelal langjarige verkoopcontracten ontstond er een spotmarkt, waar op de korte termijn, zelfs op de dag, gas wordt verhandeld. De prijs die op deze spotmarkt ontstond (de spotprijs), reflecteerde de vraag-/aanbodverhoudingen en werd geleidelijk de dominante prijs in de markt.

Herstructurering van het Gasgebouw

Vanwege de liberalisering werd besloten om het Gasgebouw te herstructureren. Op grond van de Gaswet moest Gasunie namelijk worden gesplitst in een handelsbedrijf en een transportbedrijf. Op 1 juli 2005 zijn het transportbedrijf en het handelsbedrijf van Gasunie volledig juridisch ontvlochten. Het handelsbedrijf ging verder onder de naam GasTerra, in de bestaande aandelenverhoudingen: 40% eigendom van EBN, 10% van de Staat (vertegenwoordigd door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat), 25% van Shell en 25% van ExxonMobil. Gasunie hield het netwerk en kwam volledig in handen van de Staat, vertegenwoordigd door het ministerie van Financiën. Als puur transportbedrijf speelt Gasunie sinds 2005 geen rol meer in het Gasgebouw.

Afbeelding 1 – Structuur en eigendomsverhoudingen van het huidige Gasgebouw



Bron: EBN

15 Richtlijn 98/30/EG van het Europees Parlement en de Raad van 22 juni 1998 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor aardgas.

GasTerra B.V.
GasTerra werd opgericht op 1 juli 2005, toen de N.V. Gasunie juridisch gesplitst werd in een transportbedrijf en een handelsonderneming. Daarbij bleven de infrastructuur (de gasleidingen) en alle transportgerelateerde activiteiten achter bij Gasunie, terwijl het nieuwgevormde GasTerra alle handelsactiviteiten voortzette, als onderdeel van het Gasgebouw, de publiek-private samenwerking waarin ook de NAM, Shell, ExxonMobil, de Staat en EBN zijn vertegenwoordigd.

GasTerra is een internationale gashandelsonderneming die beschikt over een goede marktpositie. GasTerra is de afnemer van gas uit het Groningenveld. Naast het laagcalorische Groningengas, verhandelt GasTerra ook hoogcalorisch gas. Dat gas is voornamelijk afkomstig uit Nederlandse kleine gasvelden in de Noordzee en op land en van importen uit Rusland en Noorwegen. GasTerra vervult een publieke taak met betrekking tot de uitvoering van het kleineveldenbeleid van de Nederlandse overheid en is wettelijk verplicht het gas uit kleine velden desgevraagd af te nemen tegen marktconforme voorwaarden. Het ingekochte gas wordt verkocht op de binnenlandse markt en aan energiebedrijven in de ons omringende landen.

Juridische status en eigendom
GasTerra is een besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid. De aandeelhoudersstructuur is als volgt:

- Nederlandse Staat (vertegenwoordigd door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat): 10%;
- EBN: 40%;
- Shell Nederland: 25%;
- Esso Nederland: 25%.

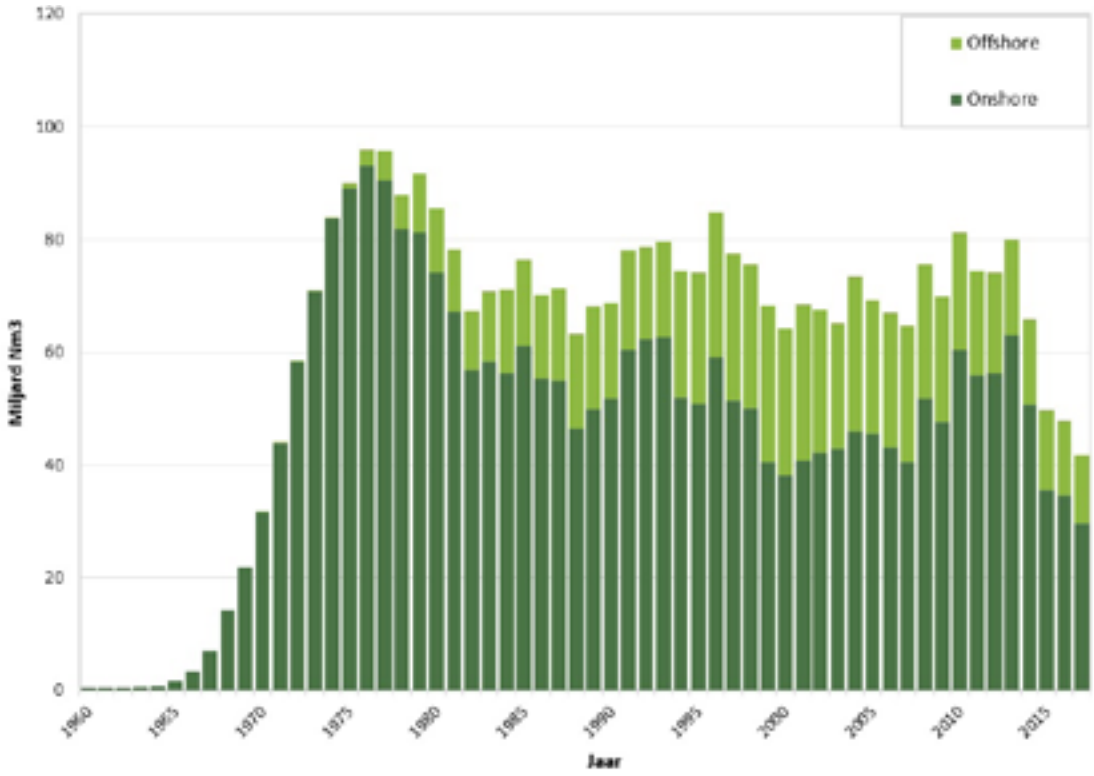
Zie voor meer informatie de website van GasTerra: https://www.Gasterra.nl.
Het jaarverslag is te openen met de volgende link: https://jaarverslag2017.gasterra.nl/.

Kleineveldenbeleid
Naast het enorme Groningenveld zijn er in Nederland ook veel kleine(re) gasvelden, zowel op land als op zee. Na de energiecrisis in het begin van de jaren 1970 heeft de Nederlandse overheid in 1974 het zogeheten 'kleineveldenbeleid' ontwikkeld om gaswinning uit de (ten opzichte van Groningen) kleine gasvelden te stimuleren. De overheid wilde zo optimaal gebruik maken van de Nederlandse bodemschatten. De Nederlandse samenleving moest maximaal profiteren van de eigen gasvoorraden, door de kleine velden bij voorrang te laten produceren, gebruik makend van het Groningenveld, dat voor de noodzakelijke flexibiliteit zorgde. Dit maakte het voor producenten aantrekkelijk om de kleine velden te ontwikkelen, mede omdat zij het door hen gewonnen gas altijd aan GasTerra konden verkopen tegen een redelijke vergoeding en marktconforme voorwaarden.

Vanuit dezelfde invalshoek werd staatsdeelneming van EBN in beginsel verplicht. Daarmee zou een deel van de opbrengsten direct bij de Staat terechtkomen. Aanvankelijk nam EBN alleen deel aan de winning van het aardgas (tegen betaling van een inbrengvergoeding voor de opsporingsactiviteiten die een economisch winbare hoeveelheid aantoonden), maar vanaf 2000 neemt EBN ook deel aan de exploratie, d.w.z. aan de opsporingsfase. Hierdoor is het risico voor de gasbedrijven verkleind, zodat het klimaat voor gaswinning, het zogenaamde mijnbouwklimaat, aantrekkelijker is geworden.

Sindsdien heeft de overheid het mijnbouwklimaat in Nederland periodiek tegen het licht gehouden, nog altijd vanuit de gedachte dat het voor de samenleving goed is om de aanwezige voorraden zo veel mogelijk tot ontwikkeling te brengen. Regelmatig zijn fiscaal of anderszins de voorwaarden gewijzigd om het mijnbouwklimaat voldoende aantrekkelijk te houden, zoals de willekeurige afschrijving en de investeringsaftrek voor marginale gasvoorkomens op zee. In de figuren 2 en 3 wordt het succes van dit beleid zichtbaar: de aardgasproductie, ook op zee, nam toe, terwijl de productie uit het Groningenveld al snel werd gehalveerd.

Figuur 3 - Aardgasproductie 1960-2017



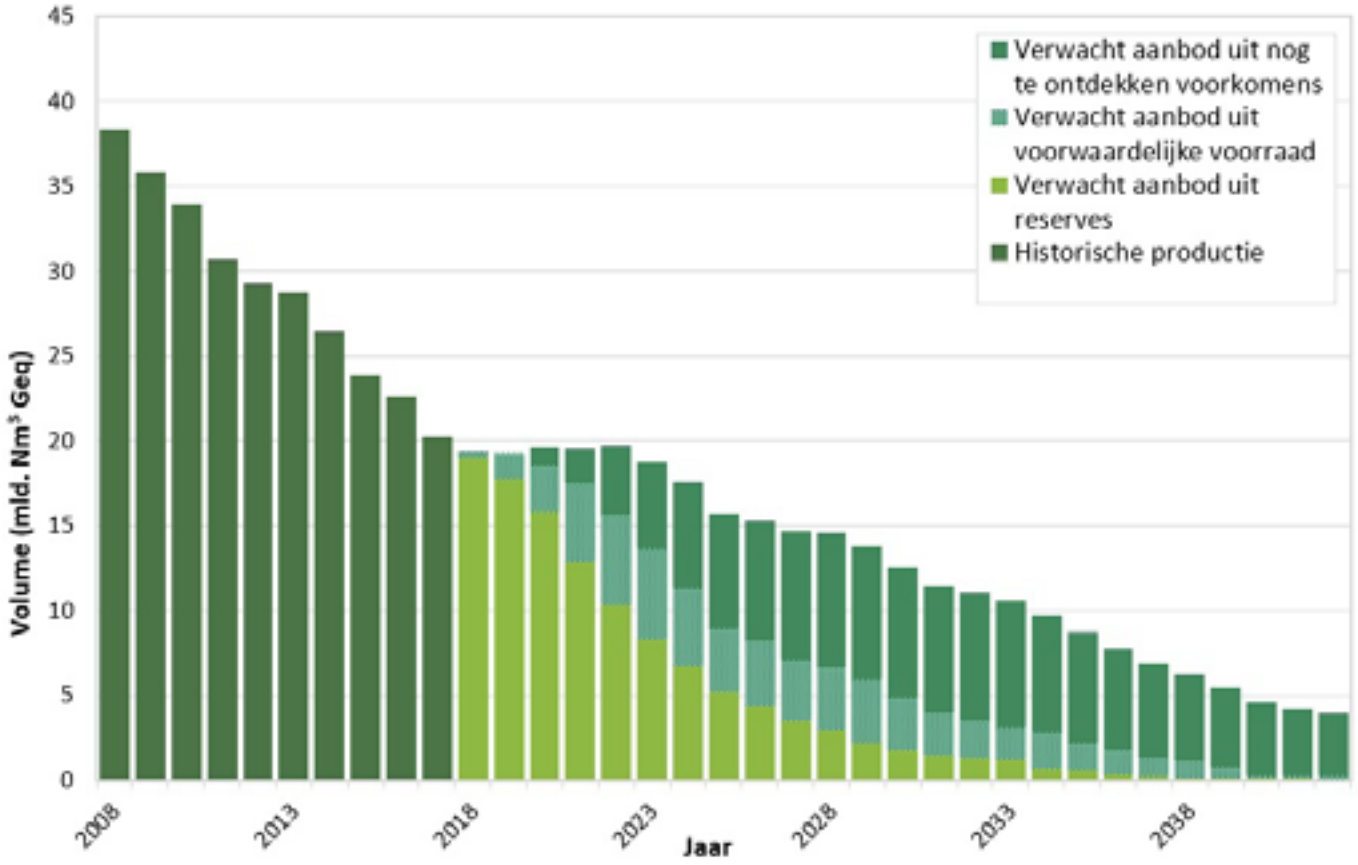
Bron: Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017'

De toekomstige productie uit kleine velden, inclusief de nog te ontdekken velden (het exploratiepotentieel), werd op 1 januari 2018 geraamd op 311 miljard Nm³. De komende 25 jaar zal de jaarlijkse productie geleidelijk afnemen van circa 19 miljard Nm³ tot circa 4 miljard Nm³ per jaar (zie figuur 4).

Waar het gas uit het Groningenveld laagcalorisch is, is het gas uit bijna alle kleine velden, evenals geïmporteerd aardgas, hoogcalorisch. Huishoudens en een deel van de industrie maken gebruik van laagcalorisch gas; een ander deel van de industrie maakt gebruik van hoogcalorisch gas.

Van het hoogcalorisch gas uit de kleine velden wordt een belangrijk deel omgezet in laagcalorisch gas door stikstof bij te voegen, de zogenaamde kwaliteitsconversie. Vanwege het grote volume van het Groningenveld is de meeste huishoudelijke apparatuur voor o.a. verwarming en koken in Nederland, Duitsland, België en Noord-Frankrijk sinds de jaren 1960 afgestemd op gas met deze lage calorische waarde.

Figuur 4 – Gerealiseerde en verwachte productie van aardgas uit de kleine velden van 2008 t/m 2042. Het Groningenveld is hier buiten beschouwing gelaten.



Bron: Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017'

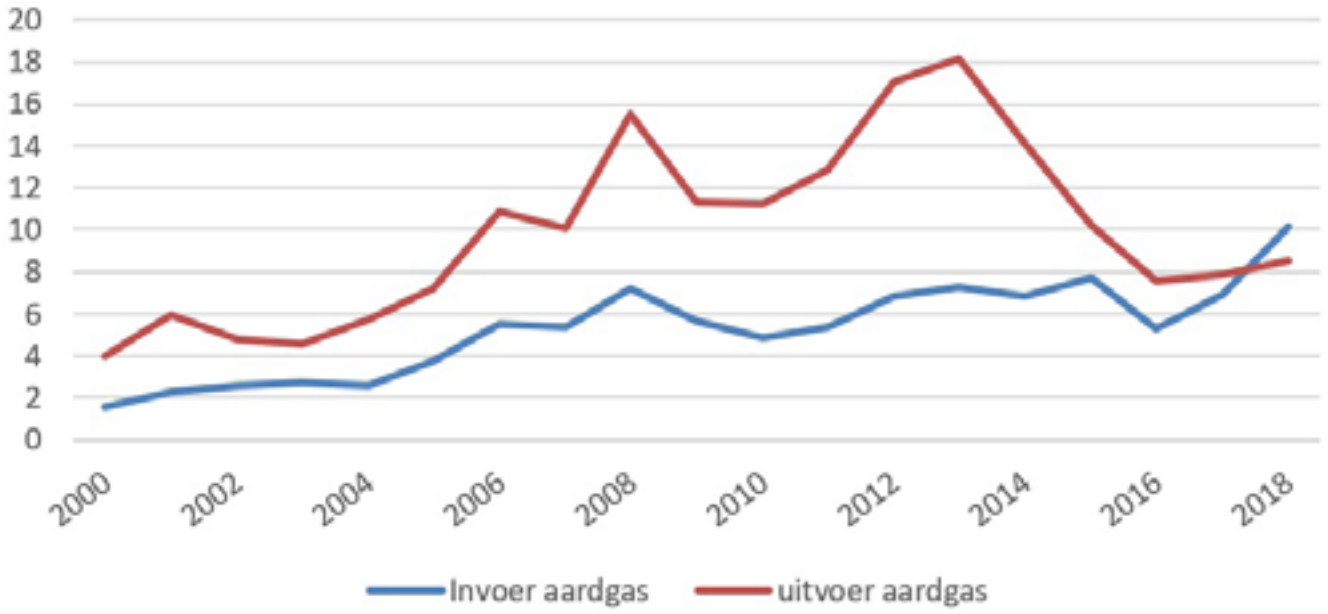
Meer informatie over de productieprognose voor de kleine velden is te vinden in hoofdstuk 1.6. van het Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017'[16].

Invoer en uitvoer

Sinds het eind van de jaren 1960 heeft Nederland aardgas uitgevoerd. In de jaren 1990 werd door Gasunie besloten om ook aardgas te gaan inkopen, met het oog op de leveringszekerheid op de lange termijn.

16 https://www.nlog.nl/sites/default/files/jaarverslag%20delfstoffen%20en%20aardwarmt%20in%20nederland%20-%202017.pdf

Figuur 5 – In- en uitvoer van aardgas (in mld. euro)



Bron: CBS

De laatste jaren is de import van gas, vooral uit Noorwegen en Rusland, toegenomen. In 2018 werd er voor 10,1 miljard euro geïmporteerd. Dat is ruimschoots een verdubbeling in vergelijking met 2011. Tegelijkertijd werd er in 2018 voor 8,5 miljard euro geëxporteerd. Daarmee was Nederland is 2018 voor het eerst netto-importeur van aardgas.

Transport

Voor het transport van de kleine velden op land kon gebruik worden gemaakt van het in de jaren 1960 ontwikkelde leidingennetwerk. Het landelijk gastransportnet wordt verzorgd door Gasunie Transport Services (GTS). GTS is een 100% dochter van de Nederlandse Gasunie. Daarnaast zijn er regionale netbeheerders die ieder een deel van het gastransportnet tot hun beschikking hebben.

Voor de kleine velden op zee zijn in de loop der tijd drie gastransport-pijpleidingsystemen ontwikkeld om het op zee gewonnen aardgas aan land te brengen:

- Westgastransport (WGT);
- Noordgastransport B.V. (NGT);
- NOGAT B.V. (Northern Offshore Gas Transport).

Voordat het geproduceerde gas in het leidingennetwerk van Gasunie kan worden ingebracht, moet het gas worden behandeld, om het op de gewenste kwaliteit te brengen. Daar eindigt de betrokkenheid van de olie- en gasbedrijven en daarmee ook de scope van de EITI-standaard. Gasunie verzorgt vervolgens het transport van het aardgas naar de bedrijven en het net van de regionale netbeheerders.

N.V. Nederlandse Gasunie
Gasunie is in 1963 opgericht, oorspronkelijk als onderdeel van het Gasgebouw, voor het transport en de verkoop van in Nederland gewonnen aardgas. Sinds de herstructurering van het Gasgebouw (zie blz. 18) is Gasunie een gasinfrastructuurbedrijf met als kernactiviteit de exploitatie en het beheer van gasinfrastructuur in Nederland. Daarnaast is Gasunie actief in de opslag van gas en LNG en het certificeren van groen gas. Gasunie bezit ook een gasnetwerk in Noord-Duitsland en belangen in een aantal internationale pijpleidingen, zoals de BBL (een pijpleiding tussen Nederland en het Verenigd Koninkrijk) en Nord Stream (een leiding onder de Oostzee, van Rusland naar West-Europa).
Het netwerk van Gasunie is één van de grootste gastransport-hogedruknetten in Europa en bestaat uit ongeveer 15.500 kilometer pijpleiding in Nederland en Noord-Duitsland, tientallen installaties en ongeveer 1300 gasontvangststations, waar het gas voor de regionale netwerken en voor bedrijven beschikbaar komt.
Met de energietransitie zijn voor Gasunie ook het transport van groen gas en waterstof relevant geworden. Bovendien werkt Gasunie mee aan de aanleg en het beheer van netwerken voor warmte en CO_2.

Juridische status en eigendom
Gasunie is een naamloze vennootschap, waarvan de Staat, vertegenwoordigd door het ministerie van Financiën, 100% van de stemgerechtigde aandelen houdt. De wettelijke taken aangaande het onafhankelijke beheer van het Nederlandse gastransportnet worden uitgevoerd door de 100%-dochteronderneming GTS. Gasunie Deutschland GmbH is verantwoordelijk voor het Noord-Duitse netwerk. Eind 2017 had Gasunie 1761 fte in dienst.

Publiek belang
De publieke taken van Gasunie bestaan uit het borgen van de zekerheid van transport en de leveringszekerheid in Nederland, waarbij efficiency, veiligheid van de gasinfrastructuur en duurzaamheid de belangrijkste randvoorwaarden zijn. Vanuit dit publieke belang moet Gasunie-dochter GTS, als beheerder van het landelijk gastransportnet, aan de volgende wettelijke eisen voldoen:

- de continuïteit en kwaliteit van het gastransportnet waarborgen;
- op doelmatige wijze investeren in voldoende transportcapaciteit om te voorzien in de totale marktbehoefte, waaronder bevordering van inname uit kleine velden;
- non-discriminatoire toegang bieden tot het transportnet;
- het gastransportnet doelmatig beheren; en
- de veiligheid waarborgen van het gastransportnet en installaties die gas verbruiken, waarbij het milieu zo veel mogelijk wordt ontzien.

Dit publieke belang wordt behalve door het publieke aandeelhouderschap ook geborgd door het toezicht door de Autoriteit Consument & Markt (ACM). Naast de Gaswet gelden voor Gasunie het Besluit milieutaak gasbedrijven Gaswet, het Besluit stimulering duurzame energieproductie en het Besluit leveringszekerheid Gaswet.

Voor meer informatie, zie de website van Gasunie: https://www.gasunie.nl. Daarop is ook het jaarverslag van Gasunie te vinden: https://www.gasunie.nl/over-gasunie/investor-relations/financiele-informatie.

Opslag
Vanwege het kleineveldenbeleid werd de variatie in de gasvraag (winter/zomer) aanvankelijk opgevangen door aan de gaskraan van het Groningenveld te draaien. Naarmate de reserves in het veld echter afnamen, liep de druk, en daarmee de flexibiliteit, van het Groningenveld geleidelijk terug. Om toch voldoende flexibiliteit te houden om de schommeling in de gasvraag te kunnen opvangen, zijn er ondergrondse gasopslagen aangelegd.
Er zijn in Nederland vijf aardgas opslagfaciliteiten operationeel. Vier maken gebruik van voormalige gasvelden, te weten de opslagen van de NAM in Norg en Grijpskerk en de Piekgasinstallatie (PGI) in Alkmaar en Gasopslag Bergermeer, beide van TAQA. Eén gasopslag maakt gebruik van zoutcavernes, de aardgasbuffer Zuidwending, die door Gasunie wordt geopereerd. Norg en Grijpskerk maken deel uit van het Groningensysteem. De PGI in Alkmaar levert sinds 1997 bij een sterk verhoogde gasvraag, bijvoorbeeld tijdens vorstperiodes, heel snel extra gas aan het gasnet. Gasopslag Bergermeer is een commerciële opslag en ten slotte is Zuidwending er om in de piekbehoefte van GTS te voorzien.

Naast de opslagen voor aardgas is er op de Maasvlakte een terminal waarin vloeibaar aardgas (LNG) wordt opgeslagen. Deze terminal, eigendom van Gasunie en Vopak, vervult ook een rol bij het opvangen van pieken in de gasvraag, bijvoorbeeld op heel koude winterdagen.

In Nederland worden op diverse locaties ook andere stoffen opgeslagen in ondergrondse ruimtes. Dit betreft bijvoorbeeld de tijdelijke opslag van formatiewater in olie- en gasvelden. Verder worden zoutcavernes benut voor de opslag van stikstof (Winschoten) en gasolie (Marssteden). Lege aardgasvelden, met name op zee, kunnen in de komende jaren ook een significante capaciteit leveren voor permanente opslag van CO_2.
Zie voor meer informatie over opslag in Nederland het Nederlands Olie & Gas Portaal: www.nlog.nl/opslag.

Aardbevingen in Groningen
In figuur 3, die de totale aardgasproductie laat zien, wordt zichtbaar dat de volumes na 2013 flink zijn teruggelopen. Dat is het gevolg van de aardbevingen in Groningen. De aardbeving die op 16 augustus 2012 de omgeving van Huizinge trof, heeft geleid tot een ander beleid ten aanzien van de productie uit het Groningenveld. Onderzoek heeft namelijk aangetoond dat de toegenomen seismiciteit in het gebied veroorzaakt wordt door de gaswinning. Sinds 2014 wordt de maximale winning uit het Groningenveld bepaald per besluit van de minister van Economische Zaken en Klimaat. Zie tabel 2 voor een overzicht van de gerealiseerde en toegestane productie per gasjaar[17] van 2014 - 2018.

Tabel 2 – Gerealiseerde en toegestane productie Groningenveld 2014-2018

Gasjaar	Gerealiseerde productie (miljard Nm³)	Toegestane productie (miljard Nm³)
2014-2015	35	
2015-2016	27	27
2016-2017	24	24
2017-2018	20,1	21,6

Bron: https://www.nam.nl/feiten-en-cijfers.html

17 Het gasjaar loopt van 1 oktober tot en met 30 september.

In 2018 heeft de Nederlandse regering besloten de gaswinning in Groningen zo snel mogelijk terug te schroeven en uiterlijk in 2030 geheel te stoppen.[18] In september 2018[19] meldde de minister van Economische Zaken en Klimaat dat de verwachte winning naar beneden is bijgesteld en dat er nieuwe mogelijkheden zijn gevonden om de gaswinning sneller te beëindigen. Uit de cijfers van GTS blijkt dat vanaf medio 2022 de gaswinning in Groningen in een gemiddeld jaar nihil kan zijn. Bovendien is het op basis van het GTS-advies naar verwachting haalbaar om het Groningenveld uiterlijk in 2026, en mogelijk eerder, volledig te sluiten.

In de Kamerbrief van 30 mei 2018 inzake de gaswinning uit de kleine velden geeft de minister van Economische Zaken en Klimaat aan dat de beëindiging van de gaswinning in Groningen niet leidt tot een hogere productie uit de kleine velden.[20] Deze hebben immers altijd maximaal kunnen produceren, gebruikmakend van de flexibiliteit van het Groningenveld en de gasopslagen.

Elke gaswinning, ook uit een klein veld, kent bepaalde risico's. De risico's van gaswinning uit kleine(re) velden zijn qua omvang en impact echter niet vergelijkbaar met die van de gaswinning in Groningen.[21] Het Groningenveld is één van de grootste gasvelden ter wereld. De steenlaag waaruit het gas in Groningen wordt gewonnen is veel groter en dikker en dat maakt het risico op aardbevingen ook vele malen groter dan bij het grootste kleine veld. Waar het Groningenveld een initieel gasvolume had van circa 2900 miljard Nm³, is het volume van het grootste kleine veld 73 miljard Nm³ (circa veertigmaal kleiner).[22] Het initiële gasvolume van de kleine(re) velden die vandaag de dag nog worden gevonden, varieert veelal van minder dan 1 miljard Nm³ tot 5 miljard Nm³.[23] De effecten van de gaswinning uit het Groningenveld (bodemdaling en bodemtrillingen) zijn, mede door de enorme omvang van het veld en de lange winningshistorie, wezenlijk anders en vele malen ernstiger dan die bij de gaswinning uit de kleine velden.[24]

Ontmanteling en verwijdering van mijnbouwwerken

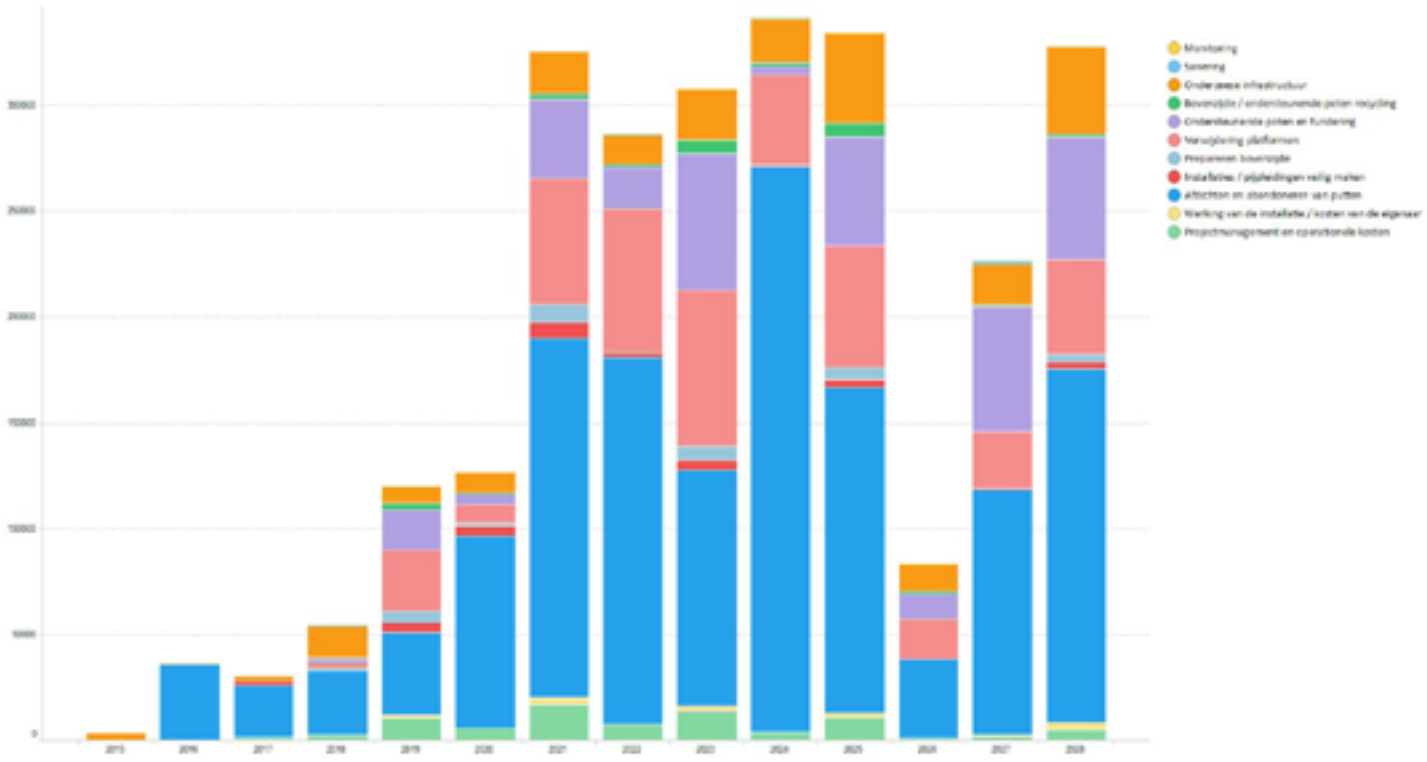
Sinds de jaren 1960 heeft de Nederlandse olie- en gasindustrie een omvangrijke productie- en transportinfrastructuur opgebouwd. Die bestaat uit putten, platforms en pijpleidingen op zee en putten, verwerkingsinstallaties en pijpleidingen op het vaste land. Het grootste deel daarvan is momenteel in gebruik voor de productie en het transport van olie en gas. Ontmanteling en verwijdering van de Nederlandse olie- en gasinfrastructuur (platforms, putten en pijpleidingen) vraagt de komende 10 tot 20 jaar veel aandacht. In deze periode bereikt een aanzienlijk deel van de nu nog producerende olie- en gasvelden en de bijbehorende infrastructuur, met name op zee, het einde van zijn economische levensduur. Door afnemende activiteiten en investeringen in de opsporing en winning van aardgas op het Nederlandse deel van de Noordzee komt deze ontmanteling en verwijdering ('decommissioning' genoemd) snel dichterbij.[25] Wanneer er geen vooruitzichten zijn voor hergebruik van deze infrastructuur, is de operator tezamen met de medevergunninghouders verantwoordelijk voor een veilige en milieuvriendelijke ontmanteling en verwijdering hiervan. Dit is geregeld in de Mijnbouwwet (artikelen 44 en 45 voor mijnbouwwerken op zee) en het Mijnbouwbesluit (artikel 39 voor mijnbouwwerken op land).[26]

18 https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2018/03/29/kamerbrief-over-gaswinning-groningen
19 https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2019/09/10/kamerbrief---gaswinningsniveau-groningen-in-2019-2020
20 https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2018/05/30/kamerbrief-over-gaswinning-uit-kleine-velden
21 Ibid.
22 Ibid.
23 Ibid.
24 Ibid.
25 Ibid.
26 Voorstel tot wijziging van de Mijnbouwwet inzake het verwijderen en hergebruiken van mijnbouwwerken in het kader van door mijnbouwondernemingen te stellen financiële zekerheden In mei 2019 heeft de internetconsultatie

Kosten decommissioning

De totale kosten van decommissioning van de Nederlandse olie- en gasinfrastructuur (op land en zee) worden door EBN vooralsnog geschat op 7 tot 8 miljard euro. Aangezien de Staat, mede door het aandeel van EBN in de olie- en gaswinning en de aftrekbaarheid van de kosten voor belasting en afdrachten, voor circa 70% meedeelt in de opbrengsten ervan, komt uiteindelijk ook een aanzienlijk deel van deze kosten voor rekening van de Staat.[27]

Figuur 6 – Overzicht kosten van ontmanteling op zee



Bron: Nexstep

De totale ontmantelingskosten op zee bedragen voor de komende tien jaar 2,5 miljard euro.[28]

Nexstep[29]

In oktober 2017 is het Nationaal Platform voor Hergebruik & Ontmanteling Nexstep opgericht door de Nederlandse olie- en gasindustrie, verenigd in de Nederlandse Olie en Gas Exploratie en Productie Associatie (NOGEPA), en EBN met steun van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat. Nexstep coördineert, faciliteert en versnelt de agenda voor hergebruik en ontmanteling van olie- en gasinfrastructuur in Nederland. Nexstep wil door onderlinge samenwerking van partijen, het delen van kennis en de inzet van innovatieve technologie de kosten voor het afsluiten van putten en ontmantelen van infrastructuur met dertig procent verminderen. Randvoorwaarde blijft dat de ontmanteling op een veilige manier gebeurt en de milieubelangen worden gewaarborgd.

plaatsgevonden. Het voorstel is op 12 juli 2019 naar de Raad van State gegaan.

27 https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2018/05/30/kamerbrief-over-gaswinning-uit-kleine-velden

28 Re-use & decommissioning rapport 2019, www.nextstep.nl

29 https://nexstep.nl/?lang=nl

Nexstep is opgericht naar aanleiding van aanbevelingen in het 'Masterplan for Decommissioning & Re-use' in november 2016.[30] Dit Masterplan werd opgezet door EBN, NOGEPA en IRO, respectievelijk vertegenwoordiger van de Staat, de olie- en gasbedrijven en de service-industrie. Dit Masterplan richt zich in eerste instantie op de infrastructuur op zee, omdat decommissioning zich daar het eerste aandient.

Voor de installaties op land gelden andere omstandigheden. Hier hebben de grondeigenaren afspraken gemaakt met de operators over het opruimen van de infrastructuur aan het einde van hun economische levensduur. Het beleid t.a.v. de ontmanteling van de mijnbouwwerken wordt nog nader uitgewerkt.

Relatie met energietransitie

In een aantal gevallen is er een kans om de huidige infrastructuur te hergebruiken om daarmee bij te dragen aan de energietransitie. In sommige gevallen kan er een nieuwe bestemming worden gevonden voor de productie-infrastructuur, bijvoorbeeld in samenhang met de komst van windparken op zee. Een beperkt deel van de platforms en een deel van de pijpleidingen kan van waarde zijn voor de productie en het transport van waterstof, geproduceerd met windenergie. Ook voor CCS (Carbon Capture and Storage, de opslag van CO2) kan bestaande infrastructuur ingezet worden. Op land kunnen mijnbouwlocaties en leidingen worden ingezet voor een kosteneffectieve opwekking en het transport van duurzame energie (geothermie, hernieuwbare gassen, zon en wind).

2.5. Energietransitie

Voor de olie- en gasindustrie is de transitie naar een CO2-neutraal energiesysteem in 2050 een belangrijk gegeven. In het beleid van de regering wordt ernaar gestreefd om het gebruik van fossiele energiebronnen, zoals olie en gas, zo snel mogelijk af te bouwen. Tegelijkertijd is duidelijk dat aardgas tijdens de transitie naar een duurzame energievoorziening voorlopig nog een belangrijke rol speelt. De regering is van oordeel dat in Nederland geproduceerd aardgas, zolang we nog aardgas nodig hebben en het veilig en verantwoord geproduceerd kan worden, daarbij de voorkeur heeft boven geïmporteerd gas. Dat is van belang voor de economie en de werkgelegenheid en voor de geopolitieke positie van Nederland. Het is ook goed voor het behoud van kennis van de diepe ondergrond. En niet in de laatste plaats is het beter voor het klimaat, omdat de productie in Nederland schoner is dan die in de meeste landen van waaruit gas wordt geïmporteerd (Beleidsbrief Herijking Gaswinning Kleine Velden, mei 2018).[31]

Onder de Noordzee bevinden zich nog aanzienlijke voorraden die veilig en verantwoord kunnen worden gewonnen, en die de komende decennia ingezet kunnen worden voor onder meer de Nederlandse energievoorziening. Op zee kan er in de periode 2020-2050 tussen de 100 en 200 miljard Nm³ aardgas gewonnen worden, afhankelijk van het investeringsklimaat. Dat levert de Nederlandse samenleving aan aardgasbaten tussen de 3 en 20 miljard euro op. Op dit moment wordt er jaarlijks tussen de 10 en de 15 miljard Nm³ aardgas op zee gewonnen. De binnenlandse vraag naar aardgas is 35 miljard Nm³. Nu Nederland sinds 2018 een netto gasimporteur is geworden, wordt het belang van de eigen productie nog duidelijker zichtbaar.

30 https://www.ebn.nl/masterplan-decommissioning-and-re-use-gepresenteerd-2/
31 https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2018/05/30/kamerbrief-over-gaswinning-uit-kleine-velden

Tegelijkertijd maakt dat het verder terugdringen van de klimaatafdruk van gaswinning in Nederland urgenter. NOGEPA[32] werkt daar met haar leden ook aan, bijvoorbeeld door te investeren in een forse reductie van de methaanuitstoot voor 2021 met 50% (120.000 ton CO_2-equivalent).

Subsidies in 2017 voor duurzame energie

Introductie

Voor de afbouw van de vraag naar aardgas in Nederland moeten kansrijke duurzame alternatieven ontwikkeld en toegepast worden. In het huidige Regeerakkoord zijn ambitieuze plannen aangekondigd op het gebied van klimaat en energie. Twee belangrijke pijlers onder de nationale ambitie zijn een klimaatwet en een Klimaat- en Energieakkoord.[33]

Op 6 september 2013 hebben ruim veertig organisaties, waaronder de overheid, werkgevers, vakbeweging, natuur- en milieuorganisaties, maatschappelijke organisaties en financiële instellingen, zich aan het Energieakkoord voor duurzame groei[34] verbonden. Op 28 juni 2019 heeft het kabinet het Klimaatakkoord[35] gepresenteerd en is het kabinet begonnen met de uitvoering.

In deze paragraaf zal kort aandacht worden besteed aan de publieke bestedingen aan energieonderzoek- en innovatie en de uitrol van technologieën in de markt ('het opwekken van duurzame energie'), met speciale aandacht voor windenergie en aardwarmte.

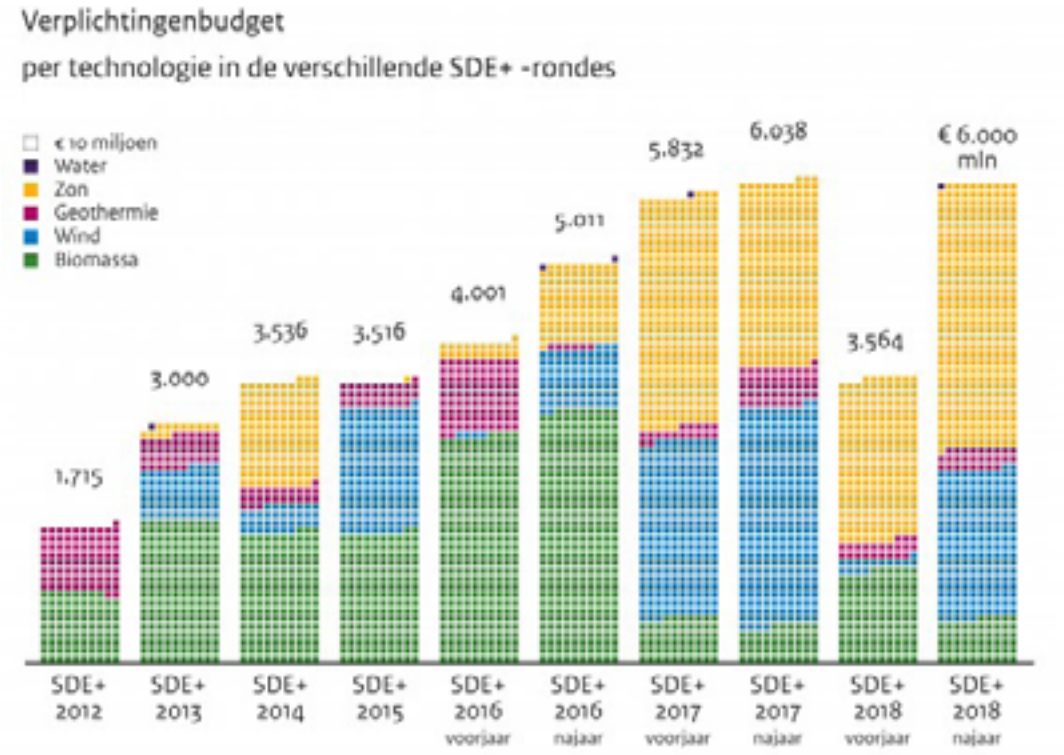
Subsidie voor het opwekken van energie

Met de subsidie Stimulering Duurzame Energieproductie (SDE+) stimuleert het ministerie van Economische Zaken en Klimaat de ontwikkeling van een duurzame energievoorziening in Nederland. De SDE+ richt zich op bedrijven en (non-profit)instellingen die duurzame energie willen produceren.[36] Voor 2017 was er een budget van circa 12 miljard euro beschikbaar (zie figuur 7). Hiervan was 4,9 miljard euro beschikbaar voor windenergie op land[37] en 0,7 miljard euro voor aardwarmte.

Figuur 7 geeft de omvang van het budget weer dat aan verschillende technologieën voor het opwekken van duurzame energie is toegewezen. Op het moment van toewijzing (het moment waarop de verplichting bij afgeven van de beschikking wordt aangegaan) is de met het project op te wekken energie nog niet gerealiseerd. Betaling vindt plaats op basis van de daadwerkelijke productie.

32 NOGEPA is de Nederlandse Olie en Gas Exploratie en Productie Associatie en behartigt de belangen van de bedrijven die in Nederland een vergunning hebben voor het opsporen of winnen van aardgas.
33 https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-32813-157.html
34 https://www.energieakkoordser.nl/energieakkoord.aspx
35 https://www.klimaatakkoord.nl/
36 De kostprijs van duurzame energie is hoger dan die van grijze energie. De SDE+ vergoedt het verschil tussen de kostprijs van grijze energie en die van duurzame energie over een periode van 5, 8, 12 of 15 jaar, afhankelijk van de technologie.
37 Voor het opzetten van windparken was de laatste grootschalige tender wind op zee mét SDE+-subsidie in 2016. De tenders wind op zee in 2017 en 2018 gingen zonder SDE+-subsidie; deze windparken konden zonder subsidie worden gebouwd.

Figuur 7 – Verplichtingenbudget per technologie in verschillende SDE+-rondes (in mln. euro)



Bron: RVO.nl[38]

Zie voor meer informatie over windenergie op land de Monitor Wind op Land 2017[39]. Meer informatie over wind op zee is te vinden op: https://windopzee.nl/[40].

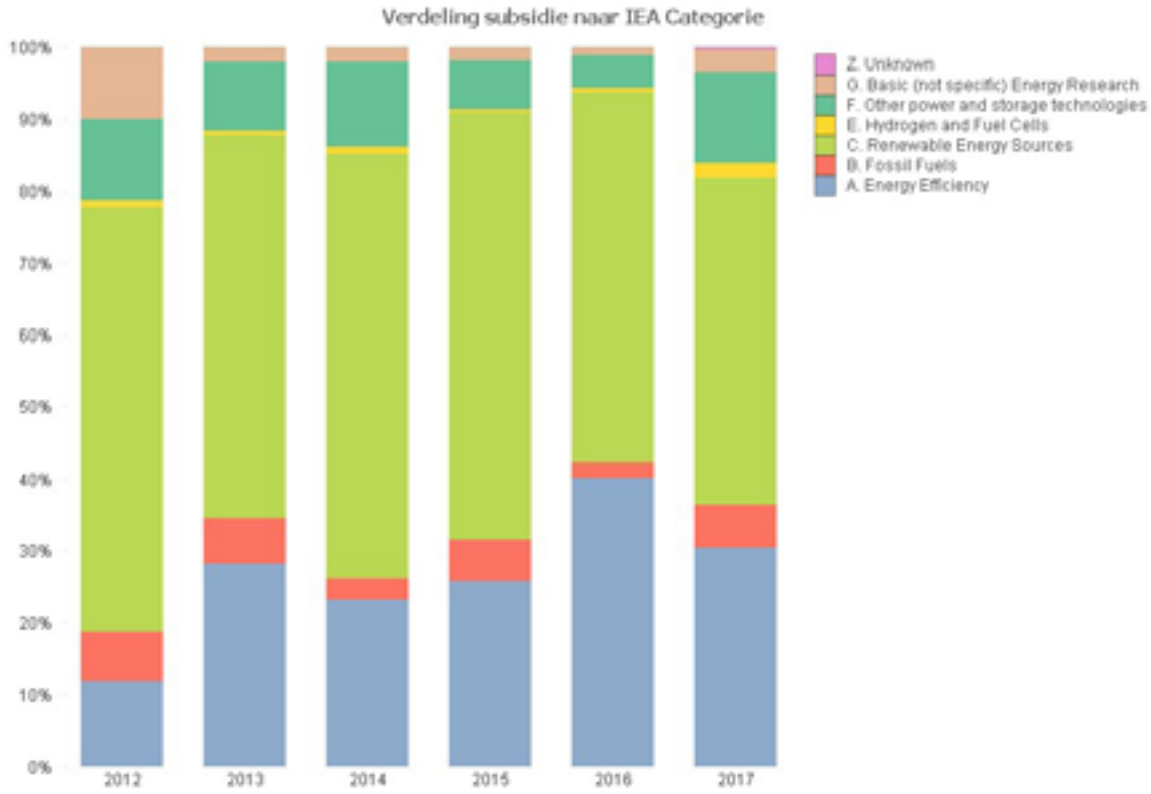
Zie voor meer informatie over aardwarmte: https://www.geothermie.nl, https://www.nlog.nl/geothermie en https://www.dago.nu/nl/geothermie.

Subsidie voor energieonderzoek en -innovatie

Naast de subsidie voor het opwekken van duurzame energie, wordt er ook geld vrijgemaakt voor energieonderzoek en innovatie. In 2017 heeft de Rijksoverheid 151 miljoen euro geïnvesteerd in energieonderzoek en -innovatie (zie figuur 8). Van de investeringen is ruim 41% (61 miljoen euro) besteed aan betere productiemethoden van duurzame energiebronnen (IEA-categorie C). Hiervan bedroegen de totale projectkosten voor windenergie 30 miljoen euro, met ee1n subsidie van 16 miljoen euro verdeeld over 40 projecten. Voor aardwarmte was dit 22 miljoen euro, met een subsidie van circa 11 miljoen euro verdeeld over 10 projecten. Vergeleken met windenergie gaat het hier jaarlijks om een beperkt aantal projecten. De reden hiervoor is dat er tot 2018 geen specifiek subsidieprogramma voor aardwarmte was.
Ongeveer 33% (50 miljoen euro) is besteed aan energiebesparing (IEA-categorie A), vergelijkbaar met eerdere jaren, met uitzondering van een piek in 2016.
Een opvallend punt is de stijging in investeringen voor onderzoek op het gebied van fossiele brandstoffen. Van de investeringen in fossiele brandstoffen ging ruim 95% naar onderzoek in energieopslag en CO2-afvang en -opslag (IEA-categorieën B en E).[41]

38 Voor meer informatie zie: https://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/stimulering-duurzame-energieproductie/feiten-en-cijfers/feiten-en-cijfers-sde-algemeen.
39 https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2018/03/31/monitor-wind-op-land-2017
40 https://windopzee.nl/
41 Monitor publiek gefinancierd energieonderzoek 2017

Figuur 8 – Verdeling publieke bestedingen aan energieonderzoek op basis van subsidiebeschikkingen over thema's (RVO.nl 2017a)[42]



Bron: RVO.nl, Terugblik in Cijfers 2012-2017[43]

2.6. Oppervlaktedelfstoffen

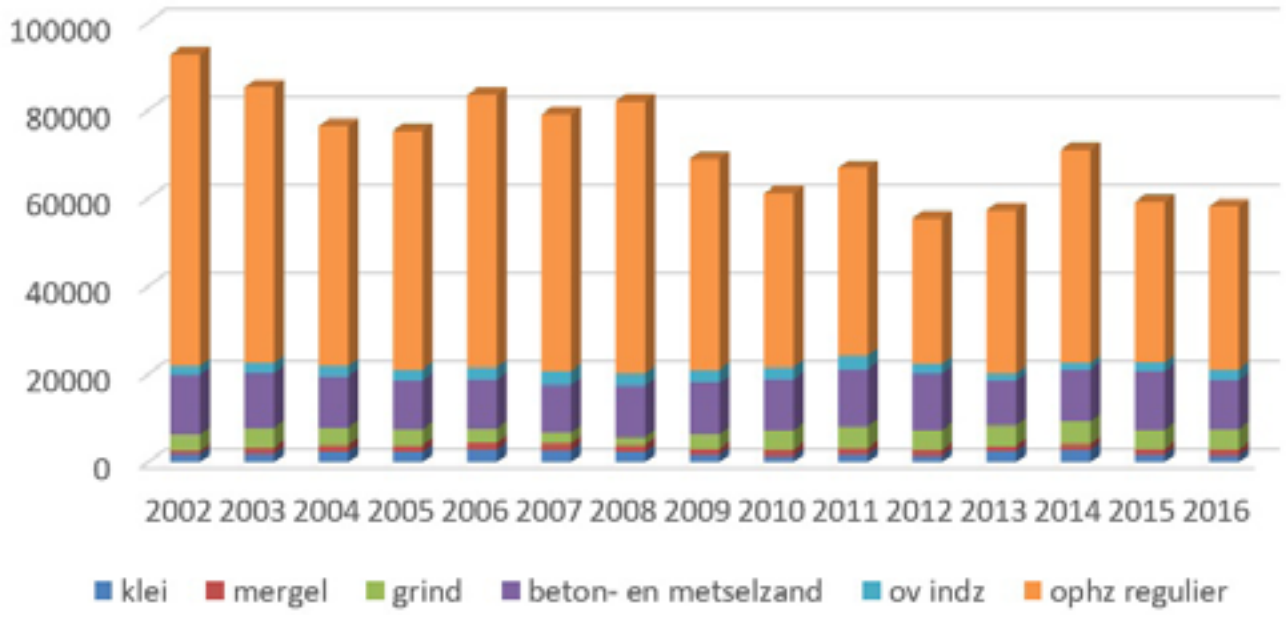
De winning van oppervlaktedelfstoffen is aangemerkt als nationaal belang. Er is een blijvende behoefte aan winning van oppervlaktedelfstoffen uit de Nederlandse land- en zeebodem. Voor de winning van oppervlaktedelfstoffen op land ligt de regie grotendeels bij de provincies. Ook de markt heeft hierbij een belangrijke rol. De Staat, hier vertegenwoordigd door het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, bepaalt in overleg met de provincies en de marktpartijen of en op welke wijze er een interventie van de Staat nodig is. Het initiatief daarvoor ligt bij de provincies.

Het gaat bij oppervlaktedelfstoffen om de volgende grondstoffen: grove granulaten (grind, gebroken grind/steenslag), fijne granulaten (beton- en metselzand), ophoogzand en overige bouwgrondstoffen (kalkzandsteenzand, zilverzand, klei en mergel). De winningsmogelijkheden zijn ongelijk verdeeld in Nederland. Omdat de hoeveelheden over de jaren heen redelijk stabiel zijn – op een intensivering in de periode 2009-2012 na voor wat betreft de winning van ophoogzand voor landaanwinning – heeft de Staat in overleg met de provincies besloten de periodieke monitor van oppervlaktedelfstoffen na 2016 te beëindigen.

De trend in de winning van oppervlaktedelfstoffen over de periode 2000-2016 in relatie tot het verbruik is samengevat in onderstaande figuren:

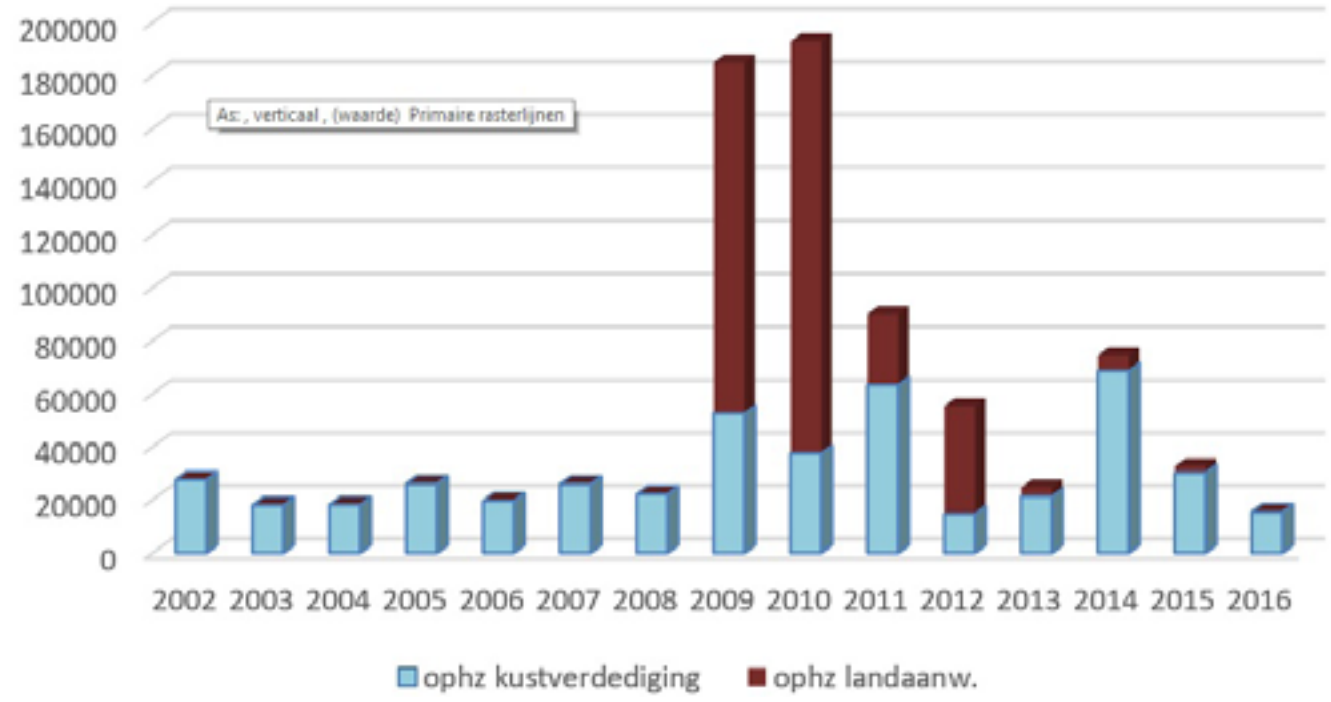
42 De afkorting IEA staat voor International Energy Agency (Nederlands: Internationaal Energieagentschap).
43 https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/Topsector%20Energie%20-%20Terugblik%20in%20cijfers%202012-2017_0.pdf

Figuur 9 – Reguliere winning oppervlaktedelfstoffen Nederland x 1000 ton



Bron: Rapportage Monitoring bouwgrondstoffen 2015-2016

Figuur 10 – Niet-reguliere winning oppervlaktedelfstoffen Nederland x 1000 ton



Bron: Rapportage Monitoring bouwgrondstoffen 2015-2016

Het resultaat voor de winning van bouwgrondstoffen over de periode 2015-2016 in relatie tot het verbruik, de import en de export is samengevat in onderstaande tabel:

Tabel 3 – Resultaat monitoring bouwgrondstoffen over 2015-2016 (x miljoen ton)

	2015				2016			
	verbruik	import	export	winning/ productie	verbruik	import	export	winning/ productie
bouwgrondstoffen regulier								
grof granulaat								
grind	9,5	5,2		4,3	10,0	5,4		4,6
gebr.grind/steenslag	6,7	6,1		0,6	7,0	6,0		1,0
fijn granulaat								
beton- en metselzand	12,9	4,5	5,0	13,4	13,6	4,7	2,3	11,3
ophoogzand								
ophoogzand regulier	31,1		5,4	36,5	32,1		5,0	37,1
overige bouwgrondstoffen								
kalkzandsteen	1,6			1,6	1,9			1,9
zilverzand	1,2	0,8		0,4	1,3	0,8		0,5
klei	2,5	0,8		1,7	2,2	0,8		1,5
mergel	1,3			1,3	1,4			1,4
Totaal regulier	**66,8**	**17,3**	**10,4**	**59,8**	**69,5**	**17,6**	**7,3**	**59,2**
bouwgrondstoffen niet-regulier								
Noordzee kustverdediging	30,2			30,2	15,3			15,3
Noordzee landaanwinning	2,5			2,5				
Totaal niet regulier	**32,7**			**32,7**	**15,3**			**15,3**
Totaal primaire bouwgrondstoffen	**99,5**	**17,3**	**10,4**	**92,5**	**84,8**	**17,6**	**7,3**	**74,5**

Bron: Rapportage Monitoring bouwgrondstoffen 2015-2016

In de periode 2015-2016 bedroeg het reguliere verbruik van primaire bouwgrondstoffen in Nederland 66,8-69,5 miljoen ton per jaar. Hiervan is ongeveer 74% gewonnen in Nederland. De overige 26% is geïmporteerd vanuit aangrenzende landen (Duitsland, België, Verenigd Koninkrijk). Het gaat hierbij om bouwgrondstoffen die in Nederland niet of onvoldoende voorkomen, zoals grind, gebroken rots en (grove) betonzanden. Daarnaast is ook een deel van het benodigde zilverzand en klei geïmporteerd.

De reguliere winning/productie van primaire bouwgrondstoffen in Nederland bedroeg in diezelfde periode 59,2-59,8 miljoen ton per jaar. Het ging hierbij voor 9% om grove granulaten (grind en gebroken grind), voor 21% om fijne granulaten (beton- en metselzand), voor 62% om ophoogzand en voor 8% om overige bouwgrondstoffen (kalkzandsteen, zilverzand, klei en mergel).

Voor de winning op landlocaties bedraagt de vergunde voorraadpositie op 31 december 2016 voor alle bouwgrondstoffen, uitgezonderd mergel, gemiddeld meer dan tien jaar. Daarmee is de winning van bouwgrondstoffen in Nederland voor de komende jaren voldoende verzekerd.

De winning van mergel zal grotendeels worden afgebouwd. Dit komt doordat de vergunning voor de ENCI-groeve in de Pietersberg medio 2018 afloopt. De cementfabriek zal wel blijven bestaan, maar het halffabricaat klinker zal voortaan vanuit België (Lixhe) worden aangevoerd.
De mogelijkheden voor de winning van ophoogzand in Rijkswateren zijn in principe onbeperkt.

Van de reguliere winning is in de periode 2015-2016 ongeveer 85% afgezet in Nederland. De overige 15% is geëxporteerd naar België. Dit betrof (fijnere) beton- en metselzanden en ophoogzand, waaraan in Nederland een overschot is.

Verder is in de periode 2015-2016 nog achtereenvolgens 33 en 15 miljoen ophoogzand gewonnen voor niet-reguliere doeleinden. Dit was ongeveer 40% van de reguliere winning in Nederland in deze periode. Het grootste deel hiervan betrof winning van zeezand voor de kustverdediging. De omvang van deze niet-reguliere winning kan van jaar tot jaar sterk verschillen.

2.7. De economische bijdrage van de delfstoffenindustrie in Nederland

Introductie
De delfstoffenwinning, met name de gaswinning, is van grote betekenis (geweest) voor de Nederlandse economie. Vooral door de bijdrage aan onze energievoorziening, aan de economische groei en aan de werkgelegenheid. In de eerste plaats heeft gas vanaf de jaren 1970 voorzien in ruim 50% van het energieverbruik in Nederland. Een, vergeleken met andere fossiele brandstoffen, minder vervuilende energiebron, die ons land minder afhankelijk maakte van andere landen.[44] In de tweede plaats heeft de delfstoffenwinning sterk bijgedragen aan de economische groei in Nederland. De bijdrage aan de economie moet vooral gezocht worden in de aardgasbaten en de toegevoegde waarde door de gaswinning zelf.

Het Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS) hanteert bij onderstaande grafieken voor de delfstoffenwinning de volgende indeling:
1) olie en gas winning (SBI-code 06);
2) overige delfstoffen, waaronder zout en oppervlaktedelfstoffen (SBI-code 08); en
3) de toeleverende en dienstverlenende industrie (SBI-code 09).

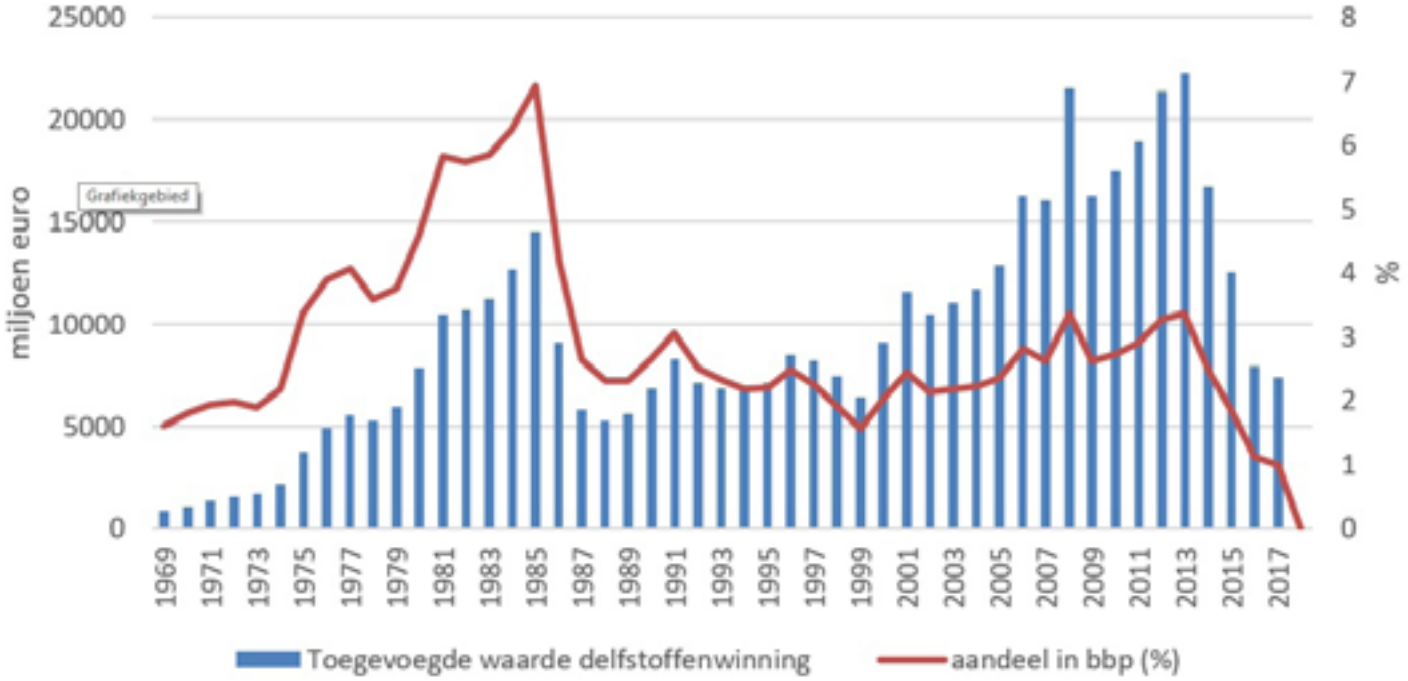
Dit betreft dienstverlenende bedrijven ten behoeve van de industrie in het kader van het zoeken naar nieuwe olie- en gasvoorraden.

Nederland kent geen activiteiten in de informele sector zoals ambachtelijke en kleinschalige mijnbouw.

Toegevoegde waarde[45]
De toegevoegde waarde van de delfstoffenwinning heeft sinds het midden van de jaren 1970 geschommeld tussen de 5 en ruim 12 miljard euro per jaar, voor het grootste deel gegenereerd door de gaswinning. Het aandeel van de delfstoffenwinning in het bruto binnenlands product lag, na een piek van 7% in 1985, tussen de 2 en 4% (zie figuur 6).

44 Het was de oliecrisis uit 1973 die direct aanleiding was voor het kleineveldenbeleid, bedoeld om voor de langere termijn zo veel mogelijk in de eigen energiebehoefte te voorzien.
45 Het CBS berekent de economische groei met behulp van het bruto binnenlands product (bbp). Het bbp is de totale toegevoegde waarde van alle in een land geproduceerde finale goederen en diensten. De toegevoegde waarde is de totale waarde van de geproduceerde goederen en diensten, minus de waarde van wat er bij de productie is verbruikt (het zogenoemde intermediair verbruik).

Figuur 11 – Belang delfstoffenwinning voor Nederlandse economie



Bron: CBS met eigen berekening

De totale toegevoegde waarde van de delfstoffenwinning in 2017 was 7,4 miljard euro en 1% van het bruto binnenlands product (BBP). Na 2013 is de omvang van de gaswinning gedaald als gevolg van de aardbevingen in Groningen, naar aanleiding waarvan voortaan jaarlijks per besluit van de minister van Economische Zaken en Klimaat de maximale winning uit het Groningenveld wordt bepaald (zie § 2.4.)

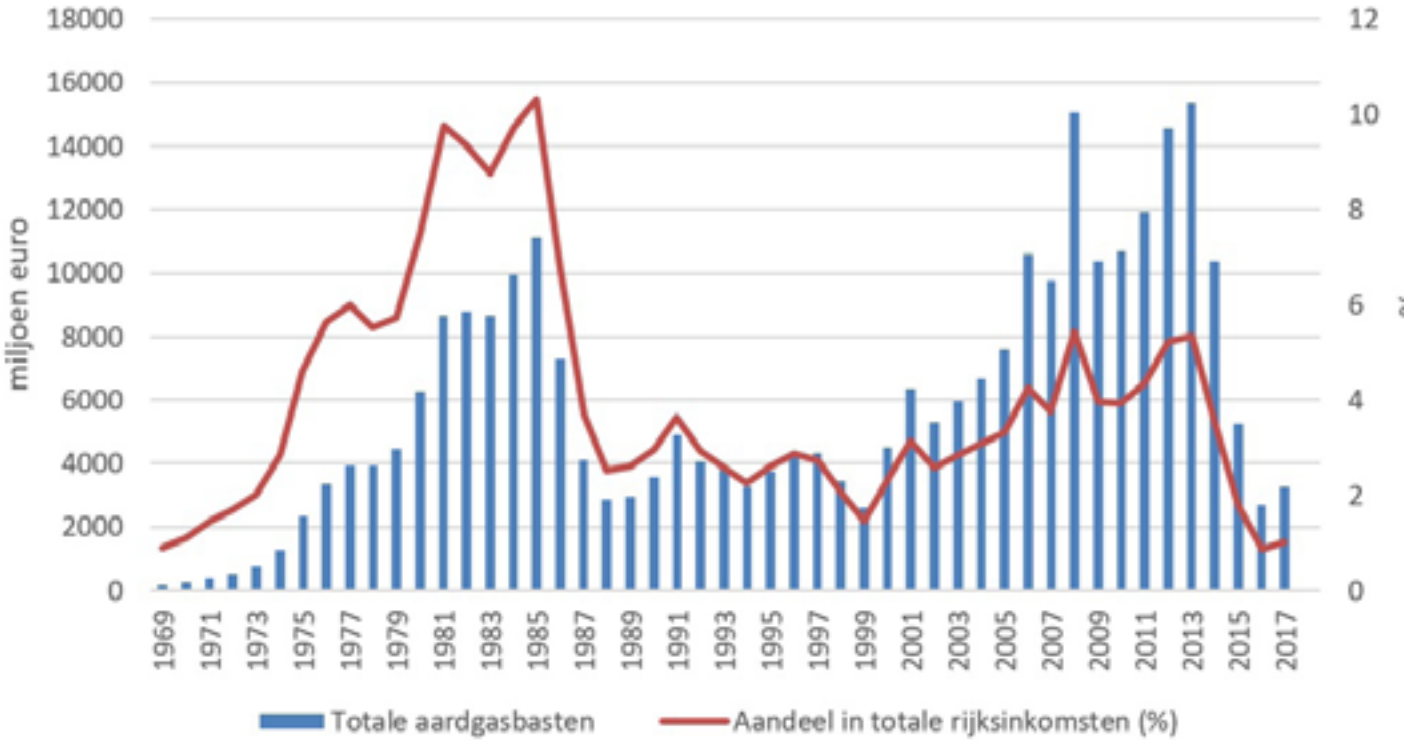
Aardgasbaten

Naast de bijdrage aan de economische groei heeft de gaswinning op een andere manier positief bijgedragen aan de Nederlandse economie: de Staat profiteert van de aardgaswinning via met name mijnbouwheffingen, vennootschapsbelastingen en dividenden[46], samen de aardgasbaten genoemd. In het begin van de jaren 1980 en ook in het begin van de eeuw lagen die aardgasbaten rond de 10 miljard euro per jaar. Maar ook buiten die pieken ging het om aanzienlijke bedragen, in de regel tussen de 5 en 10% van de totale rijksinkomsten. Sinds 1965 bedroegen de aardgasbaten van de overheid in totaal 416,8 miljard euro (uitgedrukt in prijzen van 2018). Ter vergelijking: de overheidsinkomsten bedroegen 337 miljard euro in 2018. Fluctuaties in de aardgasbaten waren vooral het gevolg van schommelingen in de aardgasprijs.[47]

Vóór 1994 gingen de gasbaten rechtstreeks naar de algemene middelen. De overheid koos ervoor om deze extra inkomsten te gebruiken voor de opbouw van sociale voorzieningen, waardoor de overheidsuitgaven toenamen. Gaandeweg kwam het inzicht dat de begroting daardoor te sterk afhankelijk werd van de gasbaten (bekend als de 'Dutch disease') en dat het voor de lange termijn beter zou zijn om een gedeelte van de gasbaten aan te wenden voor investeringen in de toekomst, in infrastructuur, duurzaamheid en kennis. Hiertoe werd in 1994 het Fonds Economische Structuurversterking (FES) opgericht, waar jaarlijks minimaal 1,7 miljard euro naartoe ging (maar meestal veel meer). Dit fonds werd in 2010 echter weer opgeheven. Sindsdien gaan de gasbaten weer rechtstreeks naar de algemene middelen (zie ook § 5.3.).

46 EBN betaalt dividenden aan de Staat.
47 https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2019/22/aardgasbaten-uit-gaswinning-bijna-417-miljard-euro

Figuur 12 – Aardgasbaten rijksoverheid



Bron: CBS met eigen berekening

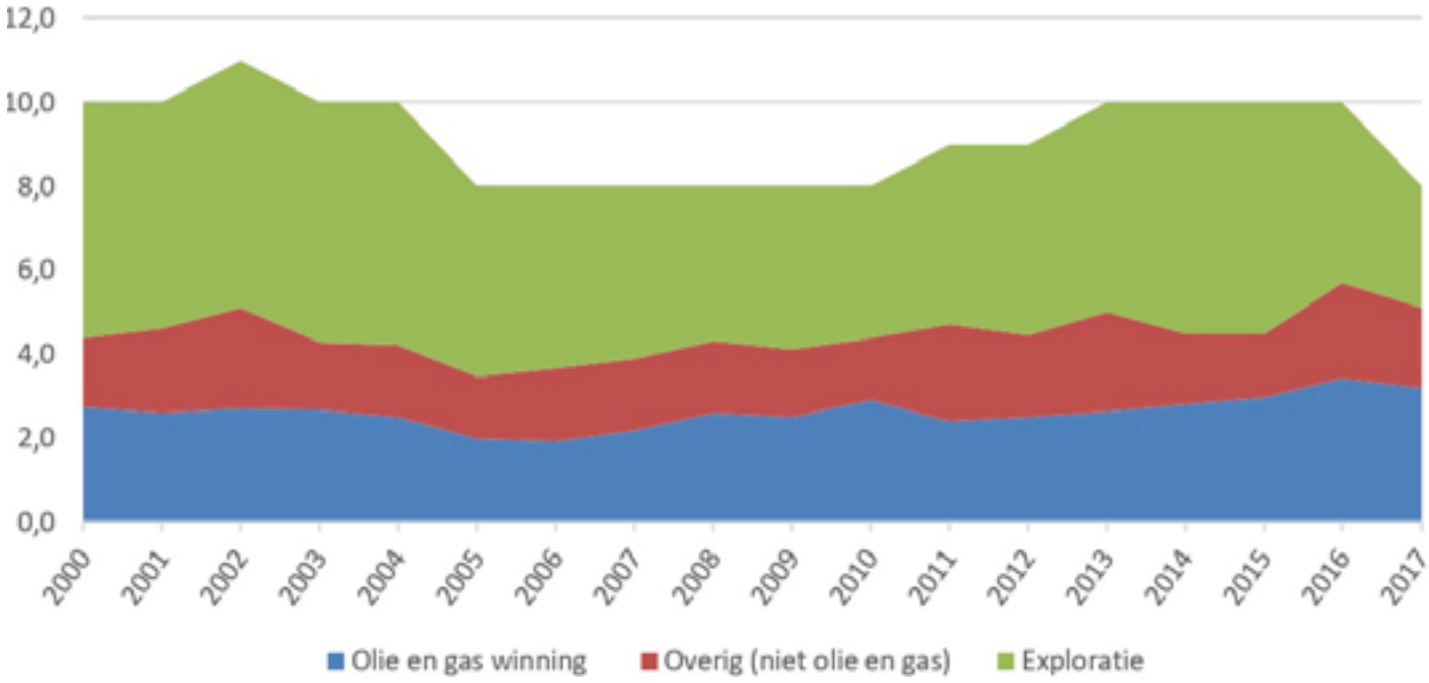
Sinds het afbouwen van de productie uit Groningen zijn de aardgasbaten[48] sterk afgenomen. In 2017 bedroegen ze 3,2 miljard euro, dat is 1% van de totale rijksinkomsten.

Werkgelegenheid

In de derde plaats heeft de delfstoffenwinning de nodige arbeidsplaatsen gecreëerd. Bij de winning van delfstoffen gaat het in 2017 om circa 8000 arbeidsplaatsen (voltijdsequivalenten). In 2017 was dat 0,11% van de totale werkgelegenheid (zie de figuren 8 en 9). Anders dan bij de toegevoegde waarde is dit een zeer bescheiden percentage van de totale arbeidsmarkt.

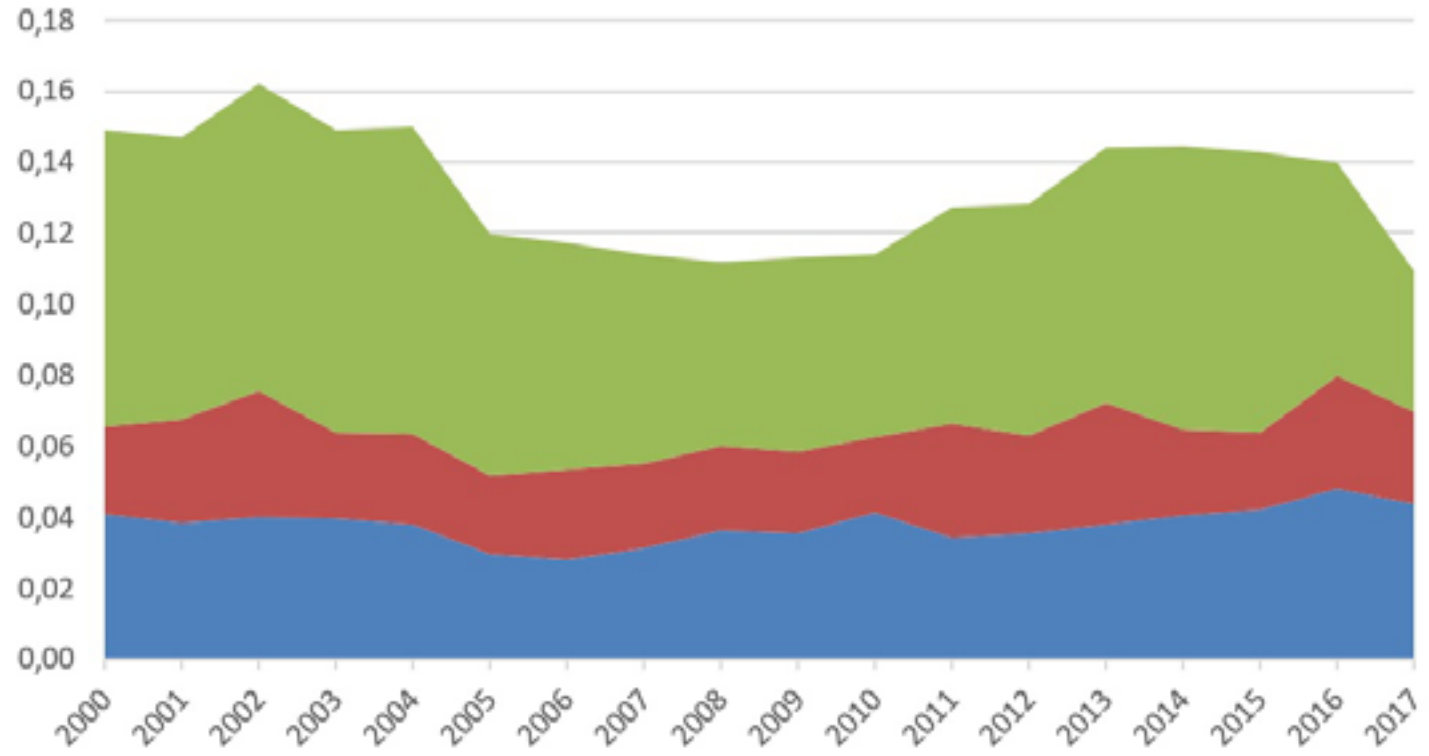
48 Aardgasbaten zijn hier de inkomsten van het Rijk uit de exploratie en winning van aardgas en aardolie in Nederland. Deze inkomsten bestaan met name uit concessierechten voor de exploitatie van aardgas en aardolievelden en de winsten uit de verkoop van de delfstoffen. Daarnaast ontvangt het Rijk vennootschapsbelasting betaald door de bedrijven die de aardgas en aardolievelden exploiteren.

Figuur 13 – Totale werkgelegenheid (arbeidsvolume) delfstoffenwinning



Bron: CBS

Figuur 14 – Totale werkgelegenheid delfstoffenwinning als aandeel van de totale werkgelegenheid



Bron: CBS

3. Wettelijk en institutioneel kader

3.1. Wettelijk kader

Het wettelijk kader voor de mijnbouwindustrie is in Nederland vastgelegd in:

- de Mijnbouwwet;
- het Mijnbouwbesluit; en
- de Mijnbouwregeling.

De Mijnbouwwet is een Nederlandse wet van 1 januari 2003, die de Mijnwet 1810, de Mijnwet 1903, de Wet opsporing delfstoffen en de Mijnwet continentaal plat heeft vervangen. De Mijnbouwwet integreerde deze wetten in één wet, die zowel voor het Nederlands territoir (op land) als voor het Nederlands deel van het continentaal plat (op zee) geldt. In de Mijnbouwwet staan de regels voor het onderzoek naar en de opsporing en winning van delfstoffen en aardwarmte, de opslag van delfstoffen en met de mijnbouw verwante activiteiten. De Mijnbouwwet richt zich op delfstoffen, te weten aardgas, aardolie en zout, voor zover deze activiteiten plaatsvinden op een diepte van meer dan 100 meter beneden de oppervlakte van de aardbodem, en aardwarmte voor zover deze activiteiten plaatsvinden op een diepte van meer dan 500 meter beneden de oppervlakte van de aardbodem[1].

Naast het wettelijk kader van de Mijnbouwwet heeft de industrie te maken met andere wetgeving en algemene maatregelen van bestuur, zoals uitvoeringsmaatregelingen op het gebied van o.a. omgeving, ruimtelijke ordening, milieu, natuur, water, externe veiligheid. Zie tabel 3 voor een overzicht. Zie het Nederlands Olie & Gas Portaal - www.nlog.nl bij 'wetgeving en procedures' voor actuele links naar deze wetgeving.

Tabel 4 – Overzicht wetgeving mijnbouwindustrie

NATIONAAL	
Mijnbouw	Mijnbouwwet
	Mijnbouwbesluit
	Mijnbouwregeling
Omgeving	Wet algemene bepalingen omgevingsrecht (Stb. 2010,142)
	Besluit omgevingsrecht
	Ministeriële regeling omgevingsrecht (Stb. 2010, 231)
	Omgevingswet (2019)
Ruimtelijke ordening	Wet ruimtelijke ordening
Milieu	Wet milieubeheer
	Besluit algemene regels milieu mijnbouw (Barmm)
Natuur	Natuurbeschermingswet
	Flora- en faunawet
Water	Waterwet[2]
Externe veiligheid	Regeling externe veiligheid inrichtingen (REVI)
	Besluit externe veiligheid inrichtingen (Bevi)
	Besluit externe veiligheid buisleidingen (Bevb)

1 Zie Mijnbouwwet, artikel 2.

2 Van belang voor de mijnbouwindustrie is onder meer de Beleidsnota Noordzee (§ 3.5 en § 3.7), bijlage 2 van het Nationaal Waterplan 2016-2021 (NWP2). Het strategisch ontwikkelingsproces Noordzee 2030 bereidt nieuw beleid voor, dat richting geeft aan ingrijpende ontwikkelingen op de Noordzee, nu en in de komende decennia. Voor meer informatie zie: https://www.noordzeeloket.nl

Regeling divers	Regeling investeringsaftrek marginale gasvoorkomens Nederlands continentaal plat (Staatscourant 13093, 25 augustus 2010)
INTERNATIONAAL	
Beleidsregels	EUR-Lex – Het portaal voor het recht van de Europese Unie
	OSPAR – Beleidsregels arbeidsomstandighedenwetgeving

Bron: het Nederlands Olie & Gas Portaal – www.nlog.nl

3.1.1. Het proces van vergunningverlening

Introductie[3]

Voor de opsporing en winning van delfstoffen en aardwarmte of de opslag van stoffen zijn verschillende vergunningen nodig. De eerste stap tot het daadwerkelijk ontplooien van deze activiteiten is het aanvragen van een opsporingsvergunning, een winningsvergunning of een opslagvergunning, op grond van de Mijnbouwwet.[4]

De minister van Economische Zaken en Klimaat is daarvoor het bevoegd gezag. Deze vergunningen hebben het karakter van een concessie: ze geven de vergunninghouder het exclusieve recht om in een bepaald gebied een bepaalde activiteit te mogen verrichten. Zo geeft de opsporingsvergunning de vergunninghouder het alleenrecht om in een bepaald gebied opsporingsactiviteiten uit te voeren. De winningsvergunning geeft de vergunninghouder het alleenrecht om in een bepaald gebied winningsactiviteiten uit te voeren (zie tabel 5 voor meer informatie).

De vergunninghouder moet vervolgens nog bepalen of en hoe hij de mijnbouwactiviteit wil uitvoeren. Voor de wijze van winning of opslag stelt hij een winningsplan of een opslagplan op, dat de instemming behoeft van de minister van Economische Zaken en Klimaat. Het winningsplan gaat in op de wijze en duur van de winning, op de verwachte of gewonnen hoeveelheden delfstoffen of aardwarmte en op de verwachtingen over bodembeweging en hoe schade als gevolg van bodembeweging wordt voorkomen. Het opslagplan beschrijft welke stof er wordt opgeslagen, op welke wijze en voor hoelang, wat mogelijke effecten hiervan kunnen zijn en hoe die kunnen worden voorkomen.

Verder is er voor het uitvoeren van mijnbouwactiviteiten op een voorgenomen locatie altijd een omgevingsvergunning op grond van de Wet algemene bepalingen omgevingsrecht (Wabo)[5] nodig. De minister van Economische Zaken en Klimaat is hiervoor het bevoegd gezag. Aan de omgevingsvergunning kunnen eisen worden verbonden met betrekking tot de ruimtelijke inpassing, het milieu en het bouwwerk. Bij deze vergunning zal ook worden getoetst of er een milieueffectrapportage (m.e.r.) nodig is of niet.

Voor nieuwe gasvelden op land en bij essentiële wijzigingen in de productie van bestaande gasvelden op land, worden voorafgaand aan de (wijziging in de) winning de effecten en risico's nauwkeurig in kaart gebracht. Daarbij wordt een vaste methodiek gehanteerd, de zogenoemde Seismische Risico Analyse (SRA). Mocht uit deze analyse blijken dat de gaswinning uit dat veld zou kunnen leiden tot aardbevingen, dan worden er aan het winningsbesluit specifieke voorschriften verbonden om het risico te minimaliseren. Het gaat dan om voorschriften op het gebied van monitoring, onderzoek en beheersmaatregelen.[6]

3 Structuurvisie Ondergrond - Bijlage 2: Het juridisch kader voor mijnbouwactiviteiten: https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2018/06/11/structuurvisie-ondergrond

4 De algemene en specifieke bepalingen voor de aanvraag van vergunningen voor het opsporen en winnen van delfstoffen en aardwarmte staan in hoofdstuk 2 van de Mijnbouwwet (art. 6-24a).
De algemene bepalingen voor de aanvraag van vergunningen voor het opslaan van stoffen en voor het opsporen van CO2-opslagcomplexen staan in hoofdstuk 3 van de Mijnbouwwet (art. 25-31).

5 https://wetten.overheid.nl/BWBR0024779/2018-07-28

6 https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2018/05/30/kamerbrief-over-gaswinning-uit-kleine-velden

Administratieve procedures
Een mijnbouwbedrijf moet in Nederland diverse procedures volgen bij het aanvragen, indienen of verkrijgen van in de Mijnbouwwet voorgeschreven vergunningen, rapportages en/of gegevens. Zie tabel 4 voor een overzicht van deze administratieve procedures.

Tabel 5 – Overzicht administratieve procedures inzake vergunningen

Aanmelden verkenningsonderzoek (seismisch onderzoek)
Verkenningsonderzoek: een onderzoek, zonder gebruikmaking van een boorgat, naar de aanwezigheid van delfstoffen of naar de aanwezigheid van aardwarmte, dan wel naar nadere gegevens omtrent delfstoffen of aardwarmte
Gegevensverstrekking bij de vergunningen
Geofysische gegevens
Boorgatmetingen
Gesteentemonsters
Procedures Vergunningen
Aanvraag vergunning voor verkenningsonderzoek
Aanvraag vergunning voor het opsporen van stoffen
Aanvraag vergunning voor het winnen van stoffen
Aanvraag vergunning voor het opslaan van stoffen
Aanvraag Wabovergunning / omgevingsvergunning bouwen
Aanvraag Wabovergunning / omgevingsvergunning ruimtelijke ordening
Aanvraag Wabovergunning / omgevingsvergunning) milieu
Wijziging van een vergunning
Splitsing van een vergunning
Samenvoeging van vergunningen
Overdracht van vergunningen
Plannen en rapporten
Werkplan (bij opsporingsvergunning)
Winningsplan (na verkrijgen van winningsvergunning)
Opslagplan
Sluitingsplan (op land) / Verwijderingsplan (op zee)
Jaarrapport volgens artikel 113 Mijnbouwbesluit
Vrijgave gegevens uit jaarrapport
Overige procedures
Instemming plaatsing mijnbouwinstallaties
Deelname van EBN: Instemming OvS
Technische eisen aan operators

Bron: ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Zie het Nederlands Olie & Gas Portaal - www.nlog.nl[7] voor meer informatie over bovenstaande administratieve procedures onder 'wetgeving en procedures'.

Voor meer achtergrondinformatie over het proces van vergunningen, het adviesrecht van decentrale overheden en veiligheid, bevingen en bodemdaling, zie bijlage 3 (Structuurvisie Ondergrond – Bijlage 2: Het juridisch kader voor mijnbouwactiviteiten).

7 https://www.nlog.nl/administratieve-procedures

Er geldt in Nederland een open ronde voor het aanvragen van vergunningen. Dit betekent dat er op elk gewenst moment een aanvraag kan worden ingediend[8].
Technische en financiële criteria zijn te vinden in de Mijnbouwwet (artikelen 9 en 9a). Bij de beoordeling vraagt de minister advies van Staatstoezicht op de Mijnen (SodM), Energie Beheer Nederland (EBN) en de Adviesgroep Economische Zaken van TNO (TNO-AGE) (zie § 3.2.3.).

Opsporings-en winningsvergunning
De aanvraag van een opsporings- en winningsvergunning verloopt over het algemeen als volgt[9]:

- een bedrijf dient een aanvraag voor een vergunning in bij het ministerie van Economische Zaken en Klimaat;
- de minister van Economische Zaken en Klimaat publiceert een uitnodiging in de Staatscourant voor andere bedrijven om ook een aanvraag in te dienen. Indien het een aanvraag om een opsporings-en winningsvergunning voor aardgas en aardolie betreft, wordt de uitnodiging tevens geplaatst in het Publicatieblad van de Europese Unie. Andere bedrijven kunnen reageren tot 13 weken na plaatsing;
- gedeputeerde Staten van de provincie waarop de aanvraag voor een vergunning betrekking heeft, worden in de gelegenheid gesteld binnen een door de minister te stellen redelijke termijn advies uit te brengen over de ingediende aanvraag;
- gedeputeerde staten betrekken bij het advies:
  a. het college van burgemeester en wethouders van de gemeenten van het gebied waarop de aanvraag betrekking heeft, en
  b. het dagelijks bestuur van de waterschappen van het gebied waarop de aanvraag betrekking heeft, met het oog op waterkwaliteit, waterkwantiteit en infrastructurele werken;
- SodM, EBN, TNO-AGE en de Mijnraad adviseren de minister (zie § 3.2.3); en
- de minister van Economische Zaken en Klimaat beslist op een aanvraag om een vergunning binnen zes maanden na de ontvangst daarvan.

Een opsporings- of winningsvergunning geeft het exclusieve recht tot het uitvoeren van deze activiteiten binnen een vastgesteld gebied (zie tabel 5).[10]

8 www.nlog.nl/vergunningen
9 Zie Mijnbouwwet, afdeling 2.3. Procedure
10 In het regeerakkoord van het huidige kabinet is besloten dat nieuwe opsporingsvergunningen voor gaswinning op land niet meer worden verleend

Tabel 6 – Samenvatting opsporings-en winningsvergunning

Type vergunning	Exclusief recht	Toetsing	Welke vergunningen verder nodig?
Opsporings-vergunning	Geeft de vergunninghouder het alleenrecht om in een bepaald gebied opsporings-activiteiten uit te voeren.	1. Capaciteiten van de aanvrager (technisch, financieel en verantwoordelijkheidszin); 2. Het gebied waar de opsporing zal plaatsvinden (veiligheid, samenhang met andere activiteiten in de ondergrond, natuur en milieu). Toetsing op de aspecten bij 2) gebeurt globaal, passend bij de gedetailleerdheid van de opsporingsvergunning.	Voor het uitvoeren van opsporings-activiteiten (boring/seismiek) in het gebied is ook een omgevingsvergunning nodig.
Winnings-vergunning	Geeft de vergunninghouder het alleenrecht om in een bepaald gebied winnings-activiteiten uit te voeren.	1. Capaciteiten van de aanvragen (technisch, financieel en verantwoordelijkheidszin); 2. Het gebied waar de opsporing zal plaatsvinden (veiligheid, samenhang met andere activiteiten in de ondergrond, natuur en milieu). Toetsing op deze aspecten gebeurt meer gedetailleerd dan in de opsporingsvergunning. Met de aanvraag van de winnings-vergunning is meer inzicht in de technische en financiële aspecten die bij winning komen kijken en is het precieze gebied bekend waar het gas is aangetroffen.	• Aanleg winningslocatie inclusief de installatie: omgevings-vergunning nodig • M.e.r. indien er een winning wordt verwacht van meer dan 500.000 m³ per dag. • Instemming met het winningsplan.

Bron: ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Vergunningenregister

De vergunningen die het ministerie van Economische Zaken en Klimaat verleent aan mijnbouwbedrijven in Nederland, zijn te vinden op www.nlog.nl/vergunningen.

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat publiceert nieuwe vergunningen in de Staatscourant.[11] Een overzicht van de vergunningen die zijn afgegeven in het jaar 2017, is te vinden in het Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017', overzichten 2,

11 https://www.officielebekendmakingen.nl/

3, 4, 9 en 10. Deze overzichten bevatten informatie over de vergunninghouders, data, duur en naam van de vergunning, de bedrijven die deel uitmaken van het consortium van de vergunning en het nummer van publicatie in de Staatscourant. In de hoofstukken 3, 4 en 5 (olie en gas) en 12 (zout) van het Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017', zijn tevens de wijzigingen in de vergunningen in 2017 te vinden.

Voor een overzicht van aardgas- en aardolie voorkomens, naar status per 1 januari 2018, zie overzicht 1 van het Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017'.
Hier staat tevens de naam van de vergunning genoemd en het product (gas/olie) dat gewonnen wordt. Voor de verdeling in blokken van het Nederlandse continentaal plat, zie overzicht 11 van het Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017'.

Het jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland' wordt jaarlijks samengesteld door TNO, in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. De digitale versie van dit verslag is te vinden op het Nederlands Olie & Gas Portaal - www.nlog.nl onder 'jaarverslagen'.[12]

3.1.2. Fiscale regelgeving

Net als alle rechtspersonen die in Nederland activiteiten verrichten, zijn de bedrijven die actief zijn in de exploratie en productie van olie en/of gas (hierna: 'de E&P-bedrijven'), vennootschapsbelasting verschuldigd over de winsten die zij met hun activiteiten behalen. Naast de vennootschapsbelasting moeten de E&P-bedrijven nog een drietal heffingen betalen, de zogenaamde mijnbouwheffingen. Dat is om zeker te stellen dat de E&P-bedrijven een in de ogen van de Nederlandse overheid 'fair share' betalen in relatie tot de opbrengsten van de winning van de in de Nederlandse bodem aanwezige natuurlijke rijkdommen, die immers eigendom van de Staat zijn. De overheid wil daarom de zogenaamde 'mineral rent' incasseren, dat is het verschil tussen de opbrengst van de olie of het gas en de productiekosten.

De eerste mijnbouwheffing is het winstaandeel, dat net als de vennootschapsbelasting de door de bedrijven behaalde winst als grondslag heeft. De andere twee mijnbouwheffingen zijn de cijns, met omzet als grondslag, en het oppervlakterecht, waarbij de heffing gebaseerd is op de oppervlakte van het gebied waarvoor een winningsvergunning is verleend, dan wel een opsporingsvergunning voor de zeezijde.

De drie mijnbouwheffingen werden aanvankelijk (voor vergunningen toegekend tussen 1965 en 2003) als onderdeel van de vergunningsvoorwaarden opgenomen in de opsporings- of winningsvergunning van de bedrijven. De regels rond de heffingen waren vastgelegd in een Koninklijk Besluit, dat werd uitgevaardigd op grond van de Mijnwet 1810, en later ook op grond van de Mijnwet continentaal plat. Sinds 2003 zijn de drie heffingen vastgelegd in hoofdstuk 5 van de Mijnbouwwet 2003, het hoofdstuk dat de financiële bepalingen rond de opsporing en winning van aardgas en aardolie regelt. In dit hoofdstuk is eveneens een éénmalige afdracht opgenomen, die E&P-bedrijven moeten betalen aan de provincie waar zij activiteiten uitvoeren.

Vóór 1965 werd het heffingsregime vastgelegd in een civielrechtelijke overeenkomst tussen de Nederlandse Staat en de vergunninghouder. Dit zijn de zogenaamde pre-1965 heffingen. Daarvan is dus ook sprake bij het Groningenveld, waarvoor de concessie in 1963 werd verleend. Bij de pre-1965-heffingen gaat het om:

12 https://www.nlog.nl/sites/default/files/jaarverslag%20delfstoffen%20en%20aardwarmt%20in%20nederland%20-%202017.pdf

1. het Staatsaandeel, geheven naar een tarief van 10% over de winst;
2. de Aanvullende Betaling, die vanaf 1984 werd geheven en als gevolg waarvan de totale belastingopbrengsten over de winst rond de 50% gingen bedragen; en
3. de Meeropbrengstregeling (MOR), uit 1972, waarbij de inkomsten van de overheid uit de Groningenconcessie tot 85% van de winst werden verhoogd. Dit werd ingegeven door de sterke stijging van deze opbrengsten, als gevolg van de hoge olieprijzen. In 1975 is deze overeenkomst aangepast, waarbij over een deel van de MOR de inkomsten van de Staat werden verhoogd tot 95%.

Naast de hiervoor vermelde heffingen kent de Mijnbouwwet aan de Staat, vertegenwoordigd door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat, het recht toe om via EBN (zie 3.2.2.) deel te nemen in E&P-vergunningen. Deze deelname vormt een additionele bron van inkomsten voor de Staat. EBN betaalt vennootschapsbelasting en dividenden aan de Staat.

Tenslotte zijn de E&P-bedrijven onderworpen aan dezelfde overige belastingen die voor andere ondernemingen in Nederland gelden, waaronder omzetbelasting, loonbelasting, dividendbelasting en in voorkomende gevallen milieuheffingen.[13]

Het totaal aantal in Nederland gevestigde E&P-bedrijven en niet in Nederland gevestigde E&P-bedrijven, die een belang in een Nederlandse opsporings- of winningsvergunning bezitten, ligt rond de 40.

Beleidsverantwoordelijk voor de uitvoering van de fiscale regelgeving in Nederland is het Ministerie van Financiën. De uitvoering ervan is opgedragen aan de Belastingdienst, die deel uitmaakt van het Ministerie van Financiën. De Mijnbouwwet valt echter onder de beleidsverantwoordelijkheid van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. Het betreft immers een veelomvattende wet, die tevens een financieel hoofdstuk bevat. Het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat heeft de heffing en invordering van de in de Mijnbouwwet geregelde mijnbouwheffingen in die wet aan de Belastingdienst geattribueerd (artikel 71 Mijnbouwwet 2003). Daartoe zijn tevens de algemene bepalingen rond de heffing en invordering van belastingen uit de Algemene wet inzake rijksbelastingen en de Invorderingswet 1990 van overeenkomstige toepassing verklaard (artikelen 72 en 73 Mijnbouwwet 2003). De uitvoering van de afdrachten aan de provincies is in de Mijnbouwwet opgedragen aan Gedeputeerde Staten van iedere provincie (artikel 79 Mijnbouwwet 2003).

In bijlage 5 wordt het fiscale regime waaraan de E&P-bedrijven zijn onderworpen, in meer detail besproken. Het overzicht bevat specifiek de regelingen voor de vennootschapsbelasting, de mijnbouwheffingen, de pre-1965-heffingen en de regionale afdracht aan de provincie, gemeente en het waterschap. Tevens zal kort beschreven worden welk regime geldt voor de overige hiervoor genoemde belastingen.

13 De opsomming is niet uitputtend. In voorkomende gevallen zal er tevens sprake zijn van verschuldigdheid van assurantiebelasting, onroerende zaakbelasting en bepaalde retributies aan Staatstoezicht op de mijnen. In bijlage 4 worden alleen de belangrijkste belastingen besproken.

3.2. Institutioneel kader

3.2.1. De rol en verantwoordelijkheid van de overheid

De minister van Economische Zaken en Klimaat (hierna: de minister) vertegenwoordigt de Staat voor alle handelingen die met de opsporing en winning van delfstoffen en aardwarmte en de opslag van (delf)stoffen verband houden. Anders gezegd: de minister is het bevoegd gezag. Partijen moeten bij de minister een opsporings-, winnings- of opslagvergunning aanvragen. De minister zal de vergunning verlenen, als aan de wettelijke voorwaarden is voldaan. De minister kan de vergunning weigeren of een al afgegeven vergunning wijzigen of intrekken, maar uitsluitend op basis van gronden die zijn vastgelegd in de Mijnbouwwet.

Wat betreft het omgevingsrecht is de minister het bevoegd gezag voor omgevings-vergunningen voor de aanleg van een mijnbouwlocatie, het boren en de aanleg van de benodigde installaties voor aardwarmte-, gas-, olie- of zoutwinning. Uit de Wabo volgt dat de minister daarnaast het bevoegd gezag is voor meldingen en/of overige omgevingsvergunningplichtige activiteiten (zoals kapmeldingen of bouwactiviteiten), als die nodig zijn voor het aanleggen van de mijnbouwlocatie. Ten slotte is de minister ook het bevoegd gezag voor Barmm-meldingen ('Besluit algemene regels milieu mijnbouw'[14]) en voor de Mijnbouwmilieuvergunning.
Soms zijn er meerdere bestuursorganen als bevoegd gezag aan te merken. Meestal komen de verschillende bestuursorganen dan overeen dat de coördinatie van de omgevingsvergunning (en voor zover van toepassing de m.e.r.) bij één bevoegd gezag wordt neergelegd. Op grond van de rijkscoördinatieregeling is dit vaak de minister.

3.2.2. Energie Beheer Nederland

De Mijnbouwwet legt de wijze vast waarop de Staat deelneemt in olie- en gaswinning. Hiertoe geeft de Mijnbouwwet aan de aangewezen vennootschap een aantal publieke taken. Deze aangewezen vennootschap is Energie Beheer Nederland ('EBN'). EBN is een besloten vennootschap met de Nederlandse Staat als enige (100%) aandeelhouder. De Staat wordt hierbij vertegenwoordigd door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat, omdat EBN een zogenaamde beleidsdeelneming is, dat wil zeggen dat zij een rol speelt bij de uitvoering van het overheidsbeleid. De Staat heeft voor het overige geen belangen in olie en gas exploratie- en productiebedrijven (hierna: E&P-bedrijven).

De publieke taken van EBN staan in artikel 82 lid 1 van de Mijnbouwwet. Die betreffen:
1. het deelnemen in de opsporing en winning van olie en gas;
2. het uitvoeren van haar taken in het Gasgebouw, waaronder het 40%-aandeelhouder-schap van GasTerra en de deelneming in de Maatschap tussen de NAM en EBN; en
3. het adviseren van de minister van Economische Zaken en Klimaat.

In afdeling 5.2.3, artikelen 93 t/m 97b van de Mijnbouwwet, is vastgelegd dat EBN participeert in de winningswerkzaamheden, tenzij dat naar het oordeel van de minister leidt tot financieel nadeel voor de Staat. Net zoals bij de opsporing is het belang van de vergunninghouder in de winning vastgesteld op 60% en dat van EBN op 40%. Bij enkele oudere vergunningen is de verhouding 50%/50%. Beide vormen van deelneming wordt vastgelegd in een Overeenkomst van Samenwerking (OvS) tussen EBN en de vergunninghouder. Deze overeenkomsten moeten worden goedgekeurd door de minister van Economische Zaken en Klimaat. In de overeenkomst wordt onder meer vastgelegd

14 https://wetten.overheid.nl/BWBR0023771/2017-05-01

dat EBN 40% van de kosten van de mijnbouwwerkzaamheden betaalt en eigenaar wordt van 40% van alle aangelegde infrastructuur en van het geproduceerde gas, olie en condensaat (een bijproduct van olie- en gaswinning). EBN neemt dus deel op basis van een contractuele samenwerking met de vergunninghouder, maar wordt zelf geen vergunninghouder of operator. In 2017 had EBN 197 deelnemingen (zie bijlage 4 voor een overzicht van deze deelnemingen).

Voor individuele deelnemingen betekent dit in de praktijk dat de vergunninghouder (en operator) het budget begroot dat hij nodig heeft voor het uitvoeren van de activiteiten. Na goedkeuring door EBN en eventuele mede-vergunninghouders mag de operator de voorgestelde activiteiten uitvoeren. De kosten van de opsporing en winning worden door de mede-vergunninghouders en EBN vergoed naar rato van deelname, in het geval van EBN doorgaans 40%. EBN financiert haar deelname zelf. Hiertoe leent zij geld van geldverstrekkers. EBN ontvangt geen subsidie of andere bijdragen van de overheid voor het deelnemen in olie-en gaswinning.

In 2017 had EBN een omzet[15] van ruim 3 miljard euro, vooral uit de verkoop van aardgas. De operationele kosten in de deelnemingen van EBN bedroegen dat jaar bijna 1 miljard euro en de afschrijvingen ruim 400 miljoen euro. EBN droeg in 2017 bijna 1,5 miljard euro[16] af aan de Staat.

EBN betaalt ook mee aan de opruimingskosten van de betreffende infrastructuur. Om het hergebruik van infrastructuur en samenwerking in de ontmanteling van de olie- en gasinfrastructuur in Nederland te stimuleren heeft EBN samen met de Nederlandse olie- en gasindustrie (vertegenwoordigd door NOGEPA) Nexstep opgericht (www.nexstep.nl). Nexstep is een nationaal platform voor 're-use & decommissioning'. Via Nexstep wordt kennis en ervaring gedeeld over het ontmantelen van infrastructuur en kunnen samenwerking, innovatie en doelmatige wet- en regelgeving gestimuleerd worden (zie ook § 2.4.).

Een andere taak die EBN heeft op basis van de Mijnbouwwet, is om de minister van Economische Zaken en Klimaat desgevraagd de inlichtingen te verstrekken die nodig zijn voor de beoordeling van de uitvoerbaarheid van het voorgenomen energiebeleid, in het bijzonder ten aanzien van opsporing, winning, beheer en afzet van aardolie en aardgas. Ten behoeve van de vergunningverlening voor opsporing en winning adviseert EBN met name over de economische aspecten van de aanvraag. Zij geeft daarbij onder meer advies over het effect van staatsdeelname (door EBN) en het effect op de staatsbaten. Bij nieuwe maatschappijen adviseert EBN bovendien over de financiële capaciteiten van die maatschappij(en). Ook bij het overdragen, verlengen en wijzigen van vergunningen adviseert EBN, wanneer het ministerie daarom verzoekt.

EBN is de afgelopen jaren ook actief betrokken bij de energietransitie en de uitvoering van het klimaatbeleid. Zo is EBN actief op het gebied van aardwarmte, CO_2-opslag en hergebruik van de bestaande infrastructuur voor de olie- en gaswinning.

15 Zie voor meer informatie het jaarverslag van EBN: www.jaarverslag.ebn.nl/ebn-jaarverslag-2017-verbinding-in-de-energietransitie

16 In de kerncijfers van het EBN jaarverslag staat over 2017 voor afdrachten aan de Staat een bedrag van 1,497 miljard euro. Dit bedrag is opgebouwd uit de verplichtingen over het betreffende kalenderjaar. Derhalve niet per definitie cash out in 2017.
De 796 miljoen euro waar naar gerefereerd wordt in hoofdstuk 5 betreft enkel de winstuitkeringen (dividenden en de vennootschapsbelasting.) De opgegeven MOR en SA dienen hierbij opgeteld te worden. 630 miljoen euro respectievelijk 17 miljoen euro.
Totaal komen we bij de EITI dan uit op een saldo van 1,433 miljard euro (796+630+17). Verschil wordt dus veroorzaakt door het tijdsverschil in kasstroom.

Afdrachten aan de Staat
EBN is net als alle ondernemingen vennootschapsbelasting verschuldigd aan de Staat. Daarnaast keert zij dividend uit aan haar aandeelhouder, vertegenwoordigd door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat. Vanaf het boekjaar 2016 wordt van het jaarlijkse nettoresultaat, dat resteert na uitkering van de bijzondere winstuitkeringen, 60% toegevoegd aan het eigen vermogen en 40% als dividend aan de aandeelhouder uitgekeerd. Het jaarverslag van EBN geeft een uitgebreide toelichting op de resultaten en de vermogenspositie van EBN.

Andere deelnemingen
EBN heeft een 40% belang in GasTerra BV, een vennootschap waarin ook de Staat, Shell en ExxonMobil aandeelhouder zijn. Via deze gasgroothandelsonderneming verkoopt EBN haar gas. Haar olie en condensaat verkoopt EBN zelf.

Daarnaast heeft EBN via EBN Capital B.V., de enige dochtermaatschappij van EBN in 2017, een belang van 45% in NOGAT B.V., een gastransportpijpleidingsysteem op zee. NOGAT B.V. is gevestigd in Zoetermeer. EBN neemt via EBN Capital B.V. ook deel aan een aantal andere pijpleidingsystemen op zee: WGT (40%), WGT Extensie (40%), NOGAT Extensie (40%) en NGT Extensie (12%). Anders dan bij NOGAT B.V. gaat het hierbij om contractuele samenwerkingsverbanden. Met deze leidingen wordt aardgas vanaf de Noordzee naar land getransporteerd.

Ten slotte neemt EBN deel in de gasopslagen PGI Alkmaar (40%), UGS Norg (40%), UGS Grijpskerk (38,8%) en via EBN Capital B.V. voor 38% in UGS Bergermeer.

Gelet op de rol van EBN zoals boven beschreven is er geen sprake van sociale uitgaven of van quasi-fiscale uitgaven (zie H. 4).

3.2.3. Adviseurs en toezichthouder

Op basis van de Mijnbouwwet wordt de minister van Economische Zaken en Klimaat bij de delfstoffenwinning in Nederland bijgestaan door diverse adviseurs, te weten:
- Energie Beheer Nederland (EBN);
- de Mijnraad;
- de Technische commissie bodembeweging (Tcbb);
- TNO Bouw en Ondergrond, Adviesgroep Economische Zaken (TNO-AGE);
- Staatstoezicht op de Mijnen (SodM).

SodM is niet alleen een adviseur voor de minister, maar ook de onafhankelijk toezichthouder voor de sector, onder de verantwoordelijkheid van de minister.
Specifiek voor het Groningenveld en de Waddenzee zijn de volgende organisaties ingesteld:
de Commissie Bodemdaling Groningen; en
de Auditcommissie gaswinning onder de Waddenzee.
De bovengenoemde organisaties, met uitzondering van EBN (zie voor EBN § 3.2.2.), hebben de volgende rollen en verantwoordelijkheden:

De Mijnraad
De Mijnraad is een onafhankelijk adviesorgaan. Dit is geregeld in afdeling 6.1, artikelen 105-112 van de Mijnbouwwet. De Mijnraad heeft tot taak om in verband met het opsporen of winnen van delfstoffen en aardwarmte, dan wel het opslaan van stoffen:

de minister desgevraagd te adviseren over de door hem te geven beschikkingen (zie hoofdstuk 6, artikel 105, lid 3, Mijnbouwwet);
de minister desgevraagd de inlichtingen te verstrekken die nodig zijn voor de beoordeling van de uitvoerbaarheid van voorgenomen wettelijke voorschriften en algemene beleidsvoornemens.

De Mijnraad betrekt bij zijn advies mede de adviezen van TNO-AGE (voor geologische aspecten), SodM (voor de technische aspecten), EBN (voor de financiële aspecten) en de Tcbb (voor bodembeweging). Ook adviezen van de betrokken provincies, gemeente(n) en/of waterschap(pen) neemt de Mijnraad mee, indien er sprake is van regionale/lokale aspecten.
De door de Mijnraad uitgebrachte adviezen zijn te vinden op de website van de Mijnraad: https://demijnraad.nl

Technische commissie bodembeweging (Tcbb)
De taken van de Tcbb zijn geregeld in de Mijnbouwwet, afdeling 6.2, artikelen 113-122. In verband met de gevolgen van mijnbouwactiviteiten voor beweging van de aardbodem en de schade die daarvan het gevolg kan zijn, heeft de Tcbb tot taak:

a. de minister desgevraagd te adviseren over door hem te geven beschikkingen;
b. de minister desgevraagd de inlichtingen te verstrekken die nodig zijn voor de beoordeling van de uitvoerbaarheid van voorgenomen wettelijke voorschriften;
c. degene bij wie schade is te verwachten door bodembeweging die redelijkerwijs het gevolg kan zijn van mijnbouwactiviteiten, desgevraagd kosteloos inlichtingen te verstrekken omtrent het verband tussen de bodembeweging en de mijnbouwactiviteiten;
d. degene bij wie zaakschade is opgetreden door bodembeweging die redelijkerwijs het gevolg kan zijn van mijnbouwactiviteiten, desgevraagd advies te geven omtrent het verband tussen die schade en de mijnbouwactiviteiten alsmede de hoogte van het schadebedrag.

De minister vraagt in elk geval advies aan de commissie, voordat hij op grond van artikel 46 (Mijnbouwwet) een bedrag waarvoor zekerheid moet worden gesteld, vaststelt of wijzigt. De commissie brengt aan de minister advies uit over bodembeweging als bedoeld in artikel 31b, onderdeel m (Mijnbouwwet).

TNO Bouw en Ondergrond, Adviesgroep Economische Zaken (TNO-AGE)
De kerntaak van TNO-AGE (Mijnbouwwet, artikel 123) kan worden samengevat als het adviseren van de minister van Economische Zaken en Klimaat bij vraagstukken rond het gebruik van de diepe ondergrond. Tot 1997 was dit een taak van de Rijks Geologische Dienst van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat. In dat jaar is ervoor gekozen deze dienst op afstand te plaatsen en hiervoor binnen TNO een aparte organisatie-eenheid op te zetten.
Op basis van de mijnbouwwetgeving en onderliggende regelingen adviseert TNO-AGE over vergunningverlening voor opsporing en winning. Het betreft:

- toetsing op de haalbaarheid van de aanvraag: is het aannemelijk dat de ondergrond de gezochte delfstof of aardwarmte in economische produceerbare hoeveelheden bevat?
- is winning economisch haalbaar, dan is na de verlening van een winningsvergunning een winningsplan vereist. Daarover adviseert TNO-AGE samen met SodM.
- TNO-AGE beheert alle data van de ondergrond en adviseert de minister desgevraagd aan de hand van deze data. Hierbij valt te denken aan advies op een winningsplan of een SRA.

- Daarnaast voert TNO-AGE onderzoeken uit en publiceert zij informatie, zowel op verzoek van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat als van SodM. Hierbij valt te denken aan ramingen van voorraden, exploratie- en productiepotentieel voor aardgas, aardolie en aardwarmte, inventarisaties van toepassingsmogelijkheden van de Nederlandse diepe ondergrond voor de winning en opslag, publicatie van informatie over mijnbouwwet- en regelgeving, mijnbouwactiviteiten en andere informatie over de benutting van de diepe ondergrond;

Staatstoezicht op de Mijnen (SodM)
SodM heeft op basis van de Mijnbouwwet zowel een adviserende rol bij het proces van vergunningverlening voor opsporing en winning als een handhavende rol als toezichthouder. Aan het hoofd van SodM staat de inspecteur-generaal der mijnen.
Bij de vergunningverlening voor opsporing en winning van de mijnbouwbedrijven richt SodM zich vooral op de veiligheids- en milieuaspecten van opsporing, winning en opslag. SodM heeft hierbij de volgende taken[17]:

- de minister van Economische Zaken en Klimaat adviseren over alle vergunningsaanvragen van mijnbouwondernemingen op grond van de Mijnbouwwet ten aanzien van de veiligheid van de winning;
- controleren of mijnbouwondernemingen de voorwaarden uit de instemmingsbesluiten daadwerkelijk naleven; dit kan leiden tot handhaving door SodM;
- de minister adviseren over omgevingsvergunningen van mijnbouwlocaties ten aanzien van milieu;
- incidenten onderzoeken. Zo heeft SodM er in 2017 voor gezorgd dat de Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM) het gebruik van mijnbouwhulpstoffen én de uitleg hierover heeft verbeterd en heeft het toezicht gehouden op seismisch onderzoek door Vermilion.

Het doel van het toezicht en handhaving is om de veiligheid en gezondheid te verzekeren en het milieu te beschermen. De taken van de inspecteur-generaal der mijnen staan omschreven in hoofdstuk 8 van de Mijnbouwwet, artikelen 126-130. Hieronder vallen o.a. risicobeoordelingen, onderzoeken en kennisgevingen. SodM heeft ook als taak om een mechanisme op te zetten voor vertrouwelijke melding van veiligheids- en milieukwesties met betrekking tot activiteiten in verband met de opsporing of winning van aardgas en aardolie, en om deze meldingen te onderzoeken. SodM wisselt regelmatig kennis, gegevens en ervaringen uit met toezichthouders van andere lidstaten en publiceert ook informatie. SodM adviseert de minister over de winning uit het Groningenveld, bijvoorbeeld over de voorgestelde operationele strategie die nodig is om eindafnemers van laagcalorisch gas te voorzien en om de verwachte bodembeweging en de gevolgen daarvan voor omwonenden, gebouwen of infrastructurele werken zo veel mogelijk te beperken.

Commissie Bodemdaling Groningen
Specifiek voor het Groningenveld bestaat de Commissie Bodemdaling Groningen.
Deze commissie is in 1984 ingesteld op grond van de bodemdalingsovereenkomsten tussen de NAM en de provincie Groningen en tussen de NAM en de Staat. De taak van de Commissie is om vast te stellen welke maatregelen er moeten worden getroffen om schade als gevolg van bodemdaling door gaswinning te voorkomen of te compenseren.

Auditcommissie gaswinning onder de Waddenzee
In het Rijksprojectbesluit Gaswinning onder de Waddenzee van juni 2006[18] is bepaald

17 https://magazines.sodm.nl/jaarverslag-sodm/2018/01/kleine-olie--en-gasvelden-op-land
18 https://www.nam.nl/gas-en-oliewinning/wadden/onderzoeksrapportages-wadden.html#iframe=L3JlcG9ydHMvc3ViamVjdC93YWRkZW4v

dat de Commissie voor de milieueffectrapportage (Commissie m.e.r.) als onafhankelijke auditor, onder de naam van 'Auditcommissie gaswinning onder de Waddenzee', de minister zal adviseren over de jaarlijks door de NAM opgestelde rapportage. De Auditcommissie adviseert daarbij de minister van Economische Zaken en Klimaat over de opzet, de eisen en de resultaten van de monitoring en toetst of de rapportages en de daaruit getrokken conclusies van voldoende wetenschappelijk niveau zijn. De commissie monitort ook de bodemdaling. De commissie heeft als functie om op cruciale momenten in het proces audits uit te voeren en het bevoegd gezag te adviseren bij het formuleren van de monitoringseisen en over de resultaten van de monitoring.[19]

3.2.4. Contract transparantie

In sommige landen worden de voorwaarden waaronder mijnbouwbedrijven hun werkzaamheden kunnen uitvoeren, direct onderhandeld tussen het desbetreffende bedrijf en de overheid, waarbij dit wordt vastgelegd in contracten. In Nederland is dit anders geregeld: er worden vergunningen verleend, die de vergunninghouder(s) het alleenrecht geven om in een bepaald gebied activiteiten uit te voeren (met EBN) (zie ook § 3.1.1. en § 3.2.2.).

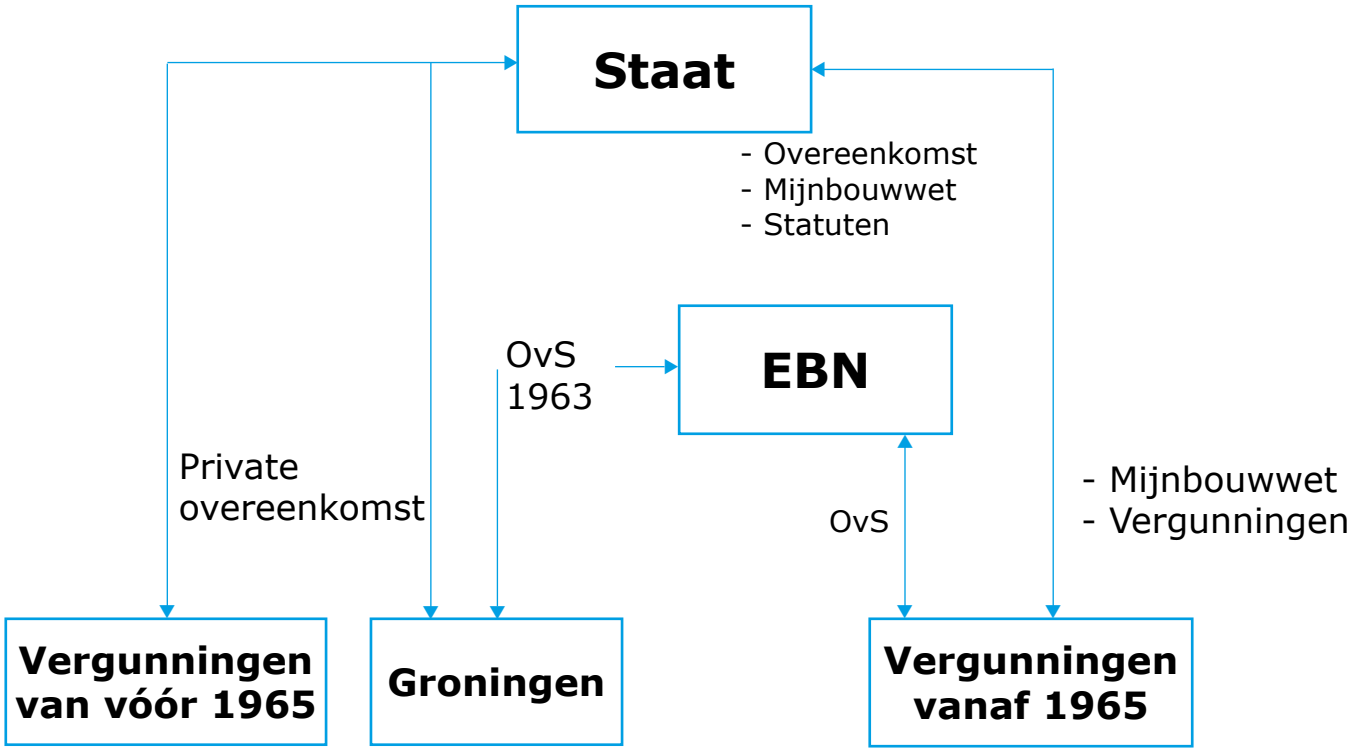
Het beleid van de overheid is gericht op een zo groot mogelijke transparantie. De vergunningen worden gepubliceerd in de Staatscourant en zijn tevens te vinden in het vergunningenregister op www.nlog.nl. Ze zijn dus openbaar en voor iedereen toegankelijk. De gegevens van de vergunning en het nummer van publicatie in de Staatscourant zijn te vinden in het Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017' (zie voor meer informatie hierover § 3.1.1.).

De Belastingdienst ontvangt de vergunning van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat en heft op basis hiervan de mijnbouwafdrachten. Hiervoor gelden de financiële afdrachtbepalingen die sinds 1 januari 2003 zijn vastgelegd in de Mijnbouwwet. In hoofdstuk 5 van de Mijnbouwwet[20] staat beschreven welke afdrachten de mijnbouwbedrijven aan de Staat moeten betalen in het kader van het opsporen en innen an koolwaterstoffen.[21]Het bovenstaande geldt voor alle vergunningen die zijn verleend na 1965. Voor de vijf vergunningen[22] die zijn verleend vóór 1965 liggen de afdrachten aan de overheid vast in contracten. De vergunningen voor deze concessies zijn destijds gepubliceerd in de Staatscourant[23].

In afbeelding 2 wordt het bovenstaande schematisch weergegeven, met inbegrip van de positie van EBN.

19 https://zoek.officielebekendmakingen.nl/blg-881550.pdf
20 https://wetten.overheid.nl/BWBR0014168/2019-04-10
21 De Mijnbouwwet kent de afdracht van oppervlakterecht (artikel 53), cijns (artikel 60) en winstaandeel (artikel 65).
22 Schoonebeek, Rijswijk, Tubbergen, Rossum de Lutte en Groningen.
23 Met uitzondering van Groningen is bij deze vergunningen geen sprake van staatsparticipatie.

Afbeelding 2 – Overzicht van documenten waarin de voorwaarden voor de productie van olie en gas zijn vastgelegd



Bron: NL-EITI

Voor het Groningenveld is destijds een aantal overeenkomsten afgesloten tussen diverse partijen, die samen de basis vormen van het huidige Gasgebouw (zie ook § 2.4.) Deze overeenkomsten zijn:[24]

- Overeenkomst van Samenwerking van 1963 (OvS 1963) tussen EBN (toen nog Staatsmijnen), de NAM, Shell (toen nog Bataafse Petroleum Maatschappij) en ExxonMobil (toen nog Standard Oil Company; deze OvS betrof de oprichting van de Maatschap Groningen en van Gasunie;
- Overeenkomst meeropbrengstregeling Groningen aardgas (85/15-95/5) (MOR) voor de specifieke afdracht Groningen van 1975 tussen de Staat en de NAM;[25]
- Overeenkomst Staat en EBN;[26]
- Overeenkomst Staat en Gasunie;
- Technisch leveringscontract NAM en Gasunie.

Een aantal van deze overeenkomsten – of onderdelen van deze overeenkomsten – is in de loop van de tijd openbaar gemaakt, te weten:

- de OvS 1963 is als bijlage 2 bij de kamerbrief 'Akkoord op hoofdlijnen met Shell en ExxonMobil' (25 juni 2018) gevoegd.[27]
- de MOR-overeenkomst van 1975 is in de loop van de tijd op onderdelen aangepast. Deze overeenkomst is een privaatrechtelijke overeenkomst en niet openbaar.

De inhoud van de MOR-afdracht aan de overheid is wel openbaar gemaakt. Zo zegt de minister van Economische Zaken en Klimaat in Kamerstuk 33529, nr. 499: 'De MOR-overeenkomst is in 1975 gesloten en bepaalt dat over het grootste deel van de opbrengst

24 Zie bijlage 1: beschrijving van de opzet van het huidige Gasgebouw (https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-28109-4-b1.pdf)
25 Kamerstukken II, 1974-1975, 13109.
26 Deze overeenkomst is in de loop van de tijd op onderdelen aangepast.
27 https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2018/06/25/bijlage-2-overeenkomst-samenwerking

van het Groningengas de Staat 85% respectievelijk 95% ontvangt, terwijl de Staat 64% van de kosten draagt. Hierdoor ontving de Staat jaarlijks ongeveer 85 tot 90% van de winst van het Groningengas. De resterende 10 tot 15% kwam toe aan de NAM als nettowinst'.[28]

De inhoud en strekking van beide overeenkomsten (OvS 1963 en MOR) zijn in diverse Kamerstukken toegelicht, bijvoorbeeld in een brief over een eerdere herstructurering van het Gasgebouw (Kamerstukken II, 2001-2002, nr. 1[29]) en een rapport van ABD TOP Consult over de governance van het Gasgebouw

Mede als gevolg van de afbouw van de gaswinning in Groningen heeft de overheid in 2018 nieuw beleid ontwikkeld ten aanzien van de financiële afdrachten voor het Groningenveld en de overige pre-1965 vergunningen. Volgend uit het Akkoord op hoofdlijnen is tussen de Staat en de NAM overeengekomen dat met ingang van 1 januari 2018 de wettelijke afdrachten uit de Mijnbouwwet van toepassing worden op de opbrengsten en de kosten van het Groningenveld[30]. 2017 is dan ook het laatste jaar waarin de pre-1965-heffingen (staatsaandeel, aanvullende betaling en MOR) van kracht zijn voor het Groningenveld. Ten aanzien van de andere pre-1965 vergunningen is er een aangepast afdrachtenregime overeengekomen conform de ontwerpovereenkomst die aan de gepubliceerde gewijzigde vergunningen is gehecht.[31]

Wat de transparantie betreft heeft de minister van Economische Zaken en Klimaat in diverse kamerbrieven in 2018 rond de OvS 1963 en het Akkoord op hoofdlijnen met Shell en ExxonMobil[32] gezegd dat hij streeft naar maximale transparantie over nieuwe afspraken. Zo is het Akkoord op hoofdlijnen te vinden als bijlage bij de kamerbrief 'Akkoord op hoofdlijnen met Shell en ExxonMobil'[33]. In de kamerbrief van 1 oktober 2018[34] is dit nader uitgewerkt. De minister van Economische Zaken en Klimaat zegt hier: 'Omdat ik naar maximale transparantie streef vindt u in de bijlagen de gesloten overeenkomsten. Bepaalde passages zijn echter bedrijfsvertrouwelijk, deze kan ik daarom helaas niet openbaar maken. Zo zien de gelakte passages[35] in de garantieovereenkomsten op de aard en de omvang van de garanties en gaan de niet openbare passages in de financiële overeenkomst over de afronding van de oude afdrachtensystematiek'.

De overheid heeft ook beleid ontwikkeld ten aanzien van EBN. EBN speelt een rol als partner van zowel de overheid als de mijnbouwbedrijven in het opsporings- en winningsproces van olie en gas (zie ook § 3.2.2.). De Staat heeft in het kader van de afdrachten en deelname in opsporing en winning van koolwaterstoffen langs drie wegen afspraken met EBN gemaakt. Ten eerste staan de taken van EBN beschreven in de Mijnbouwwet (afdeling 5.2., artikel

28 https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-33529-499.html
29 https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-28109-1.pdf
30 https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2018/06/25/kamerbrief-akkoord-op-hoofdlijnen-met-shell-en-exxonmobil
31 Bijvoorbeeld: https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2018-54377.html
32 https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2018/02/06/kamerbrief-over-overeenkomst-van-samenwerking
https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2018/05/14/kamerbrief-over-openbaar-maken-van-overeenkomst-van-samenwerking-en-nieuwe-nadere-afspraken
https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2018/06/25/kamerbrief-akkoord-op-hoofdlijnen-met-shell-en-exxonmobil
https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2018/10/01/kamerbrief-uitwerking-akkoord-op-hoofdlijnen-met-shell-en-exxonmobil
33 https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2018/06/25/kamerbrief-akkoord-op-hoofdlijnen-met-shell-en-exxonmobil
34 https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2018/10/01/kamerbrief-uitwerking-akkoord-op-hoofdlijnen-met-shell-en-exxonmobil
35 De gelakte passages zijn gemaakt op basis van de regels die zijn opgesteld in het kader van 'Wet Openbaarheid van bestuur'-procedures, zie: https://wob.nl/alles-over-de-wob/

82). Daarnaast heeft EBN statuten die door de Staat zijn goedgekeurd. Deze zijn openbaar.[36] Ten derde staan in de paragrafen 5.2.2. en 5.2.3. van de Mijnbouwwet de bepalingen die moeten worden opgenomen in de opsporings- en winningsovereenkomsten tussen EBN en de vergunninghouder (artikelen 87-92 hebben betrekking op de opsporingsovereenkomst, artikelen 93-97b op de winningsovereenkomst). Deze Overeenkomsten van Samenwerking (OvS) tussen EBN en de vergunninghouder zijn niet openbaar. De OvS regelt de operationele samenwerking tussen EBN en de vergunninghouder.

3.2.5. Uiteindelijke belanghebbende (UBO)

Vanaf januari 2020 zal het UBO-register voor vennootschappen en andere juridische entiteiten in Nederland in werking treden. De afkorting UBO staat voor 'ultimate beneficial owner' of uiteindelijk belanghebbende. Dit is de persoon die de uiteindelijke eigenaar is of de uiteindelijke zeggenschap heeft over een onderneming of rechtspersoon die in Nederland is opgericht.

Invoering van een UBO-register is een uitvoering van de (gewijzigde) vierde Europese anti-witwasrichtlijn[37]. Doel van deze richtlijn is voorkoming van het gebruik van het financiële stelsel voor het witwassen van geld of terrorismefinanciering.

Het register waarin de UBO-informatie wordt opgenomen, zal onderdeel worden van het handelsregister en daarmee onder beheer vallen van de Kamer van Koophandel. Een deel van de UBO-informatie, zoals de naam en de woonstaat, zal via het register openbaar toegankelijk zijn.[38] Voor de bescherming van de privacy en de persoonlijke levenssfeer van de UBO's zijn waarborgen opgesteld.

Zie voor meer informatie: https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/financiele-sector/ubo-register.

36 https://www.ebn.nl/wp-content/uploads/2019/09/Statuten-EBN-2017.pdf
37 Richtlijn (EU) 2015/849 van het Europees Parlement en de Raad van 20 mei 2015 inzake de voorkoming van het gebruik van het financiële stelsel voor het witwassen van geld of terrorismefinanciering.
38 De minister van Financiën heeft mede namens de minister van Justitie en Veiligheid in oktober 2019 formeel advies aangevraagd aan de Autoriteit Persoonsgegevens of de UBO-informatie in het afgesloten gedeelte, naast bevoegde autoriteiten en de FIU-Nederland, ook toegankelijk zou moeten zijn voor Wwft-instellingen.

4. Exploratie en productie van aardgas en aardolie in 2017

Aardolie en aardgasvoorkomens
Op 1 januari 2018 zijn er in Nederland 482 gasvoorkomens en 53 olievoorkomens.

Platforms en pijnleidingen, Nederlands continentaal plat
In 2017 is er op het continentaal plat 1 nieuw platform geplaatst en zijn er geen verwijderd. De overzichten 16 en 17 van het Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017' tonen een complete lijst van platforms en pijpleidingen. Gegevens over de pijpleidingen zijn afkomstig van het Staatstoezicht op de Mijnen.[1]

Totaaloverzicht aardolie en aardgas in Nederland
Voor een grafisch overzicht van vergunningen, putten, gas- en olievelden, platforms en productie sites, pijpleidingen en infrastructuur op het gebied van olie en gas in Nederland, zie afbeelding 3 op de volgende pagina.

Aardgas- en aardolievoorraad in 2017
De raming van de aangetoonde aardgasvoorraad per 1 januari 2018 bedraagt 757 miljard Nm³. Hiervan bevindt zich 563 miljard Nm³ in het Groningenveld. De kleine velden op land bevatten 96 miljard Nm³ en die op het Nederlandse deel van het continentaal plat 99 miljard Nm³ aan aardgas.

Ruim 90% hiervan is bewezen reserve. Het overgrote deel bevindt zich in het Groningenveld. Omdat de productie uit het Groningenveld wordt afgebouwd, zal de reserve in de toekomst worden afgewaardeerd.[2]

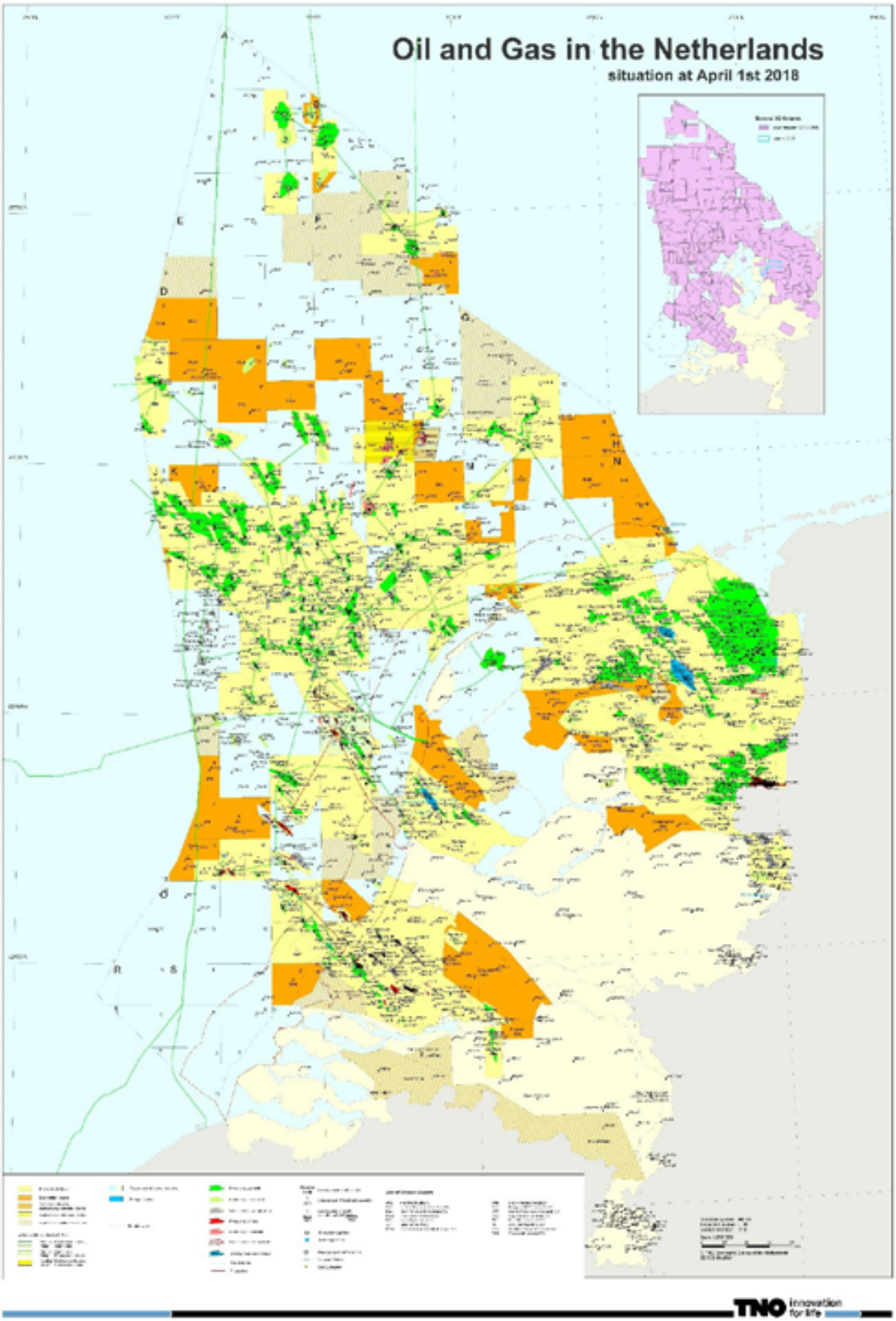
De aardolievoorraad per 1 januari 2018 bedraagt 28,6 miljoen Sm³, waarvan 17,2 miljoen Sm³ in olievelden op land en 11,5 miljoen Sm³ op zee.[3]

Zie hoofdstuk 1 en 2 van het Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017' voor meer informatie.[4]

Boringen in 2017
In totaal zijn in 2017 14 boringen naar olie en gas verricht op land en zee. Dat zijn er 13 minder dan in 2016. Van de zes exploratieboringen[5] is bij vijf gas aangetroffen: een technisch succespercentage van 83%. Voorts zijn er een evaluatieboring en zeven productieboringen[6] gezet.[7] Zie hiervoor ook hoofdstuk 7 en bijlage 2 van het Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017'.

1 Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017'.
2 Ibid.
3 Ibid.
4 Ibid.
5 Als het vermoeden bestaat dat er olie of gas in een veld zit, vindt er een exploratieboring plaats om te onderzoeken of dit ook daadwerkelijk zo is.
6 Als het zeker is dat er olie of gas in een veld zit, vindt er een productieboring plaats om de olie of het gas te winnen.
7 Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017'.

Afbeelding 3 – Olie en gas in Nederland, situatie op 1 april 2018



Bron: TNO

Opsporings- en winningsvergunningen aardgas en aardolie in 2017

Tabel 7 – Overzicht opsporings- en winningsvergunningen aardgas en aardolie in 2017

Type vergunning	Op land		Op zee	
Opsporings-vergunning	In behandeling	5	In behandeling	19
	Verleend		Verleend	
	Verlenging	3	Verlenging	11
	Verkleind		Verkleind	5
	Vervallen	1	Vervallen	
Winnings-vergunning	In behandeling	2	In behandeling	4
	Verleend		Verleend	3
	Verlenging		Verlenging	4
	Verkleind	1	Verkleind	8
	Vervallen		Vervallen	1

Bron: Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017'

Meer details worden gegeven in de hoofdstukken 3, 4 en 5 en de overzichten 2, 3, 9 en 10 van het Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017'.[8]

Opslagvergunningen aardgas en aardolie in 2017

In 2017 zijn er geen nieuwe opslagvergunningen aangevraagd. Een vergunning van eerdere jaren is nog in behandeling. Dit betreft de opslag van een vulstof om een zoutcaverne te stabiliseren en de opslag van brak water. Zie hoofdstuk 10 en overzicht 4 van het jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017' voor details.

Productie aardgas in 2017

In 2017 bedroeg de aardgasproductie uit de Nederlandse gasvelden 41,8 miljard Nm³. De gasvelden op land produceerden 29,5 miljard Nm³ [9]. Van deze productie kwam 6 miljard Nm³ uit kleine velden en 23,6 miljard Nm³ uit het Groningenveld. De gasvelden op zee produceerden 12,3 miljard Nm³. De totale productie in 2017 is daarmee 12,7% lager dan in 2016.[10]

Voor meer informatie over de productiecijfers per winningsvergunning en uitgebreide overzichten, zie hoofdstuk 9 van het Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017'. In overzicht 1 van dit jaarverslag wordt per voorkomen weergegeven of de productie is gestart of inmiddels is gestaakt en om welk product het gaat.

Productie aardolie in 2017

In 2017 werd in totaal 1,124 miljoen Sm³ aardolie gewonnen, 1,1% minder dan in 2016. De velden op land produceerden 0,42 miljoen Sm³, een stijging van 134% vergeleken met 2016 als gevolg van de productietoename uit het Schoonebeekveld. Dit veld is in 2011 opnieuw in productie genomen, nadat de oliewinning in 1996 was gestaakt. De productie op zee bedroeg 0,71 miljoen Sm³, een daling van 26,3%. De olieproductie in 2017 bedroeg gemiddeld 3080 Sm³ per dag.[11] Zie hoofdstuk 9 van het Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017' voor meer details.

8 Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017'.
9 Door afronding van de afzonderlijke componenten is een verschil in het cijfer achter de komma ontstaan tussen de som van de componenten en de totale geproduceerde hoeveelheid gas.
10 Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017'.
11 Jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2017'.

Export en import van aardgas
In 2017 bedroeg de import van aardgas 6,9 miljard euro. Dat is 1,3% van de totale invoer in 2017. De export in 2017 bedroeg 7,9 miljard euro. Dat is 1,3% van de totale uitvoer in 2017. Het import volume van aardgas in 2017 bedroeg 50,968 miljoen m³. Het exportvolume van aardgas in 2017 bedroeg 52,692 miljoen m³.

Maatschappelijke uitgaven in 2017

Vrijwillige uitgaven
In Nederland zijn mijnbouwbedrijven niet wettelijk of contractueel verplicht sociale bestedingen (cash en/of in natura) te doen. Mijnbouwbedrijven in Nederland doen dit vrijwillig, onder meer door het inzetten van kennis en middelen ten behoeve van lokale (burger- en dorps-)initiatieven bijvoorbeeld op basis van thema's als werkgelegenheid, educatie, leefbaarheid en duurzaamheid.

De Nederlandse gassector heeft op 7 september 2017 de 'Gedragscode – gaswinning kleine velden' getekend. De gedragscode is opgesteld in nauw overleg met betrokkenen bij projecten en geeft algemene richtlijnen voor het zorgvuldig betrekken van de omgeving bij olie- en gasprojecten uit kleine velden op land. De sector wil met de gedragscode werken aan verbetering van het draagvlak voor en de acceptatie van olie- en gasprojecten in de omgeving. In § 7.2. van deze gedragscode is opgenomen dat 'de initiatiefnemer stelt kennis en middelen beschikbaar om een positieve bijdrage aan de omgeving te leveren. De invulling van deze bijdrage wordt met de omgeving afgestemd. Het streven hierbij is dat de bijdrage leidt tot een zo goed mogelijke balans van lusten en lasten voor de omgeving. Dit kan zijn: een maatschappelijke bijdrage, bijvoorbeeld via synergiën met lokale projecten, activiteiten en doelstellingen, en/of een economische bijdrage, en/of een bijdrage aan de energietransitie ter plaatse.[12]

Quasi-fiscale uitgaven
Er zijn in Nederland geen quasi-fiscale uitgaven van staatsbedrijven buiten de nationale begroting om, zoals voor sociale voorzieningen of publieke infrastructuur.

Overige uitgaven
Onder Rutte III (Regeerakkoord oktober 2017) is voor Groningen een investeringsfonds voor verduurzaming en betere leefbaarheid bij de versterkings- en herstelwerkzaamheden in het vooruitzicht gesteld. In dit regiofonds wordt jaarlijks 50 miljoen euro gestort.

12 https://www.nogepa.nl/gedragscode/

5. Opbrengsten en reconciliatie van E&P-bedrijven in 2017

5.1. Aanpak en methodologie van de reconciliatie van betaalstromen in 2017

5.1.1. Materialiteitsanalyse en omvang

In de EITI-standaard wordt materialiteit als volgt gedefinieerd: 'Betalingen en inkomsten worden als materieel beschouwd als omissie of verkeerde vermelding een significante invloed heeft op de interpretatie van het EITI-rapport'. De NL-EITI MSG heeft besloten een drempelwaarde in te stellen door toepassing van het Besluit rapportage van betalingen aan overheden van 10 november 2015 en de Europese jaarrekeningrichtlijn[1] van 2013. De materialiteitsdrempel voor de reconciliatiescope is ingesteld op 100.000 euro en dient te worden toegepast op elk soort betaling op het niveau van het bedrijf of de fiscale eenheid.[2]

Als het bedrijf of de fiscale eenheid in relatie tot een van de in het uiteindelijke EITI-rapport opgenomen inkomstenstromen meer dan 100.000 euro moet betalen of terugkrijgen, moet het alle betalingen of terugbetalingen voor die inkomstenstroom in het betreffende jaar specificeren, ook al vallen afzonderlijke betalingen onder de drempelwaarde.

Vanwege de privacywetgeving (met name de geheimhoudingsplicht van de Belastingdienst) en het gebrek aan gedetailleerde financiële informatie per bedrijf was het niet mogelijk de reconciliatiescope voor bedrijven te bepalen op basis van hun betalingen aan de overheid gedurende de scopingfase. De NL-EITI MSG, die de grote operators in de olie- en gaswinning in Nederland goed kent, besloot dan ook om alle NOGEPA-leden en EBN in de reconciliatieoefening op te nemen.

In navolging van de reconciliatieoefening koos de 'Independent Administrator' (IA)[3] ervoor het door overheid en bedrijven aanvankelijk gerapporteerde bedrag aan winstaandeel als meest relevante betalingsstroom te gebruiken om de dekkingsgraad voor de in de reconciliatiescope meegewogen bedrijven te berekenen, vergeleken met de totale betalingen ontvangen uit de sector als geheel. Hoewel het saldo van ontvangsten en betalingen van winstaandeel in 2017 negatief was, belichaamt deze heffing de bijdrage van de aan NL-EITI rapporterende bedrijven het beste. Het door de meegewogen bedrijven gerapporteerde winstaandeel bedraagt 95,34% van de totale betalingen uit de sector, waaruit de IA afleidt dat de reconciliatie voldoende representatief is.

Zoals hieronder gedefinieerd, is het winstaandeel een mijnbouwheffing die jaarlijks bij de houders van een winningsvergunning in rekening wordt gebracht. De heffing wordt berekend en betaald op basis van de winst, behaald met E&P-activiteiten in het vergunningsgebied. In de onderstaande tabel zijn de resultaten van de berekening te zien. Hieruit blijkt dat het EITI-rapport betrekking heeft op alle belangrijke operators en op nagenoeg alle inkomsten die geïdentificeerd en gegenereerd zijn in de Nederlandse olie- en gassector.

---

1 Richtlijn 2013/34/EU van het Europees Parlement en van de Raad van 26 juni 2013 betreffende de jaarlijkse financiële overzichten, geconsolideerde financiële overzichten en aanverwante verslagen van bepaalde ondernemingsvormen.

2 Regime fiscale eenheden: Een groep van in Nederland geregistreerde bedrijven (en in sommige gevallen ook vaste inrichtingen van buitenlandse bedrijven in Nederland) kan een enkele belastingaangifte doen en de Nederlandse vennootschapsbelasting op geconsolideerde basis berekenen door een fiscale eenheid te vormen.

3 De onafhankelijke accountant die in opdracht van de NL-EITI MSG de betaalstromen tussen exploratie- & productiebedrijven en de Nederlandse overheid in kaart heeft gebracht en daarbij de gerapporteerde betalingen en ontvangsten met elkaar vergeleken.

Tabel 8 - Gerapporteerde bedragen winstaandeel in 2017

Omschrijving	Bedrag (EUR)
Gerapporteerd bedrag winstaandeel geïnd door de Belastingdienst, van alle bedrijven	-98.862.245
Gerapporteerd bedrag winstaandeel volgens reconciliatieoefening van NOGEPA-leden	-94.251.120
Dekking van de reconciliatieoefening	**95,34%**

Bron: BDO

Exploratie- & productiebedrijven

Er is specifieke wetgeving die voorkomt dat de Belastingdienst vertrouwelijke informatie over belastingbetalers vrijgeeft.[4] Aangezien NL-EITI opereert op basis van vrijwilligheid, zal de overheid zonder specifieke toestemming van de betrokkenen geen gegevens verstrekken over belastingafdrachten. Om het EITI-rapport te kunnen opstellen heeft de NL-EITI MSG exploratie- & productiebedrijven (hierna: 'E&P-bedrijven') expliciet om toegang tot hun belastingafdrachten gevraagd. De Belastingdienst is de overheidsinstantie die de belastingen bij E&P-bedrijven int. Het verzoek is naar alle NOGEPA-leden verstuurd, aangezien die organisatie de grootste in Nederland actieve bedrijven vertegenwoordigt. Zoals hierboven vermeld, heeft de NL-EITI MSG besloten alle NOGEPA-leden op te nemen in de reconciliatiescope van 2017.

<u>NOGEPA-leden</u>

NOGEPA is een associatie van 12 bedrijven met vergunningen voor het zoeken naar en exploiteren van olie- en gasvelden. NOGEPA is lid van de NL-EITI MSG en in naam van de leden betrokken bij het EITI-proces. In onderstaande tabel staan de bedrijven (groepen) die lid zijn van NOGEPA.

Tabel 9 – Overzicht NOGEPA-leden

Nr.	Operator (*)	In scope
1	Dana Petroleum Netherlands B.V.	√
2	Hansa Hydrocarbons Ltd	√
3	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V. (NAM)	√
4	Neptune Energy Netherlands B.V.	√
5	ONE-Dyas B.V.	√
6	Petrogas E&P Netherlands B.V.	√
7	Spirit Energy Nederland B.V.	√
8	TAQA Energy B.V.	√
9	Total E&P Nederland B.V.	√
10	Tulip Oil Netherlands B.V.	√
11	Vermilion Energy Netherlands B.V.	√
12	Wintershall Noordzee B.V. (BASF)	√

(*) Deze lijst bevat geen bedrijven uit dezelfde groep. Alleen één bedrijf uit elke groep is opgenomen.

Bron: BDO

4 Publicatie van belastingafdrachten die herleidbaar zijn tot specifieke particulieren of bedrijven is bij wet verboden (Algemene wet inzake rijksbelastingen, artikel 67)

Bovendien heeft de NL-EITI MSG besloten om EBN en twee gastransportpijpleidingbedrijven NGT (Noordgastransport B.V.) en NOGAT B.V. (Northern Offshore Gas Transport) in de reconciliatiescope op te nemen (zie bijlage 6 voor een overzicht).

5.1.2. Betaalstromen

Ter voorbereiding op het eerste Nederlandse EITI-rapport heeft de multi-stakeholdergroep (de NL-EITI MSG) nagedacht over welke betaalstromen in de reconciliatiescope moesten worden opgenomen. Een Independent Administrator (IA) heeft een voorlopige analyse uitgevoerd om de scope voor de reconciliatieoefening voor het boekjaar eindigend op 31 december 2017 te kunnen evalueren. Deze voorlopige analyse heeft betrekking op de olie- en gaswinning in Nederland.

De onderstaande tabel is gebaseerd op de evaluatie van de heffing op mijnbouwactiviteiten in Nederland en is een samenvatting van de afdrachten door E&P-bedrijven aan de Nederlandse overheid.

Tabel 10 – Betalingen door E&P-bedrijven aan de Nederlandse overheid

Inkomstenstroom	Betaald aan	Definitie	In scope
Vennootschapsbe-lasting	Belasting-dienst	Conform de Wet op vennootschapsbelasting 1969 zijn alle naamloze vennootschappen (nv's), besloten vennootschappen (bv's) en vergelijkbare juridische entiteiten in Nederland verplicht vennootschapsbelasting af te dragen over hun gehele winst. Deze belasting bedraagt 20% over de eerste 200.000 euro winst en 25% over alles daarboven.	√
Staatsdeelneming	EBN & EZK	Vaak is de Nederlandse overheid betrokken bij olie- en gaswinningsprojecten in Nederland. Het belang van de overheid in dit soort projecten bedraagt 40 of 50 procent. EBN, een 100% staatsbedrijf, behartigt de belangen van de Nederlandse overheid als participant of als financieel begunstigde.	√
Winstaandeel	Belasting-dienst	Het winstaandeel is een mijnbouwheffing gespecificeerd in paragraaf 5.1.1 van de Mijnbouwwet en wordt in rekening gebracht bij de houder van een winningsvergunning. De hoogte van het winstaandeel bedraagt 50%, berekend op basis van de winst-en-verliesrekening van de vergunninghouder.	√

Oppervlakterecht	Belasting-dienst	Het oppervlakterecht is een mijnbouwheffing gespecificeerd in paragraaf 5.1.1 van de Mijnbouwwet. Het oppervlakterecht is verschuldigd door de houder van een offshore opsporings- of winningsvergunning, maar wordt jaarlijks in rekening gebracht bij de operator van de vergunning. De heffing wordt berekend en betaald op basis van het in de vergunning gespecificeerde grondoppervlak.	√
Cijns	Belasting-dienst	Cijns is een mijnbouwheffing gespecificeerd in paragraaf 5.1.1 van de Mijnbouwwet. Cijns wordt jaarlijks in rekening gebracht bij de houder van een winningsvergunning. Cijns heeft in theorie betrekking op zowel offshore als onshore winningsvergunningen, maar voor offshore geldt een tarief van 0%. De heffing wordt berekend en betaald op basis van de omzet behaald in het jaar waarover de belasting wordt geheven.	√
Staatsaandeel *NAM-specifiek*	EZK	Staatsaandeel is gebaseerd op een private overeenkomst tussen de Nederlandse overheid, Shell, ExxonMobil en de NAM. De heffing bedraagt 10% van de winst uit bepaalde concessies van vóór 1965.	√
Aanvullende Beta-ling *NAM-specifiek*	EZK	De Aanvullende Betaling werd overeengekomen met de Nederlandse overheid op basis van een privaatrechtelijke overeenkomst tussen de Nederlandse overheid, Shell, ExxonMobil en de NAM, met als gevolg dat het totaal aan belastinginkomsten (inclusief privaatrechtelijke belastingen) gebaseerd zou worden op een samengesteld tarief van ca. 50%.	√
Meeropbrengstrege-ling (MOR) *NAM-specifiek*	EZK	De Meeropbrengstregeling (MOR) is een heffing conform de overeenkomst uit 1972 tussen de Nederlandse overheid, Shell, Esso, DSM en de NAM. De regeling was bedoeld om het aandeel van de overheid in de gasopbrengsten van Slochteren te verhogen tot 85%. De overeenkomst werd in 1975 aangepast, waarop het aandeel verhoogd werd tot 95%.	√
Dividenden *EBN-specifiek*	EZK	Als staatsbedrijf keert EBN dividenden uit over haar winst na belastingheffing, na goedkeuring door het bestuur.	√

Bron: BDO

Sociale bestedingen
In Nederland zijn delfstoffenbedrijven niet wettelijk of contractueel verplicht om sociale bestedingen (cash en/of in natura) te doen. Dit werd gedurende de voorlopige analyse door de IA door verschillende stakeholders bevestigd.

Toch zijn er diverse bedrijven die op vrijwillige basis sociale activiteiten ondersteunen. De bedrijven werd dus ook gevraagd melding te maken van eventuele sociale investeringen.

5.1.3. Overheidsinstanties

De overheidsinstanties die verslag moesten uitbrengen voor het NL-EITI rapport 2017 waren:

Belastingdienst	De Nederlandse Belastingdienst
EZK	Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Daarnaast is EBN in de reconciliatie meegenomen als onderdeel van de overheid. De resultaten van EBN zijn immers uiteindelijk -indirect- inkomsten voor de Staat, omdat de Staat alle aandelen van EBN in bezit heeft.

5.1.4. Verzameling, volledigheid en betrouwbaarheid van gegevens

De olie- en gasbedrijven werden gevraagd hun rapportageformulieren door een hogere functionaris te laten fiatteren. Alle ontvangen rapportageformulieren zijn dan ook ondertekend.

Reconciliatiemethodologie
De Independent Administrator (IA) heeft zijn werk uitgevoerd in lijn met de 'International Standard on Related Services' (ISRS 4400 – Opdrachten tot het verrichten van overeengekomen specifieke werkzaamheden met betrekking tot financiële informatie). De gevolgde procedures zijn beschreven in de 'NL-EITI Terms of Reference' en op 12 juni 2018 goedgekeurd door de NL-EITI MSG.

De uitgevoerde reconciliatieprocedures waren niet bedoeld als audits of controles in lijn met de 'International Standards on Auditing of de International Standards on Review Engagements'. De IA kan dus geen garantie bieden met betrekking tot andere transacties dan de transacties die expliciet in het rapport zelf zijn beschreven. Als de IA extra procedures had uitgevoerd, zouden er misschien andere zaken aan het licht zijn gekomen, waarover dan wellicht verslag zou zijn uitgebracht.

Het reconciliatieproces bestaat uit de volgende stappen:
- de inzameling van betalingsdata van overheidsinstanties en E&P-bedrijven, de basis van de reconciliatie-oefening;
- vergelijking van de door overheidsinstanties en bedrijven gerapporteerde bedragen, om te bepalen of er verschillen tussen de twee bronnen bestonden; en
- contact met overheidsinstanties en E&P-bedrijven om eventuele verschillen te kunnen verklaren.

De acceptabele foutmarge voor reconciliatieverschillen (na aanpassing) tussen betalingen van E&P-bedrijven en inkomsten van de overheid is vastgesteld op 1% van de totale inkomsten uit delfstoffenwinning, zoals gerapporteerd door de overheidsinstanties.

De materialiteitsafwijking is de drempel van immateriële verschillen per inkomstenstroom die de IA niet verder heeft onderzocht. Aangezien dit de eerste reconciliatieoefening is, heeft de NL-EITI MSG ermee ingestemd het uiteindelijke reconciliatieverschil op 100.000 euro te maximeren.

5.2. Reconciliatie van gerapporteerde betalingen aan de overheid in 2017 door olie en gasbedrijven

Betalingen per bedrijf
Van alle 15 bedrijven (of groepen) en 3 overheidsinstanties zijn rapporten ontvangen. Hieronder vindt u de gerapporteerde kasstromen opgeteld. Een overzicht per bedrijf is te vinden in bijlage 7.

- de bedrijven rapporteerden aanvankelijk een totale afdracht van 1.914.143.406 euro aan de overheid. Die afdracht was 886.094.183 euro lager dan de door de overheid gerapporteerde inkomsten.
- 914.178.171 euro van dit verschil was verklaarbaar van bedrijfskant, terwijl 28.083.426 euro verklaarbaar was van overheidskant.

Het resterende verschil van 562 euro is verwaarloosbaar. Dit verschil is noch voor de betrokken overheidsinstanties, noch voor de betrokken bedrijven te achterhalen en betreft vermoedelijk afrondingsverschillen en/of kleine typefouten.

Tabel 11 - Overzicht betalingen per bedrijf

Opgetelde betalingen	Aanvankelijk gerapporteerd (EUR)	Verklaarbare verschillen (EUR)		Aangepaste rapportage (EUR)
		Bedrijven	Overheid	
Bedrijven	1.914.143.406	914.178.171		2.828.321.577
Overheid	2.800.237.589		28.083.426	2.828.321.015
Verschil	**(886.094.183)**	**914.178.171**	**28.083.426**	**562**

Bron: BDO

Alle opgeloste verschillen zijn door de betrokken partijen besproken en goedgekeurd.

Gedetailleerde uitkomsten van de reconciliatieoefening per bedrijf zijn te vinden in de volgende tabel. Het verschil na reconciliatie is gebaseerd op het verschil tussen het bedrag dat de winningsbedrijven binnen de scope melden te hebben betaald, en het bedrag dat de overheidsinstanties melden te hebben ontvangen.

Tabel 12 – Uitkomsten van de reconciliatieoefening per bedrijf

Nr.	Bedrijf	Winningsbedrijven (EUR)	Overheid (EUR)	Verschil (EUR)
1	Energie Beheer Nederland (EBN B.V.)	795.999.416	795.999.416	-
2	Dana Petroleum	3.067.779	3.067.779	-
3	Hansa Hydrocarbons Ltd	456.946	456.946	-
4	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V. (NAM)	2.003.459.970	2.003.459.210	760
5	Neptune Energy	27.918.099	27.918.522	(423)
6	NGT (Noordgastransport B.V.)	24.787.103	24.787.103	–
7	NOGAT B.V. (Northern Offshore Gas Transport)	10.594.105	10.594.105	–
8	Petrogas E&P Netherlands B.V.	1.414.785	1.414.785	–
9	Spirit Energy Nederland B.V.	(4.946.516)	(4.946.516)	–
10	TAQA Energy BV	5.529.129	5.529.129	–
11	Total E&P Nederland B.V.	(21.698.171)	(21.698.171)	–
12	Tulip Oil Netherlands B.V.	362.370	362.370	
13	Vermilion Energy Netherlands B.V.	5.268.495	5.268.250	245
14	Wintershall Noordzee B.V. (BASF)	(23.805.865)	(23.805.865)	
15	ONE-Dyas	(86.068)	(86.048)	(20)
	Totale betalingen	**2.828.321.577**	**2.828.321.015**	**562**

Bron: BDO

De tabel met de geconsolideerde cijfers per bedrijf (op basis van de rapportageformulieren van de E&P-bedrijven en overheidsinstanties), aanpassingen door de IA na de reconciliatie en resterende/niet-gereconcilieerde verschillen, is te vinden in bijlage 7.

Betalingen per inkomstenstroom

Gedetailleerde uitkomsten van de reconciliatieoefening per inkomstenstroom zijn te vinden in de volgende tabel, waarbij het verschil na reconciliatie gebaseerd is op het verschil tussen het bedrag dat de E&P-bedrijven binnen de scope gerapporteerd hebben te hebben betaald, en het bedrag dat de overheidsinstanties gerapporteerd hebben te hebben ontvangen.

Tabel 13 – Uitkomsten van de reconciliatieoefening per inkomstenstroom

Nr.	Inkomstenstroom	Winningsbedrijven (EUR)	Overheid (EUR)	Verschil (EUR)
	Belastingdienst	416.237.771	416.237.209	562
1	Vennootschapsbelasting	451.429.195	451.429.080	115
2	Winstaandeel	(67.211.683)	(67.212.120)	437
3	Oppervlakterecht	24.319.092	24.319.082	10
4	Cijns	7.701.167	7.701.167	–
	EZK[5]	**2.412.083.806**	**2.412.083.806**	–
5	Staatsaandeel	39.716.584	39.716.584	–

5 De opbrengsten van de delfstoffenwinning van EZK komen ten goede aan de Algemene middelen van het Rijk. De baten worden op artikel 5 van de begroting van het EZK verantwoord. Daarna vloeien ze naar de Staatskas.

6	Aanvullende Betaling	(19.015.931)	(19.015.931)	–
7	Meeropbrengstregeling (MOR)	1.908.226.003	1.908.226.003	–
8	Dividenden	483.157.150	483.157.150	–
	Totale betalingen	2.828.321.577	2.828.321.015	562

Bron: BDO

Opvallend in bovenstaande tabel is dat de geldstroom uit het winstaandeel negatief is geweest in 2017. De belangrijkste oorzaak daarvoor – naast tegenvallende resultaten als gevolg van met name de dalende gasprijs – is een fiscaal-technische wijziging. De E&P-bedrijven houden op hun balans een voorziening aan voor toekomstige uitgaven van ontmanteling van platformen en installaties. Omdat deze voorziening ziet op toekomstige uitgaven, wordt deze contant gemaakt. Dat gebeurde altijd tegen een contantmakingsfactor van 4,5%, dat was gebaseerd op een arrest van de Hoge Raad uit 1985. In verband met de zeer lage marktrente de laatste jaren is het de bedrijven toegestaan met ingang van 2017 de marktrente als contantmakingsfactor voor hun ontmantelingsvoorziening te gebruiken. Dat heeft al in 2017 geleid tot verminderingen van aanslagen winstaandeel, en dus tot terugbetaling van eerder geheven winstaandeel.

De tabel met de geconsolideerde cijfers per inkomstenstroom (op basis van de rapportageformulieren van winningsbedrijven en overheidsinstanties), aanpassingen na de reconciliatie en resterende/niet-gereconcilieerde verschillen, is te vinden in bijlage 8.

Betalingen aan Energie Beheer Nederland ('EBN')
Als niet-uitvoerende partner is EBN betrokken bij bijna alle olie- en gaswinningsprojecten in Nederland. Het belang in dit soort projecten bedraagt 40 of 50 procent.

EBN vervult in de sector een tweeledige functie:
- als staatsbedrijf beheert EBN de belangen van de Nederlandse overheid in olie- en gasprojecten; en
- als bedrijf ontplooit het activiteiten en draagt het belastingen af aan de overheid. Bovendien keert het dividenden uit op basis van geboekte winsten na belastingheffing.

Hoewel EBN een staatsbedrijf is, wordt het gerund als een private onderneming, met een onafhankelijk bestuur en financiële autonomie. Alle vergaarde inkomsten, inclusief de verkoop van het overheidsaandeel in productie, zijn in de jaarverslagen opgenomen. De Nederlandse overheid ontvangt dividenden op basis van geboekte winsten.

Om de inkomsten van de Nederlandse staat uit deze olie- en gasprojecten niet dubbel te tellen werden alleen overboekingen van EBN naar de Belastingdienst en EZK als directe inkomsten uit de sector opgevat, zoals gepresenteerd in § 5.2.1. Inkomsten die EBN van E&P-bedrijven heeft gekregen voor zijn aandeel in de diverse olie- en gasprojecten, zijn in deze sectie apart vermeld en worden niet als extra inkomsten voor de overheid gezien.

Onderstaande tabel laat de inkomsten in 2017 uit de staatsdeelneming in de diverse olie- en gasprojecten zien volgens de gegevens zoals verstrekt door EBN (opgesplitst per operator).

Tabel 14 – Inkomsten in 2017 uit de staatsdeelneming in de diverse olie-en gasprojecten

Operator (*)	Opbrengst staatsdeelneming (EUR)	Gereconcilieerd
Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V. (NAM)	1.364.909.827	√
Neptune Energy	261.126.664	✗
Totaal	**185.984.728**	✗
Petrogas E&P Netherlands B.V.	97.748.480	✗
Wintershall Noordzee B.V. (BASF)	94.297.778	✗
ONE-Dyas	65.683.071	✗
TAQA Energy BV	39.085.997	√
Vermilion Energy	37.659.486	√
Dana Petroleum	18.862.698	✗
Tulip Oil	601.906	✗
Spirit Energy Nederland B.V.	(8.757.054)	√
Totaal	**2.157.203.580**	

Bron: BDO

Deze betalingen hebben te maken met de staatsdeelneming (40 of 50 procent) in olie- en gasprojecten. EBN ontvangt deze betalingen direct van gasgroothandelaar GasTerra. Aangezien dit geen directe betalingen van de E&P-bedrijven aan EBN zijn, hebben slechts vier rapporterende bedrijven (zie de bovenstaande tabel) deze betalingsstroom gerapporteerd.

Overige significante betalingen

Om mogelijk belangrijke omissies te voorkomen heeft NL-EITI MSG besloten een aparte regel met de naam 'Overige significante betalingen' in het formulier op te nemen. De E&P-bedrijven kunnen hier eventuele omvangrijke (hoger dan 100.000 euro) betalingen aan de overheid vermelden, waaronder betalingen die niet elders op het rapportageformulier kunnen worden opgenomen. Slechts twee bedrijven hebben deze regel ingevuld, zie onderstaande tabel.

Tabel 15 – Overige significante betalingen

Naam juridische entiteit	Omschrijving van de betaling	Betaald aan	Betaling (EUR)
TAQA Energy B.V.	WOZ 2017 (onroerendgoedbelasting)	Gemeente Alkmaar	15.941
TAQA Energy B.V.	WOZ 2017 (onroerendgoedbelasting)	Gemeente Bergen	243.654
TAQA Onshore B.V.	WOZ 2017 (onroerendgoedbelasting)	Gemeente Alkmaar	688.643
TAQA Onshore B.V.	WOZ 2017 (onroerendgoedbelasting)	Hoogheemraad Noorderkwartier	74.902
TAQA Onshore B.V.	WOZ 2017 (onroerendgoedbelasting)	Gemeente Bergen	261.438
TAQA Piekgas B.V.	WOZ 2017 (onroerendgoedbelasting)	Gemeente Alkmaar	337.492

TAQA Energy B.V.	Assurantiebelasting 2016	Belastingdienst	191.431
		Subtotaal	**1.813.501**
Vermilion Energy	Schade	Provincie Fryslân	436.166
Vermilion Energy	Huur	Gemeente Waalwijk	320.266
		Subtotaal	**756.432**
Totaal			**2.569.933**

Bron: BDO

Sociale betalingen
Alleen Wintershall Noordzee BV (BASF) heeft melding gemaakt van vrijwillige sociale betalingen in 2017, voor een bedrag van in totaal 8.341 euro. Onderstaande tabel laat zien hoe dit bedrag is opgesplitst.

Tabel 16 – Sociale betalingen in 2017 van Wintershall Noordzee BV (BASF)

Begunstigde	Locatie	Datum	Beschrijving evenement/ project	Betaling (EUR)
Utrechtse Aardwetenschappen Vereniging	Utrecht	02-02-2017	Sponsoring	500
TNO/GK	Delft	20-02-2017	Sponsoring	1.000
Delft Student Association	Delft	01-06-2017	Sponsoring	200
SPE	Utrecht	11-09-2017	Sponsoring	2.191
Universiteit Utrecht	Utrecht	28-09-2017	Sponsoring	3.000
SPE WIE	Utrecht	04-10-2017	Sponsoring	1.000
Geovisie	Arkel	14-11-2017	Sponsoring	450
Totaal				**8.341**

Bron: BDO

Volledigheid en betrouwbaarheid van de data
Om de volledigheid en betrouwbaarheid van de data te waarborgen heeft de NL-EITI MSG besloten dat alle door de E&P-bedrijven ingeleverde rapporten ondertekend moeten zijn door een bevoegd functionaris. Alle rapporten van de winningsbedrijven waren dan ook ondertekend.

De IA heeft geconcludeerd dat de algehele volledigheid en betrouwbaarheid van de gereconcilieerde data van de bedrijven en overheidsinstanties toereikend zijn.

5.3. Rijksbegroting

In Nederland komen de opbrengsten van de delfstoffenwinning ten goede aan de Algemene middelen van het Rijk. De baten worden op artikel 5 van de begroting van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat verantwoord. Daarna vloeien ze naar de Staatskas. Voor meer informatie over de Rijksbegroting 2017 zie: https://www.rijksbegroting.nl/2017/voorbereiding/begroting.
In Nederland is er geen sprake van overdracht van middelen naar niet-rijksoverheden.

6. Aanbevelingen van de Independent Administrator aan de NL-EITI MSG

1. Het ontbreken van een EITI-database
Het lijkt erop dat het secretariaat van NL-EITI niet beschikt over een uitgebreide database met alle E&P-bedrijven die in de sector actief zijn. Dat komt doordat er geen sprake is van formele communicatie met overheden aangaande de in de sector actieve E&P-bedrijven.

In sommige gevallen verliep het contact met de E&P-bedrijven moeizaam, aangezien er geen contactgegevens beschikbaar waren.

Aanbevolen wordt dat het secretariaat na de huidige reconciliatieoefening een database aanlegt. Het secretariaat moet vervolgens overleg plegen met de overheidsinstanties en vragen om regelmatig de juiste gegevens te verstrekken, zodat de database up-to-date kan worden gehouden. Het is dan ook belangrijk dat nieuwe spelers in de olie- en gasindustrie zich voor of tijdens het verkrijgen van hun opsporings- of winningsvergunning bij het EITI-secretariaat registreren. Een regelmatige evaluatie – samen met de overheidsinstanties – van de E&P-bedrijven met een vergunning wordt ook aanbevolen.

Alle al eerder in de reconciliatie-oefening opgenomen E&P-bedrijven en overheidsinstanties moeten een enkel iemand aanwijzen die verantwoordelijk is voor de uitgebreide EITI-rapportage. Het bedrijf of de instantie moet de naam en contactgegevens van deze persoon aan het secretariaat doorgeven.

2. Beperkte autorisatie van E&P-bedrijven voor de openbaarmaking van gegevens
De NL-EITI MSG heeft besloten de geheimhoudingsplicht op te heffen voor E&P-bedrijven in de reconciliatiescope. Deze bedrijven moeten de betreffende documentatie ondertekend terugsturen naar de IA, zodat de overheidsinstanties de betalingsgegevens aan de IA kunnen bekendmaken.

Volgens de bepalingen mag de Belastingdienst alleen informatie met betrekking tot betalingen doorgeven aan de IA, en wel voor de volgende belastingen en heffingen:
- Vennootschapsbelasting;
- Winstaandeel;
- Cijns;
- Oppervlakterecht.

Naar aanleiding van het scopingonderzoek werden EZK en EBN als overheidsinstanties in het reconciliatieproces opgenomen. Ook deze instanties werd gevraagd gegevens over de van afzonderlijke bedrijven afkomstige inkomsten te delen. Bovendien werden er extra inkomstenstromen aan de rapportage toegevoegd, zoals staatsaandeel, de aanvullende Betaling, de meeropbrengstregeling en dividenden.

Aanbevolen wordt om de opheffing van de geheimhoudingsplicht ook te laten gelden voor alle overheidsinstanties die betrokken zijn bij het verzamelen van de inkomsten van winningsbedrijven. De opheffing zou betrekking moeten hebben op alle soorten betalingsstromen in het EITI-proces.

3. Het gebrek aan rapportageformulieren voor en kwaliteitsgarantie door overheidsinstanties in de EITI-rapportage

Volgens de EITI-standaard 2016 en de EITI Terms of Reference voor de IA moeten de NL-EITI MSG en de IA rapportageformulieren opstellen en overeenstemming zien te vinden over kwaliteitsgaranties door de rapporterende bedrijven en instanties.

Naar aanleiding van het scopingonderzoek werden de Belastingdienst, EZK en EBN als overheidsinstanties in het reconciliatieproces opgenomen. Publicatie door de overheid van belastingafdrachten die herleidbaar zijn tot specifieke particulieren of bedrijven, is bij wet verboden (Algemene wet inzake rijksbelastingen, artikel 67). De NL-EITI MSG heeft dan ook besloten om aan E&P-bedrijven in de reconciliatiescope te vragen de IA te machtigen tot het namens hen in ontvangst nemen van de informatie van de Belastingdienst. Deze bedrijven werd gevraagd de machtigingen ondertekend terug te sturen naar de IA, zodat de overheidsinstanties de gegevens over de betalingen aan de IA konden bekendmaken.

De Belastingdienst en EZK hebben dan ook geen gebruikgemaakt van de EITI-formulieren om de gevraagde gegevens te verstrekken. De betalingen werden gerapporteerd in de vorm van Excel-tabellen, zonder onderverdeling op basis van ontvangst- en beoordelingsnummer. Deze onderverdeling werd alleen verstrekt als er sprake was van reconciliatieverschillen. Bovendien werd de staatsdeelneming in de eerste plaats opgevraagd bij de operators, waarna EBN om bevestiging werd gevraagd.

Het gebrek aan een enkel formulier voor overheidsinstellingen zorgde voor diverse problemen in het reconciliatieproces. Zo waren de door de Belastingdienst ontvangen gegevens niet op dezelfde wijze gestructureerd als op de rapportageformulieren van de winningsbedrijven.

Aanbevolen wordt dat het toekomstige rapportageproces door overheidsinstanties wordt besproken en dat er aparte formulieren komen voor het EITI-rapport van 2018. Er moet met name duidelijkheid komen over de vraag of EBN zowel binnenkomende als uitgaande betalingen moet melden. Ook de mate van detail in de rapportage moet worden gespecificeerd. Duidelijk moet worden of GasTerra betalingen met betrekking tot de verkoop van staatsgas moet rapporteren (zie ook aanbeveling 4).

De NL-EITI MSG moet tot slot bepalen welke kwaliteitsgaranties er door overheidsinstanties aan de IA moeten worden verstrekt. Zo kunnen de rapportageformulieren bijvoorbeeld door een overheidsfunctionaris worden ondertekend.

4. Verkoop van het aandeel van de Staat in productie

Volgens Vereiste 4.2 van de EITI-standaard 2016: 'Als de opbrengsten van het aandeel van de Staat in productie of andere verkregen inkomsten in natura significant zijn, is de overheid (inclusief staatsbedrijven) verplicht de verkochte volumes en ontvangen inkomsten te openbaren. De gepubliceerde gegevens moeten zijn onderverdeeld in afzonderlijke opkopende firma's en tot op een niveau dat past bij andere gerapporteerde betalingen en inkomsten.'

GasTerra is een bedrijf dat actief is in de mondiale handel in en toelevering van aardgas. GasTerra is gemachtigd het staatsaandeel in gasproductie te verkopen. Volgens Vereiste 4.2 van de EITI-standard 2016 moet het bedrijf dus melding maken van verkochte volumes en ontvangen inkomsten. De gepubliceerde gegevens moeten zijn onderverdeeld in afzonderlijke opkopende firma's.

Aanbevolen wordt dat de NL-EITI MSG in toekomstige NL-EITI-rapporten de vereiste gegevens over de verkoop van het staatsaandeel in productie opneemt. GasTerra zou de verkochte volumes en ontvangen inkomsten moeten rapporteren, onderverdeeld in opkopende firma's.

Bovendien moet worden vermeld dat er in de EITI-standaard 2019 nieuwe vereisten voor transparantie in de grondstoffenhandel zijn geïntroduceerd. De deelnemende landen moeten melding maken van inkomsten uit de verkoop van het staatsaandeel in de productie van olie, gas en/of minerale delfstoffen, opgesplitst per verkoopcontract (in plaats van per opkopende firma). Deelnemende landen wordt ook aangemoedigd het proces voor het selecteren van kopers te openbaren. Het betrekken van GasTerra bij het EITI-proces wordt dan ook ten zeerste aangeraden.

5. Rapportage op projectniveau

In lijn met Vereiste 4.7 van de EITI-standaard 2016 is de NL-EITI MSG 'verplicht overeenstemming te bereiken over de mate van opsplitsing van gepubliceerde gegevens […] Rapportage op projectniveau is noodzakelijk, mits in lijn met de regels van de Amerikaanse Securities and Exchange Commission (SEC) en toekomstige vereisten van de Europese Unie.'

Op de EITI-formulieren die naar de winningsbedrijven werden gestuurd, moesten betalingen worden opgesplitst per vergunningsnummer en veldnaam. De meeste bedrijven die EITI-rapporten opstuurden, hebben niet bij elke gerapporteerde betaling het vergunningsnummer en de veldnaam vermeld.

Om de EITI-implementatie verder te verbeteren zou de NL-EITI MSG moeten samenwerken met overheidsinstanties en al vroeg gesprekken moeten aangaan over de beschikbaarheid van overheidsgegevens voor rapportage op projectniveau.

Conform het besluit van het EITI-bestuur van 8 maart 2018 moet de NL-EITI MSG overeenstemming zien te bereiken over een definitie van het begrip 'project' die strookt met zowel relevante nationale wetten en systemen als de internationale norm. De MSG moet voor het NL-EITI-rapport van 2018 in staat zijn gegevens op te splitsen per project.

6. Algehele dekking van het EITI-rapport

Er is specifieke wetgeving die voorkomt dat de Belastingdienst vertrouwelijke informatie over belastingbetalers vrijgeeft.[1] Aangezien NL-EITI opereert op basis van vrijwilligheid, zal de overheid zonder specifieke toestemming van de betrokkenen geen gegevens verstrekken over belastingafdrachten. De NL-EITI MSG heeft daarom besloten E&P-bedrijven expliciet toegang te vragen tot hun afdrachten aan de Belastingdienst. De Belastingdienst is de voornaamste overheidsinstantie die belastingen bij E&P-bedrijven int.

Het verzoek is naar alle NOGEPA-leden verstuurd, aangezien die organisatie de grootste in Nederland actieve bedrijven vertegenwoordigt. Aan de E&P-bedrijven die geen lid zijn van NOGEPA, is echter niet tijdig gevraagd melding te maken van hun betalingen. Er zijn daardoor twintig E&P-bedrijven niet meegenomen in de reconciliatiescope van 2017. Dit kwam vooral door het ontbreken van contactgegevens voor deze bedrijven, of het ontbreken van een fysiek kantoor in Nederland.

1 Publicatie van belastingafdrachten die herleidbaar zijn tot specifieke particulieren of bedrijven is bij wet verboden (Algemene wet inzake rijksbelastingen, artikel 67).

In het licht van de huidige wetgeving in relatie tot het verstrekken van vertrouwelijke gegevens wordt aanbevolen dat de NL-EITI MSG zich richt op het verbeteren van het communicatieaspect van het EITI-proces, om meer bedrijven aan te moedigen gegevens te verstrekken; dit niettegenstaande de aanzienlijke inspanningen die al op dit vlak zijn geleverd. De NL-EITI MSG moet het EITI door een solide bewustwordingscampagne onder de aandacht brengen, bijvoorbeeld door conferenties, bijeenkomsten en workshops te organiseren.

7. Reconciliatieproblemen: betaalde/terugbetaalde rente

Volgens het rapportageformulier dat naar de E&P-bedrijven is gestuurd, moeten rentebetalingen en boetes worden verrekend met de betreffende betalingen. Zo moet de betaalde of terugbetaalde rente gerelateerd aan vennootschapsbelasting opgeteld worden bij of afgetrokken worden van de betreffende post, zodat er een enkel bedrag wordt gerapporteerd.

De rapporterende bedrijven namen zulke (terug)betaalde rente niet systematisch mee in de betalingsgegevens die aanvankelijk aan de IA werden verstrekt. Bovendien weken de door de E&P-bedrijven verstrekte gegevens af van de door de Belastingdienst aangeleverde gegevens, aangezien laatstgenoemde instantie wél melding maakte van rente. Een en ander leidde tot extra werk en onnodige problemen in het reconciliatieproces.

Het wordt ten zeerste aangeraden om vóór het versturen van de rapportageformulieren een workshop in te plannen, zodat de IA het formulier kan presenteren en de deelnemende bedrijven kan informeren. Op die manier worden misverstanden met betrekking tot de rapportage voorkomen. Zo'n workshop is nuttig voor zowel de IA als de rapporterende bedrijven, om de praktische aspecten van het proces te verkennen en een adequate aanpak te kunnen kiezen ten behoeve van een succesvolle, soepele rapportage.

8. Late inlevering van formulieren

Maar weinig bedrijven leverden hun formulier in op of vóór de overeengekomen deadline van 30 augustus 2019. Bij veel bedrijven was een telefonische herinnering nodig om het ingevulde formulier terug te krijgen. Dat kwam vooral doordat de rapportageperiode overeenkwam met de vakantieperiode en belangrijke medewerkers afwezig waren.

Aanbevolen wordt dat de NL-EITI MSG de beschikbare opties heroverweegt om alle rapporterende bedrijven en instanties voldoende tijd te gunnen hun formulieren in te leveren. De volgende opties verdienen overweging:

- het vergroten van de bekendheid van het EITI-programma en het benadrukken van het belang ervan;
- het verruimen van de rapportagedeadline om bedrijven en instanties voldoende tijd te gunnen voor het inleveren van hun formulieren;
- het inplannen van de rapportageperiode in een periode waarin er voldoende personeel beschikbaar is (dus niet in vakantieperioden of tijdens de afsluiting van het boekjaar).

Bijlagen

Bijlage 1: Publicatie Staatscourant 3 juli 2019 inzake leden NL-EITI MSG

Bijlage 2: Overzicht 'EITI Requirements' behorende bij dit rapport

Bijlage 3: StructuurvisieOndergrond-Bijlage2:Hetjuridischkadervoormijnbouwactiviteiten

Bijlage 4: Overzicht actieve deelnemingen EBN per 31-12-2017

Bijlage 5: Fiscaal regime in Nederland

Bijlage 6: De reconciliatiescope: lijst van bedrijven

Bijlage 7: Reconciliatie kasstromen per bedrijf

Bijlage 8: Reconciliatie kasstromen per inkomstenstroom

Lijst van afkortingen

ACM	Autoriteit Consument & Markt
Barmm	Besluit algemene regels milieu mijnbouw
BBL	Bacton Balgzand Line
BBP	Bruto Binnenlands Product
Bevb	Besluit externe veiligheid buisleidingen
Bevi	Besluit externe veiligheid inrichtingen
CBS	Centraal Bureau voor de Statistiek
CCS	Carbon Capture and Storage, de opslag van CO_2
EBN	Energie Beheer Nederland
EITI	Extractive Industries Transparency Initiative
ENCI	Eerste Nederlandse Cement Industrie
E&P	Exploratie en productie
EU	Europese Unie
FES	Fonds Economische Structuurversterking
GTS	Gasunie Transport Services
IEA	International Energy Agency
IRO	Vereniging Industriële Raad voor de Olie en Gas
LNG	Liquid Natural Gas (vloeibaar aardgas)
m.e.r.	Milieueffectrapportage
MOR	Meeropbrengstregeling
MSG	Multistakeholdergroep
NAM	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.
NGT	Noordgastransport
NL-EITI	EITI in Nederland
NWP	Nationaal Waterplan
NOGAT	Noordelijke Offshore Gastransportleiding
NOGEPA	Nederlandse Olie en Gas Exploratie en Productie Associatie
OvS	Overeenkomst van Samenwerking
PGI	Piekgasinstallatie in Alkmaar
REVI	Regeling externe veiligheid inrichtingen
RVO	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
SBI	Standaard Bedrijfsindeling
SDE+	Stimulering Duurzame Energieproductie
SRA	Seismische Risico Analyse
SodM	Staatstoezicht op de Mijnen
TAQA	Abu Dhabi National Energy Company
Tcbb	Technische Commissie bodembeweging
TNO	Nederlandse Organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek
TNO-AGE	Adviesgroep Economische Zaken van TNO
UBO	Ultimate Beneficial Owner (de 'uiteindelijke belanghebbende')
Wabo	Wet algemene bepalingen omgevingsrecht
WGT	Westgastransport
Wwft	Wet ter voorkoming van witwassen en financieren van terrorisme

Lijst van afbeeldingen, figuren en tabellen

Afbeeldingen

Afbeelding 1 – Structuur en eigendomsverhoudingen van het huidige Gasgebouw
Afbeelding 2 – Overzicht van documenten waarin de voorwaarden voor de productie van olie en gas zijn vastgelegd
Afbeelding 3 – Olie en gas in Nederland, situatie op 1 april 2018

Figuren

Figuur 1 – Aardolie productie 1960 – 2017
Figuur 2 – Productie Groningenveld tot en met 2017
Figuur 3 – Aardgasproductie 1960-2017
Figuur 4 – Gerealiseerde en verwachte productie van aardgas uit de kleine velden van 2008 t/m 2042. Het Groningenveld is hier buiten beschouwing gelaten.
Figuur 5 – In- en uitvoer van aardgas (in mld. euro)
Figuur 6 – Overzicht kosten van ontmanteling op zee
Figuur 7 – Verplichtingenbudget per technologie in verschillende SDE+-rondes (in mln. euro)
Figuur 8 – Verdeling publieke bestedingen aan energieonderzoek op basis van subsidiebeschikkingen over thema's (RVO.nl 2017a)
Figuur 9 – Reguliere winning oppervlaktedelfstoffen Nederland x 1000 ton
Figuur 10 – Niet-reguliere winning oppervlaktedelfstoffen Nederland x 1000 ton
Figuur 11 – Belang delfstoffenwinning voor Nederlandse economie
Figuur 12 – Aardgasbaten rijksoverheid
Figuur 13 – Totale werkgelegenheid (arbeidsvolume) delfstoffenwinning
Figuur 14 – Totale werkgelegenheid delfstoffenwinning als aandeel van de totale werkgelegenheid

Tabellen

Tabel 1 – EITI tijdlijn in Nederland
Tabel 2 – Gerealiseerde en toegestane productie Groningenveld 2014-2018
Tabel 3 – Resultaat monitoring bouwgrondstoffen over 2015-2016 (x miljoen ton)
Tabel 4 – Overzicht wetgeving mijnbouwindustrie
Tabel 5 – Overzicht administratieve procedures inzake vergunningen
Tabel 6 – Samenvatting opsporings- en winningsvergunning
Tabel 7 – Overzicht opsporings- en winningsvergunningen aardgas en aardolie in 2017
Tabel 8 – Totaal betaald staatswinstaandeel in 2017
Tabel 9 – Overzicht NOGEPA-leden
Tabel 10 – Betalingen door E&P-bedrijven aan de Nederlandse overheid
Tabel 11 – Overzicht betalingen per bedrijf
Tabel 12 – Uitkomsten van de reconciliatieoefening per bedrijf
Tabel 13 – Uitkomsten van de reconciliatieoefening per inkomstenstroom
Tabel 14 – Inkomsten in 2017 uit de staatsdeelneming in de diverse olie-en gasprojecten
Tabel 15 – Overige significante betalingen
Tabel 16 – Sociale betalingen in 2017 van Wintershall Noordzee BV (BASF)

BIJLAGE 1

STAATSCOURANT
Officiële uitgave van het Koninkrijk der Nederlanden sinds 1814.
Nr. 38379
9 juli
2019

Besluit van de Minister voor Buitenlandse Handel en Ontwikkelingssamenwerking en de Minister van Economische Zaken en Klimaat van 1 juli 2019, nr. MinBuZa-2019.3683-38, tot benoeming van een voorzitter en tot wijziging van het besluit tot instelling van een multi-stakeholder groep EITI

De Minister voor Buitenlandse Handel en Ontwikkelingssamenwerking en de Minister van Economische Zaken en Klimaat,

Gezien requirement 1.4 van The Extractive Industries Transparency Initiative Standard 2016[1];

Besluiten:

ARTIKEL I

Artikel 2 van het Besluit van de Minister voor Buitenlandse Handel en Ontwikkelingssamenwerking en de Minister van Economische Zaken van 16 oktober 2017, nr. Min-BuZa.2017.695-29, tot instelling van een multi-stakeholder groep EITI wordt vervangen door:

Artikel 2

1. Met ingang van 1 juni 2019 wordt, voor een periode van twee jaar, drs. J. Haenen, te 's-Gravenhage, benoemd tot voorzitter van Multi-stakeholder groep EITI Nederland.

2. Tot de werkzaamheden van de voorzitter behoren het faciliteren van de multi-stakeholder groep en het uitvoeren en verder vormgeven van het werkplan. Dit dient onder andere te resulteren in een succesvolle eerste nationale Nederlandse rapportage onder het Extractive Industries Transparency Initiative voor het einde van 2019.

3. In de multi-stakeholdergroep hebben voor een periode van drie jaar zitting:
   a. Met ingang van 1 oktober 2018, de heer R. Cino, wonende te Leidschendam-Voorburg, als vertegenwoordiger van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. De plaatsvervanger is de heer J.H.C.M. van Gemert;
   b. Met ingang van 11 oktober 2017, mevrouw C.B. Hagenaars, wonende te Den Haag, als vertegenwoordiger van het Ministerie van Buitenlandse Zaken. De plaatsvervanger is de heer M.H.L. Reubzaet;
   c. Met ingang van 11 oktober 2017, mevrouw T.W.A.M. Raijmann, wonende te Rotterdam, als vertegenwoordiger van de Belastingdienst. De plaatsvervanger is de heer M.C. van Driel;
   d. Met ingang van 11 oktober 2017, de heer W.M. van der Deijl, wonende te Rotterdam, als vertegenwoordiger van de NAM B.V. De plaatsvervanger is de heer J. M. Kutsch Lojenga, als vertegenwoordiger van Shell International B.V.;
   e. Met ingang van 1 januari 2019, de heer T. Zaal, wonende te Rijnsburg, als vertegenwoordiger van TAQA Energy B.V. De plaatsvervanger is de heer J. Hengeveld, als vertegenwoordiger van Vermilion Energy Netherlands B.V.;
   f. Met ingang van 11 oktober 2017, de heer J. Peters, wonende te Bilthoven, als vertegenwoordiger van NOGEPA. De plaatsvervanger is mevrouw M. van den Akker;
   g. Met ingang van 11 oktober 2017, de heer G. Kwaks, wonende te Utrecht, als vertegenwoordiger van de Open State Foundation. De plaatsvervanger is de heer T.M.J. Kunzler;
   h. Met ingang van 1 april 2019, mevrouw L.A.P. Rooijendijk, wonende te Amsterdam, als vertegenwoordiger van Transparency International. De plaatsvervanger is de heer P. Vlaanderen;
   i. Met ingang van 11 oktober 2017, mevrouw J. de Lang, wonende te Groningen, als vertegenwoordiger van de FNV. De plaatsvervanger is de heer H. Korthof.

[1] https://eiti.org/document/standard

Artikel 3

De multi-stakeholdergroep regelt haar eigen werkzaamheden.

ARTIKEL II

Het Besluit van de Minister voor Buitenlandse Handel en Ontwikkelingssamenwerking en de Minister van Economische Zaken van 25 april 2017, nr. IGG-2017.550751, houdende benoeming prof. dr. D.J. Koch tot tijdelijk voorzitter van het implementatieproces aangaande het EITI-kader wordt ingetrokken.

ARTIKEL III

Dit besluit treedt in werking met ingang van de dag na de datum van uitgifte van de Staatscourant waarin het wordt geplaatst.

Dit besluit zal in de Staatscourant worden geplaatst en in afschrift worden gezonden aan betrokkenen.

De Minister voor Buitenlandse Handel en Ontwikkelingssamenwerking,
S.A.M. Kaag

De Minister van Economische Zaken en Klimaat,
E.D. Wiebes

BIJLAGE 2

Overzicht EITI Vereisten t.b.v. inhoud NL-EITI rapport 2017

Onderdeel	Onderwerp	EITI-Vereiste
	Voorwoord	
	Management samenvatting	
1.	**Introductie**	
2.	**De delfstoffenindustrie in Nederland**	
2.1	Steenkolen	
2.2	Zout	
2.3	Aardolie	
2.4	Aardgas	
2.5	Energietransitie	
2.6	Oppervlaktedelfstoffen	
2.7	De economische bijdrage van de delfstoffenindustrie in Nederland	6.3a, b en d De bijdrage aan de mijnbouwindustrie aan de economie
3.	**Wettelijk en institutioneel kader**	
3.1	Wettelijk kader	2.1 Wettelijk kader en fiscale regelgeving
3.1.1	Het proces van vergunningverlening	2.1a Beschrijving wettelijk kader en fiscale regelgeving 2.2a.i Proces van vergunningverlening 2.2a.ii Technische en financiële voorwaarden 2.2a.iii Informatie over de vergunninghouder(s) 2.3 Vergunningenregister 2.4 b/d Voorwaarden van vergunning
3.1.2	Fiscale regelgeving	2.1a Beschrijving wettelijk kader en fiscale regelgeving
3.2	Institutioneel kader	2.1 Wettelijk kader en fiscale regelgeving
3.2.1	De rol en verantwoordelijkheid van de overheid	2.1.a Beschrijving van wettelijk kader en fiscale regelgeving, waaronder informatie over de rol en verantwoordelijkheid van de relevante overheidslichamen
3.2.2	Energie Beheer Nederland	2.6 Deelname van de Staat 4.5 Transacties gerelateerd aan SOEs 6.2 Quasi-fiscale uitgaven
3.2.3	Adviseurs en toezichthouder	2.1a Beschrijving van wettelijk kader en fiscale regelgeving, waaronder informatie over de rol en verantwoordelijkheid van de relevante overheidslichamen
3.2.4	Contracten	2.4b/c Het overheidsbeleid inzake de openbaarmaking van contracten

3.2.5	Uiteindelijke belanghebbende (UBO)	2.5 UBO: vanaf 2020 informatie over de uiteindelijke belanghebbende
4	**Exploratie en productie van aardgas en aardolie in 2017**	3.1 Exploratie 3.2 Productie 3.3 Export 6.1, 6.2 en 6.3c/e Sociale en economische uitgaven
5	**Opbrengsten en reconciliatie van olie- en gasbedrijven in 2017**	
5.1	Aanpak en methodologie	4.1 Volledige openbaarmaking van belastingen en opbrengsten
5.2	Gereconcilieerde betalingen aan de overheid in 2017	4.1c Balancering van de betalingen en opbrengsten 4.1d Geaggregeerde informatie over totaal van de verschillende inkomstenstromen 4.2 Verkoop van het staatsaandeel in de productie en andere opbrengsten in natura 4.3 Infrastructurele voorzieningen en betalingen in natura 4.4. Transport opbrengsten 4.5 Transacties in relatie tot EBN 4.6 Betalingen door mijnbouwbedrijven aan niet-rijksoverheden en ontvangsten daarvan 4.7. Niveau van rapporteren 4.9 Data kwaliteit en assurance
5.3	Rijksbegroting	5.1a Aangeven waar de opbrengsten zijn opgenomen in de Rijksbegroting 5.2 Overdracht naar niet-rijksoverheden
6	**Aanbevelingen n.a.v. de 2017 NL-EITI reconciliatie**	
	Bijlagen	
	Lijst van afkortingen	
	Lijst van afbeeldingen, figuren en tabellen	

BIJLAGE 3

Bijlage 2 Het juridische kader voor mijnbouwactiviteiten

1. Inleiding

Mede naar aanleiding van de aanbevelingen in het rapport van de Onderzoeksraad voor Veiligheid (OVV) over aardbevingsrisico's in Groningen[39], zijn diverse wijzigingen aangebracht in de Mijnbouwwet. Deze wijzigingen beogen onder meer het veiligheidsbelang te versterken en de minister van Economische Zaken en Klimaat meer sturingsmogelijkheden te geven bij belangrijke beslissingen op het gebied van mijnbouw.

Voor het kabinet staat de veiligheid bij mijnbouwactiviteiten voorop. Daarvoor is een zorgvuldige besluitvorming rond mijnbouwtrajecten onmisbaar. De gewijzigde Mijnbouwwet biedt de instrumenten die daarvoor nodig zijn. Het belang van de veiligheid voor burgers wordt expliciet en structureel meegenomen in het besluitvormingsproces en decentrale overheden hebben een actieve rol in de besluitvorming; niet alleen rond de gaswinning in het Groningenveld, maar bij alle vormen van opsporing en winning van delfstoffen, aardwarmte en het opslaan van stoffen.

Behalve de Mijnbouwwet zijn ook het Besluit omgevingsrecht, het Besluit algemene regels milieu mijnbouw en het Besluit milieueffectrapportage gewijzigd. Deze bijlage beschrijft welke mogelijkheden de nieuwe wet- en regelgeving bieden om de in de Structuurvisie Ondergrond opgenomen gewenste ruimtelijke sturing door te laten werken in de vergunningverlening voor mijnbouwactiviteiten. Tevens wordt beschreven welke mogelijkheden het adviesrecht de decentrale overheden biedt om een actieve rol te spelen bij de besluitvorming over mijnbouwactiviteiten.

2. De Structuurvisie Ondergrond en vergunningen voor mijnbouwactiviteiten

Vergunningen

Voor de opsporing en winning van delfstoffen en aardwarmte of de opslag van stoffen zijn verschillende vergunningen nodig. De eerste stap tot het daadwerkelijk ontplooien van deze activiteiten is het aanvragen van een opsporingsvergunning, een winningsvergunning of een opslagvergunning, op grond van de Mijnbouwwet. De minister van Economische Zaken en Klimaat is daarvoor bevoegd gezag. Deze vergunningen hebben het karakter van een concessie; ze geven de vergunninghouder het exclusieve recht om in een bepaald gebied een bepaalde activiteit uit te mogen voeren.

De vergunninghouder moet vervolgens nog bepalen of en hoe hij de mijnbouwactiviteit wil uitvoeren. Voor de wijze van winning of opslag stelt hij een winningsplan of een opslagplan op, dat de instemming behoeft van de minister van Economische Zaken en Klimaat. Het winningsplan gaat in op de wijze en duur van de winning, de verwachte of gewonnen hoeveelheden delfstoffen of aardwarmte en de verwachtingen over bodembeweging en hoe schade als gevolg van bodembeweging wordt voorkomen. Het opslagplan beschrijft welke stof wordt opgeslagen, op welke wijze en met welke duur, wat mogelijke effecten hiervan kunnen zijn en hoe die kunnen worden voorkomen.

Verder is er voor het uitvoeren van mijnbouwactiviteiten op een voorgenomen locatie altijd een omgevingsvergunning op grond van de Wet algemene bepalingen omgevingsrecht nodig. De minister van Economische Zaken en Klimaat is hiervoor bevoegd gezag. Aan de omgevingsvergunning kunnen eisen worden verbonden met betrekking tot de ruimtelijke inpassing, het milieu en het bouwwerk.

Doorwerking Structuurvisie Ondergrond in vergunningen

Voor alle bovengenoemde vergunningen is de minister van Economische Zaken en Klimaat bevoegd gezag. Bij de beoordeling van vergunningaanvragen houdt hij rekening met het ruimtelijke beleid dat in de Structuurvisie Ondergrond is vastgelegd. Er zijn verschillende beoordelingsgronden waarover de structuurvisie uitspraken kan bevatten. Voor een deel kunnen deze rechtstreeks worden gehanteerd bij de vergunning-

[39] Aardbevingsrisico's in Groningen. Kamerstukken II 2014-2015, 33 529, nr. 123.

verlening om wettelijke beoordelingscriteria uit te leggen en belangen af te wegen, voor een deel moeten deze uitspraken eerst juridisch worden verankerd in een algemene maatregel van bestuur.

In het Besluit algemene regels ruimtelijke ordening (Barro) kunnen gebieden worden aangewezen waarin mijnbouwactiviteiten niet worden toegestaan. In die gebieden kan dan geen omgevingsvergunning voor het oprichten en in werking hebben van een opsporings-, winnings- of opslaginstallatie worden afgegeven. Dan is er in beginsel geen mijnbouw mogelijk in het aangewezen gebied. Wanneer er geen mijnbouw mogelijk is ligt het voor de hand om voor dat gebied ook geen opsporings-, winnings- of opslagvergunning af te geven. Daarom is in de Mijnbouwwet een weigeringsgrond opgenomen voor vergunningaanvragen in gebieden waarvan in het Barro is bepaald dat de opsporing of winning van delfstoffen of aardwarmte door middel van een opsporings- of winningsinstallatie in dat gebied kunnen worden geweigerd.

Dit wil echter niet zeggen dat er geen winning mogelijk is onder dit gebied. Door schuin of deels horizontaal te boren kan het mogelijk zijn om onder dit gebied delfstoffen te winnen. Het aangevraagde gebied hoeft dan ook niet op voorhand uitgesloten te worden voor de opsporing of winning van delfstoffen. Ook voor dergelijke gebieden kan een opsporings- of winningsvergunning worden afgegeven, maar hiervoor kunnen er wel beperkingen en of voorschriften gelden voor de wijze van winning. Ook kunnen bijvoorbeeld delen van het aangevraagde gebied worden uitgesloten van bepaalde vormen van opsporing of het gebruik van bepaalde technieken.

Op basis van de Mijnbouwwet kunnen in het Mijnbouwbesluit (Mbb) – aanvullend op de ruimtelijke beperkingen in het Barro – regels worden gesteld ten aanzien van bepaalde activiteiten, soort delfstof of de diepte waarop een activiteit plaatsvindt. Vergunningen kunnen om die reden (deels) worden geweigerd of onder beperkingen worden verleend.

Een belangrijk afwegingscriterium in de Mijnbouwwet is het planmatig gebruik of beheer van voorkomens van delfstoffen, aardwarmte, andere natuurlijke rijkdommen, waaronder grondwater met het oog op de winning van drinkwater, of mogelijkheden tot opslag. Op grond hiervan kan een vergunning geheel of gedeeltelijk worden geweigerd of onder beperkingen worden verleend of hieraan voorschriften worden verbonden. Dit biedt de mogelijkheid tot een afweging tussen verschillende van de genoemde ‘diepe ondergrondfuncties’, wanneer deze niet goed zijn te combineren. In de Structuurvisie Ondergrond kunnen uitspraken worden gedaan over het planmatig gebruik of beheer van de ondergrond. Dit kan leiden tot het reserveren van (delen van) een gebied voor een specifieke functie in de Structuurvisie Ondergrond als deze de voorkeur krijgt. Een reservering voor een bepaalde mijnbouwactiviteit of grondwater voor de drinkwatervoorziening heeft betrekking op een specifieke laag in de ondergrond. Gebruik van andere lagen blijft in veel gevallen mogelijk. Aan de reservering kunnen randvoorwaarden voor ander gebruik worden gekoppeld (voorschriften aan de manier van winnen of opslag). Soms is ander gebruik in andere lagen niet mogelijk of gewenst. Ook dat kan worden vastgelegd in de Structuurvisie Ondergrond. Regels voor planmatig gebruik of beheer van de ondergrond hoeven niet te worden verankerd in een algemene maatregel van bestuur. Bij de beoordeling van opsporings-, winnings- en opslagvergunningen kan hier rekening mee worden gehouden.

Tot slot kunnen vergunningen op grond van de Mijnbouwwet worden geweigerd of onder beperkingen worden verleend dan wel kunnen hieraan voorschriften worden verbonden in verband met de manier waarop de activiteiten worden uitgevoerd, waaronder de bij die activiteiten te gebruiken technieken, hulpmiddelen of stoffen, de veiligheid van omwonenden of het voorkomen van ernstige schade aan gebouwen of infrastructurele werken.

3. Adviesrecht decentrale overheden

In deze paragraaf is het adviesrecht beschreven zoals dat is opgenomen in de gewijzigde Mijnbouwwet en in het aangepaste Besluit omgevingsrecht (Bor), op grond van de Wet algemene bepalingen omgevingsrecht (Wabo).

Opsporings-, winnings- en opslagvergunningen

Vergunningaanvragen voor opsporing, winning of opslag worden door de minister van Economische Zaken en Klimaat getoetst aan de vigerende mijnbouwwet- en regelgeving. Daarbij kan, voor zover dit is vastgelegd in algemene regels in het Barro en het Mijnbouwbesluit, rekening worden gehouden met het ruimtelijke afwegingskader in de Structuurvisie Ondergrond. Provincies hebben, voor zover het aangevraagde gebied binnen hun provincie valt, adviesrecht bij de beoordeling van deze vergunningaanvragen. De provincies betrekken de gemeenten en waterschappen bij hun advies.

Winningsplannen en opslagplannen

In de Mijnbouwwet is geregeld dat op de voorbereiding van het besluit omtrent instemming met een winningsplan of een opslagplan de uitgebreide voorbereidingsprocedure (afdeling 3.4 van de Algemene wet bestuursrecht) van toepassing is. Eenieder wordt in de gelegenheid gesteld om een zienswijze in te dienen op de voorgenomen wijze van winning of opslag. Op deze wijze worden burgers rechtstreeks betrokken bij besluiten tot instemming met het winningsplan. Gemeenten, provincies en waterschappen binnen het gebied waar het winningsplan betrekking op heeft, hebben een adviesrecht bij deze instemmingsbesluiten.

Omgevingsvergunning

Voor het uitvoeren van boor- of winningsactiviteiten of opslag van stoffen op land is een omgevingsvergunning nodig. Bij een omgevingsvergunning komen in beginsel drie elementen aan de orde: eisen aan het bouwwerk, eisen vanuit het milieu en de ruimtelijke inpassing van de activiteit. Alle aspecten van de voorgenomen mijnbouwactiviteit worden getoetst aan de voorgenomen locatie: milieu, veiligheid, ruimtelijke inpassing, effecten op de omgeving et cetera. De minister van Economische Zaken en Klimaat is bevoegd gezag. Gemeenten en provincies zullen nadrukkelijk worden betrokken bij het verlenen van deze vergunningen. Bij deze vergunning zal dan ook worden getoetst of er een milieueffectrapport nodig is of niet. Indien de omgevingsvergunning wordt aangevraagd voor het afwijken van het bestemmingsplan, wordt ook het waterschap betrokken bij de vergunningverlening, via het watertoetsproces en wordt de omgevingsvergunning pas verleend na een 'verklaring van geen bedenkingen' van de raad van de desbetreffende gemeente.

Coördinatie vergunningen winningsfase

De Mijnbouwwet stelt de toepassing van de coördinatieprocedure van afdeling 3.5 van de Algemene wet bestuursrecht verplicht bij de diverse besluiten in de winningsfase. Het gaat om coördinatie van de instemming met het winningsplan (de wijze waarop er gewonnen zal worden), de omgevingsvergunning voor het oprichten en in werking hebben van de winningsinstallatie, waar nodig de waterwetvergunning, de vergunning op grond van de Wetnatuurbescherming of de ontheffing op grond van de Flora- en faunawet en alle andere daarvoor in aanmerking komende besluiten. Onder de coördinatieregeling blijven het aparte besluiten, maar de vergunningen worden gelijktijdig en samenhangend aangevraagd en behandeld. Dit betekent voor adviseurs, zoals provincies en gemeenten, dat in één keer een samenhangend advies kan worden gegeven op alle relevante aspecten van de winning van delfstoffen. Burgers kunnen hun zorgen en zienswijzen in één keer inbrengen. De minister is gehouden om iedere relevante zienswijze bij de verschillende vergunningen in één keer in de afweging te betrekken en bij de beoordeling van de aanvragen rekening te houden met de onderlinge samenhang tussen de besluiten. Beroep wordt in één keer ingesteld. Een burger hoeft zich dus niet meer af te vragen bij welk van de genoemde vergunningen voor welk belang moet worden opgekomen. Dit betekent een efficiënte procedure met minder administratieve lasten en nalevingskosten voor de aanvrager en de burger.

Vergunningen mijnbouwactiviteiten en adviesrecht decentrale overheden

Besluit	Op basis van	Schaal	Regelt	Beoordelingsgronden	Betrokkenheid
opsporings-vergunning (= concessie)	Mijnbouwwet	regio	wie + voor-waarden	1. wijze van uitvoering van acti-viteiten, waar onder te ge-bruiken technieken, hulp-middelen of stoffen 2. ruimtelijke beperkingen Barro 3. ondergrondse beperkingen Mijnbouwbesluit, waar onder uitsluitingen, diepte, soort delfstof en soort activiteit 4. is het aangevraagde gebied geschikt voor mijnbouw, gelet op: - veiligheid omwonenden of het voorkomen van ernstige schade aan gebouwen of infrastructurele werken of de functionaliteit daarvan - planmatig gebruik of beheer van de ondergrond - nadelige gevolgen voor het milieu - nadelige gevolgen voor de natuur	adviesrecht provincies, provincies betrekken gemeenten en waterschappen
Boorvergunning	Wabo (Omgevings-wet)	lokaal	waar proef-boring + voorwaar-den	1. ruimtelijke inpassing (afwijken van bestemmingsplan) 2. bouwen 3. milieu	adviesrecht provincie; vvgb gemeenteraad; waterschap via watertoets-proces
winningsvergunning of opslagvergunning (= concessie)	Mijnbouwwet	regio	wie + voor-waarden	zie opsomming onder opsporingsvergunning	adviesrecht provincies, provincies betrekken gemeenten en waterschappen
winningsplan of opslagplan	Mijnbouwwet	Afhankelijk van het voorkomen	hoe, instemming op wijze van winnen of opslaan	1. veiligheid voor omwonenden of voorkomen van ernstige schade aan gebouwen of insfrastructurele werken of de functionaliteit daarvan 2. planmatig gebruik of beheer	advies provincies, gemeenten en waterschappen
vergunning oprichten en gebruiken winingsinstallatie	Wabo (Omgevings-wet)	lokaal	waar winings-installatie + voor-waarden	1. ruimtelijke inpassing (afwijken van bestemmingsplan) 2. bouwen 3. milieu	adviesrecht provincie; vvgb gemeenten en waterschappen;

coördinatieprocedure

4. Veiligheid, bevingen en bodemdaling

Het beleid is erop gericht om via technische voorschriften en wetgeving alles te doen om effecten van winning of opslag zoveel mogelijk te voorkomen en te beperken. Veiligheid is het belangrijkste aandachtspunt bij elke mijnbouwactiviteit. Het veiligheidsbelang is in zowel de Mijnbouwwet als de Wet algemene bepalingen omgevingsrecht geborgd.

In de Mijnbouwwet is opgenomen dat, met het oog op de kans op beweging van de aardbodem, metingen moeten worden verricht. Deze metingen vinden plaats voor de aanvang van het winnen van delfstoffen, tijdens het winnen en tot dertig jaar na het beëindigen van het winnen. In het Mijnbouwbesluit zijn regels opgenomen met betrekking tot deze metingen en de rapportage over de uitkomsten daarvan. Het opstellen van een meetplan is standaard bij nieuwe activiteiten. Voor elke activiteit wordt een meetprotocol opgesteld dat is afgestemd op de aard van de effecten die zich voor kunnen doen.

In de Mijnbouwwet is tevens vastgelegd dat nieuwe winningsplannen of wijzigingen van winningsplannen een seismische risicoanalyse (SRA) moeten bevatten. Hiermee brengen mijnbouwondernemingen de veiligheidsrisico's expliciet in kaart. Deze analyse wordt getoetst door Staatstoezicht op de Mijnen.

Bij gaswinning, waterinjectie of opslag van stoffen vindt standaard een worstcase-berekening plaats van de kans op bevingen. Het risico op schade is vervolgens de combinatie van een verwacht effect (grootte van de beving en diepte waarop de beving zich voordoet) en de aanwezigheid van bovengrondse infrastructuur. Dit wordt gebiedsspecifiek en locatiespecifiek in beeld gebracht.

Bij specifieke technieken als fracken of waterinjectie wordt vooraf nadrukkelijk rekening gehouden met de aanwezigheid van breuklijnen en daarmee de kans op bevingen. Door voldoende afstand in acht te nemen tot aanwezige breuklijnen wordt de kans op bevingen zoveel mogelijk beperkt.

In het kader van het winningsplan vindt een berekening van de te verwachten bodemdaling plaats. Bodemdaling treedt gelijkmatig en komvormig op. De kans op schade aan infrastructuur en gebouwen is daarom zeer beperkt. Effecten op de waterhuishouding zijn doorgaans tot ca. 10 cm bodemdaling op te vangen binnen het huidige watersysteem. Wanneer deze bodemdaling zich voordoet in combinatie met al bestaande bodemdaling door andere oorzaken, kunnen mogelijk problemen ontstaan in de waterhuishouding. Dit is een belangrijk aandachtspunt bij de beoordeling van winningsplannen.

De Mijnbouwwet biedt nog een aantal extra mogelijkheden om het veiligheidsbelang te versterken. De minister van Economische Zaken en Klimaat kan een vergunning geheel of gedeeltelijk weigeren op grond van veiligheidsbelangen, of om schade aan gebouwen of infrastructurele werken te voorkomen. Daarnaast kan hij meer voorwaarden stellen aan techniek, hulpmiddelen en stoffen en het voorkomen van schade. Ten slotte heeft hij de mogelijkheid om mijnbouwvergunningen aan te passen of in te trekken. Ook bij het winningsplan worden veiligheid en mogelijke schade aan gebouwen en infrastructurele werken expliciet beoordeeld. De resultaten van deze beoordeling worden openbaar gemaakt en daarop is inspraak mogelijk.

BIJLAGE 4

ACTIEVE DEELNEMINGEN EBN per 31-12-2017

Naam deelneming	Type deelneming	Ingangsdatum	Operator Name	EBN% gas	EBN% olie	EBN% Overig	Actief
A12a	OvS Winning	27-10-2005	Petrogas E&P Netherlands B.V.	50	50	0	Ja
A12b/B10a	OvS Opsporing	17-1-2008	Petrogas E&P Netherlands B.V.	50	50	0	Ja
A12d	OvS Winning	27-10-2005	Petrogas E&P Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
A15a	OvS Winning	1-1-2013	Petrogas E&P Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
A18a	OvS Winning	27-10-2005	Petrogas E&P Netherlands B.V.	40	0	0	Ja
A18c	OvS Winning	27-10-2005	Petrogas E&P Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
AKKRUM	OvS Opsporing	9-8-2013	Vermilion Energy Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
AKKRUM 11	OvS Winning	25-5-2012	Tulip Oil Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
ALKMAAR	OvS Winning	10-3-2009	TAQA Piek Gas B.V.	40	0	0	Ja
ALKMAAR UGS	OvS + Sl Opslag	8-10-1996	TAQA Piek Gas B.V.	0	0	40	Ja
ANDEL Va	OvS Winning	5-8-2015	Vermilion Energy Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
ANDEL Vb	OvS Winning	5-8-2015	Vermilion Energy Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
B10c/B13a	OvS Winning	27-10-2005	Petrogas E&P Netherlands B.V.	50	50	0	Ja
B16a	OvS Opsporing	16-3-2001	Petrogas E&P Netherlands B.V.	50	50	0	Ja
B18a	OvS Winning	2-12-2008	Spirit Energy Nederland B.V.	50	50	0	Ja
BEIJERLAND	OvS Winning	30-9-1998	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	40	40	0	Ja
BERGEN II	OvS Winning	5-3-2009	TAQA Onshore B.V.	40	0	0	Ja
BERGERMEER	OvS Winning	5-3-2009	TAQA Onshore B.V.	40	0	0	Ja
BERGERMEER UGS	OvS + Sl Opslag	20-8-2009	TAQA Onshore B.V.	0	0	38	Ja
BOTLEK II	OvS Winning	4-3-2014	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	50	50	0	Ja
BOTLEK-MAAS	OvS Winning	22-4-2014	Oranje-Nassau Energie B.V.	50	50	0	Ja
D09 & E07	OvS Opsporing	10-12-2015	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
D12a	OvS Winning	29-1-1997	Wintershall Noordzee B.V.	50	50	0	Ja
D12b--20170602	OvS Opsporing	19-9-2011	Wintershall Noordzee B.V.	40	40	0	Ja
D15	OvS Winning	6-12-1996	ENGIE E&P Nederland B.V.	50	50	0	Ja
D18a	OvS Winning	4-2-2014	ENGIE E&P Nederland B.V.	50	50	0	Ja
DE MARNE	OvS Winning	7-6-1996	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	50	50	0	Ja
DONKERBROEK	OvS Winning	25-5-2012	Tulip Oil Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
DONKERBROEK-WEST	OvS Winning	10-11-2011	Tulip Oil Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
DRENTHE IIa	OvS Winning	4-3-2013	Vermilion Energy Netherlands B.V.	40	0	0	Ja
DRENTHE IIb	OvS Winning	23-11-2012	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	40	0	0	Ja
DRENTHE IIIa	OvS Winning	4-3-2013	Vermilion Energy Netherlands B.V.	50	0	0	Ja
DRENTHE IV	OvS Winning	2-2-2009	Vermilion Energy Netherlands B.V.	40	0	0	Ja
DRENTHE V	OvS Winning	20-6-2015	Vermilion Energy Netherlands B.V.	40	0	0	Ja
DRENTHE VI	OvS Winning	20-6-2015	Vermilion Energy Netherlands B.V.	40	0	0	Ja
E10	OvS Opsporing	5-8-2008	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
E11	OvS Opsporing	13-7-2009	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
E14	OvS Opsporing	5-8-2008	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
E15a	OvS Winning	21-5-2003	Wintershall Noordzee B.V.	40	40	0	Ja
E15b	OvS Winning	5-3-2009	Wintershall Noordzee B.V.	40	40	0	Ja
E15c	OvS Opsporing	5-8-2008	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
E16a	OvS Winning	7-10-2008	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
E17a/E17b	OvS Winning	27-3-2008	ENGIE E&P Nederland B.V.	50	50	0	Ja
E18a/E18c	OvS Winning	21-5-2003	Wintershall Noordzee B.V.	50	50	0	Ja
ENGELEN	OvS Opsporing	22-3-2010	Vermilion Energy Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
F02a	OvS Winning	13-5-2009	Dana Petroleum Netherlands B.V.	40	0	0	Ja
F03a	OvS Winning	25-11-2008	Spirit Energy Nederland B.V.	40	0	0	Ja
F03b	OvS Winning	13-12-2007	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	0	0	Ja
F06a	OvS Winning	17-1-2002	Total E&P Nederland B.V.	40	0	0	Ja
F06b	OvS Opsporing	8-1-2010	Dana Petroleum Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
F10	OvS Opsporing	2-11-2015	Wintershall Noordzee B.V.	40	40	0	Ja
F11a	OvS Opsporing	2-11-2015	Wintershall Noordzee B.V.	40	40	0	Ja
F13a	OvS Winning	21-5-2003	Wintershall Noordzee B.V.	40	40	0	Ja
F14a	OvS Opsporing	10-4-2015	Wintershall Noordzee B.V.	40	40	0	Ja
F15a	OvS Winning	6-5-1991	Total E&P Nederland B.V.	50	50	0	Ja
F15d	OvS Winning	29-6-1994	Total E&P Nederland B.V.	50	50	0	Ja
F16a/F16b	OvS Winning	21-5-2003	Wintershall Noordzee B.V.	40	40	0	Ja
F17a-diep	OvS Winning	31-5-2017	Wintershall Noordzee B.V.	40	40	0	Ja
F17a-ondiep	OvS Opsporing	30-12-2009	Oranje-Nassau Energie Resources B.V.	40	40	0	Ja
F17c	OvS Winning	8-6-1998	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	40	40	0	Ja
F18a-ondiep	OvS Opsporing	30-12-2009	Oranje-Nassau Energie Resources B.V.	40	40	0	Ja
F18b-diep	OvS Opsporing	30-12-2009	Wintershall Noordzee B.V.	40	40	0	Ja
FOLLEGA	OvS Opsporing	24-4-2013	Vermilion Energy Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
G14/G17b	OvS Winning	26-11-2007	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
G16a	OvS Winning	6-1-1992	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	0	0	Ja
G16b	OvS Winning	29-6-2005	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
G17a	OvS Winning	20-7-2007	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
G17c/G17d	OvS Winning	31-5-2002	ENGIE E&P Nederland B.V.	50	50	0	Ja
G18	OvS Opsporing	21-1-2013	Hansa Hydrocarbons Limited	40	40	0	Ja

GasTerra	Overig	4-4-1963		0	0	40	Ja
GORREDIJK	OvS Winning	2-11-1993	Vermilion Energy Netherlands B.V.	50	50	0	Ja
GRIJPSKERK	OvS + SI Opslag	18-12-1995	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	0	0	39	Ja
GRONINGEN	OvS Winning	4-4-1963	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	40	0	0	Ja
H16	OvS Opsporing	21-1-2013	Hansa Hydrocarbons Limited	40	40	0	Ja
HARDENBERG	OvS Winning	17-11-1992	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	50	50	0	Ja
HEMELUM	OvS Opsporing	9-7-2013	Vermilion Energy Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
IJmuiden Terminal	OvS Winning	1-1-2012	Wintershall Noordzee B.V.	0	0	40	Ja
IJSSELMUIDEN	OvS Opsporing	17-7-2014	Vermilion Energy Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
J03a	OvS Winning	12-1-1996	Total E&P Nederland B.V.	50	50	0	Ja
J03b/J06	OvS Winning	6-11-1992	Spirit Energy Nederland B.V.	50	50	0	Ja
J09	OvS Opsporing	18-12-2014	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	40	40	0	Ja
K01a	OvS Winning	12-11-1997	Total E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
K01b/K02a	OvS Winning	17-7-2010	Total E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
K01c	OvS Opsporing	6-4-2012	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
K02b	OvS Winning	21-2-2006	ENGIE E&P Nederland B.V.	50	50	0	Ja
K02c	OvS Winning	19-10-2004	Total E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
K03a	OvS Winning	23-12-1999	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	0	0	Ja
K03b	OvS Winning	4-9-2001	Total E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
K03c	OvS Winning	18-4-2006	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
K03d	OvS Winning	4-9-2001	Total E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
K04a	OvS Winning	4-9-1995	Total E&P Nederland B.V.	50	50	0	Ja
K04b/K05a	OvS Winning	1-6-1993	Total E&P Nederland B.V.	50	50	0	Ja
K05b	OvS Winning	4-7-1997	Total E&P Nederland B.V.	50	50	0	Ja
K06/L07	OvS Winning	20-6-1975	Total E&P Nederland B.V.	40	0	0	Ja
K07	OvS Winning	8-7-1981	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	40	0	0	Ja
K08/K11a	OvS Winning	26-10-1977	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	40	0	0	Ja
K09a/K09b	OvS Winning	11-8-1986	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	0	0	Ja
K09c	OvS Winning	18-12-1987	ENGIE E&P Nederland B.V.	50	50	0	Ja
K12	OvS Winning	18-2-1983	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	0	0	Ja
K14a	OvS Winning	16-1-1975	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	40	0	0	Ja
K15	OvS Winning	14-10-1977	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	40	0	0	Ja
K17	OvS Winning	19-1-1989	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	40	0	0	Ja
K18a	OvS Winning	15-3-2007	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	40	0	0	Ja
K18b	OvS Winning	15-3-2007	Wintershall Noordzee B.V.	40	0	0	Ja
L01a	OvS Winning	8-7-1998	Total E&P Nederland B.V.	40	0	0	Ja
L01d	OvS Winning	15-4-1998	Total E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
L01e	OvS Winning	8-1-1998	Total E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
L01f	OvS Winning	19-3-2004	Total E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
L02	OvS Winning	15-3-1991	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	40	0	0	Ja
L03	OvS Opsporing	19-10-2016	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
L04a	OvS Winning	30-12-1981	Total E&P Nederland B.V.	40	0	0	Ja
L04c	OvS Winning	22-10-1996	ENGIE E&P Nederland B.V.	50	50	0	Ja
L05a	OvS Winning	15-3-1991	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	0	0	Ja
L05a-Olie	OvS Winning	1-1-2013	ENGIE E&P Nederland B.V.	0	40	0	Ja
L05b	OvS Winning	23-8-2003	Wintershall Noordzee B.V.	40	40	0	Ja
L05c	OvS Winning	16-12-1997	Wintershall Noordzee B.V.	40	40	0	Ja
L06a	OvS Winning	2-9-2011	Wintershall Noordzee B.V.	40	40	0	Ja
L06b	OvS Winning	29-8-2003	Wintershall Noordzee B.V.	40	40	0	Ja
L08a	OvS Winning	19-7-1988	Wintershall Noordzee B.V.	40	0	0	Ja
L08b/L08d	OvS Winning	28-4-1994	Wintershall Noordzee B.V.	50	50	0	Ja
L09	OvS Winning	18-9-2010	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	50	50	0	Ja
L10/L11a	OvS Winning	1-1-1976	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	0	0	Ja
L11b	OvS Winning	29-5-1984	Oranje-Nassau Energie B.V.	40	0	0	Ja
L11c	OvS Winning	19-10-2016	Oranje-Nassau Energie B.V.	40	40	0	Ja
L12a	OvS Winning	22-3-2010	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	0	0	Ja
L12b/L15b	OvS Winning	22-3-2010	ENGIE E&P Nederland B.V.	50	50	0	Ja
L12c	OvS Winning	6-8-2008	Oranje-Nassau Energie B.V.	50	50	0	Ja
L12d	OvS Winning	25-9-2008	Oranje-Nassau Energie B.V.	40	0	0	Ja
L13	OvS Winning	26-10-1977	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	40	0	0	Ja
L15c	OvS Winning	7-9-1990	ENGIE E&P Nederland B.V.	50	50	0	Ja
L15d	OvS Winning	6-8-2008	Oranje-Nassau Energie B.V.	50	50	0	Ja
L16a	OvS Winning	17-1-2002	Wintershall Noordzee B.V.	40	0	0	Ja
LEMSTERLAND	OvS Opsporing	24-4-2013	Vermilion Energy Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
M01a	OvS Winning	25-7-2007	Oranje-Nassau Energie B.V.	50	50	0	Ja
M02a	OvS Opsporing	23-3-2012	Oranje-Nassau Energie B.V.	40	40	0	Ja
M03	OvS Opsporing	21-1-2013	Hansa Hydrocarbons Limited	40	40	0	Ja
M04a	OvS Opsporing	22-4-2011	Oranje-Nassau Energie B.V.	40	40	0	Ja
M07	OvS Winning	15-7-2002	Oranje-Nassau Energie B.V.	50	50	0	Ja
M09a	OvS Winning	10-4-1990	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	40	0	0	Ja
M10a/M11	OvS Opsporing	27-2-2008	Tulip Oil Netherlands B.V.	40	40	0	Ja

MARKNESSE	OvS Winning	20-8-2010	Tulip Oil Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
MIDDELIE	OvS Winning	1-1-2012	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	40	40	0	Ja
N01	OvS Opsporing	21-1-2013	Hansa Hydrocarbons Limited	40	40	0	Ja
N04	OvS Opsporing	26-5-2015	Hansa Hydrocarbons Limited	40	40	0	Ja
N05	OvS Opsporing	26-6-2015	Hansa Hydrocarbons Limited	40	40	0	Ja
N07a	OvS Winning	6-4-2005	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	50	50	0	Ja
N07b	OvS Winning	14-2-2015	ENGIE E&P Nederland B.V.	50	50	0	Ja
N07c	OvS Winning	26-5-2015	Hansa Hydrocarbons Limited	50	50	0	Ja
N08	OvS Opsporing	26-5-2015	Hansa Hydrocarbons Limited	40	40	0	Ja
NGT Extensie	Pijpleiding	17-11-1997	ENGIE Global Gas Holding Nederland B.V.	0	0	12	Ja
NOGAT B.V.	Pijpleiding	27-12-2001	ENGIE Global Gas Holding Nederland B.V.	0	0	45	Ja
NOGAT Extensie (A6/F3 pijpleiding)	Pijpleiding	1-10-1998	Wintershall Noordzee B.V.	0	0	40	Ja
NOORD-FRIESLAND	OvS Winning	30-3-1969	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	40	0	0	Ja
NORG	OvS + SI Opslag	18-12-1995	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	0	0	40	Ja
OOSTEREND	OvS Winning	14-7-1988	Vermilion Energy Netherlands B.V.	50	50	0	Ja
OOSTERWOLDE	OvS Opsporing	22-3-2010	Vermilion Energy Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
OPMEER	OvS Opsporing	7-5-2013	Vermilion Energy Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
P04, P07 & P08b	OvS Opsporing	19-11-2016	Jetex Petroleum Ltd	40	40	0	Ja
P06	OvS Winning	14-4-1982	Wintershall Noordzee B.V.	40	0	0	Ja
P09a/P09b/P09d	OvS Winning	29-6-1993	Wintershall Noordzee B.V.	40	0	0	Ja
P09c/P09e/P09f	OvS Winning	5-8-2008	Wintershall Noordzee B.V.	50	0	0	Ja
P10a	OvS Winning	28-4-2006	Dana Petroleum Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
P10b	OvS Winning	16-12-2009	Dana Petroleum Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
P10c	OvS Opsporing	1-9-2016	Jetex Petroleum Ltd	40	40	0	Ja
P11a	OvS Winning	24-12-2015	Oranje-Nassau Energie B.V.	40	40	0	Ja
P11b	OvS Winning	4-11-2004	Dana Petroleum Netherlands B.V.	50	50	0	Ja
P12a	OvS Winning	8-3-1990	Wintershall Noordzee B.V.	50	50	0	Ja
P15a/P15b	OvS Winning	31-7-2008	TAQA Offshore B.V.	40	0	0	Ja
P15c	OvS Winning	27-11-1991	TAQA Offshore B.V.	50	50	0	Ja
P18a	OvS Winning	28-11-1991	TAQA Offshore B.V.	50	50	0	Ja
P18b--20170713	OvS Opsporing	2-8-2012	Oranje-Nassau Energie B.V.	40	40	0	Ja
P18c	OvS Winning	27-11-1991	TAQA Offshore B.V.	50	50	0	Ja
P18d	OvS Winning	5-11-2013	Oranje-Nassau Energie B.V.	40	40	0	Ja
PAPEKOP	OvS Winning	28-8-2007	Vermilion Energy Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
Q01--20171223	OvS Winning	11-8-1994	Petrogas E&P Netherlands B.V.	40	0	0	Ja
Q02c	OvS Winning	22-12-1993	Petrogas E&P Netherlands B.V.	50	50	0	Ja
Q04	OvS Winning	21-12-1999	Wintershall Noordzee B.V.	40	40	0	Ja
Q05d	OvS Winning	18-6-2002	Wintershall Noordzee B.V.	50	50	0	Ja
Q07/Q10a	OvS Winning	26-10-2017	Tulip Oil Netherlands B.V.				Ja
Q13a	OvS Winning	29-9-2008	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
Q13b	OvS Opsporing	1-5-2015	ENGIE E&P Nederland B.V.	40	40	0	Ja
Q16a	OvS Winning	12-6-1995	Oranje-Nassau Energie B.V.	50	50	0	Ja
Q16b/Q16c-diep	OvS Winning	14-5-2013	Oranje-Nassau Energie B.V.	40	40	0	Ja
S03a	OvS Winning	8-8-2013	Oranje-Nassau Energie B.V.	40	40	0	Ja
S03b	OvS Opsporing	21-11-2017	Oranje-Nassau Energie B.V.	40	40	0	Ja
SCHAGEN	OvS Opsporing	4-5-2010	Tulip Oil Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
SCHOONEBEEK	OvS Winning	18-1-2008	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	0	40	0	Ja
STEENWIJK	OvS Winning	2-9-1997	Vermilion Energy Netherlands B.V.	50	50	0	Ja
T01	OvS Winning	7-2-2013	Oranje-Nassau Energie B.V.	40	40	0	Ja
TERSCHELLING-NOORD	OvS Opsporing	16-9-2013	Tulip Oil Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
TWENTHE	OvS Winning	12-5-1981	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	50	50	0	Ja
UTRECHT	OvS Opsporing	22-3-2010	Vermilion Energy Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
WAALWIJK	OvS Winning	17-7-1989	Vermilion Energy Netherlands B.V.	50	50	0	Ja
WGT	Pijpleiding	4-4-1984	Wintershall Noordzee B.V.	0	0	40	Ja
WGT Extensie	Pijpleiding	1-1-1991	Wintershall Noordzee B.V.	0	0	40	Ja
ZUID-FRIESLAND III	OvS Winning	9-7-2013	Vermilion Energy Netherlands B.V.	40	40	0	Ja
ZUIDWAL	OvS Winning	2-8-1986	Vermilion Energy Netherlands B.V.	50	50	0	Ja

BIJLAGE 5

Bijlage 5 Het fiscale regime in Nederland

Introductie
In deze bijlage wordt het fiscale regime waaraan de Exploratie & Productie (E&P)-bedrijven zijn onderworpen, in meer detail besproken. Het overzicht bevat specifiek de regelingen voor de vennootschapsbelasting, de mijnbouwheffingen, de pre-1965-heffingen en de regionale afdracht aan provincie, gemeente en waterschap. Tevens zal kort beschreven worden welk regime er voor de overige hiervoor genoemde belastingen geldt.

De vennootschapsbelasting
Op grond van de Wet op de vennootschapsbelasting 1969 zijn alle in Nederland gevestigde naamloze vennootschappen (nv's), besloten vennootschappen met beperkte aansprakelijkheid (bv's) en daarmee vergelijkbare rechtspersonen voor hun gehele winst onderworpen aan de heffing van vennootschapsbelasting ('Vpb'). Ook verenigingen en stichtingen, en daarmee vergelijkbare rechtspersonen, zijn onderworpen aan de Vpb, maar alleen voor zover zij een onderneming drijven.

In Nederland gevestigde rechtspersonen zijn die, welke zijn opgericht naar Nederlands recht – veelal de genoemde nv's en bv's – en daarnaast die, welke zijn opgericht naar buitenlands recht, maar in Nederland hun feitelijke leiding uitoefenen. In Nederland gevestigde E&P-bedrijven zijn derhalve voor hun gehele winst aan de heffing van Vpb onderworpen.

Niet in Nederland gevestigde rechtspersonen zijn eveneens in Nederland aan de heffing van Vpb onderworpen, indien en voor zover zij in Nederland een onderneming uitoefenen middels een vaste inrichting, dan wel indien zij in Nederland over een onroerende zaak beschikken. Het bezitten van een opsporings- of winningsvergunning wordt onder Nederlands fiscaal recht aangemerkt als het drijven van een onderneming in Nederland, dan wel het bezit van een onroerende zaak in Nederland. Dat betekent dat niet in Nederland gevestigde rechtspersonen, die een belang in een Nederlandse opsporings- of winningsvergunning bezitten, in Nederland aan de heffing van Vpb zijn onderworpen, ongeacht of zij als operator in de betreffende vergunning fungeren, dan wel als non operating partner.

Het tarief van de Vpb bedraagt 20% over de eerste € 200.000 aan winst, en 25% over het meerdere. In een bepaald jaar geleden verliezen kunnen worden verrekend met winsten over het voorafgaande jaar, en vervolgens met de winsten uit de negen jaren volgend op het verliesjaar. Als gevolg van een wettelijke wijziging wordt de termijn van voorwaartse verrekening beperkt tot zes jaar, met ingang van verliezen vanaf het boekjaar 2019.

De voor de Vpb belastbare winst wordt bepaald volgens het concept van het zogenaamde 'goed koopmansgebruik', dat is vastgelegd in de Wet op de inkomstenbelasting 2001. De winstbepalingsregels uit deze wet, die voortborduren op dit goed koopmansgebruik, zijn tevens van toepassing voor de heffing van Vpb. Het concept van goed koopmansgebruik is ontwikkeld in de jurisprudentie van de Nederlandse belastingrechters, en bestaat in hoofdzaak uit een aantal beginselen waaraan een goed koopman zich geacht wordt te houden: het realiteitsbeginsel, het realisatiebeginsel, het matching beginsel en het voorzichtigheidbeginsel. Daarnaast kent de Wet op de inkomstenbelasting 2001 een aantal specifieke regels, bijvoorbeeld inzake de afschrijving op gebouwen en goodwill en de waardering van onderhanden werk en pensioenvoorzieningen.

Tevens kent de Wet op de inkomstenbelasting 2001 een aantal beperkingen in de aftrek van kosten met een gemengd zakelijk en privékarakter, alsmede een aantal maatregelen om investeringen te stimuleren. Deze stimuleringsmaatregelen bestaan in een investeringsaftrek voor investeringen tot een bepaald bedrag, alsmede voor bepaalde investeringen in milieuvriendelijke bedrijfsmiddelen of bedrijfsmiddelen die de arbeidsomstandigheden van werknemers ten goede komen. Al deze bepalingen uit de Wet op de inkomstenbelasting 2001 zijn ook van toepassing voor de heffing van Vpb.

De Wet op de vennootschapsbelasting 1969 kent ook een aantal faciliteiten, specifiek voor de aan de Vpb onderworpen rechtspersonen. Een voorbeeld is de deelnemingsvrijstelling voor voordelen uit deelnemingen (dividenden en waardemutaties). Andere voorbeelden zijn faciliteiten waarbij de heffing over winst behaald bij een fusie, (af)splitsing of in geval van herinvestering mag worden doorgeschoven, waarbij voor de heffing van Vpb aansluiting wordt beoogd bij het moment dat een bedrijf de winst uit hoofde van een bepaalde transactie daadwerkelijk realiseert (artikelen 14 tot en met 14b Wet Vpb).

Tenslotte kan worden genoemd het instituut van de fiscale eenheid, op grond waarvan verschillende tot een groep behorende vennootschappen een gezamenlijke aangifte Vpb kunnen indienen over de geconsolideerde winst van de groep. De fiscale eenheid heeft tot gevolg dat onderlinge transacties binnen de betreffende groep fiscaal niet zichtbaar zijn, en dat winsten en verliezen binnen de groep binnen een jaar met elkaar kunnen worden verrekend. Van de hiervoor genoemde ongeveer 40 E&P-bedrijven maakt ongeveer de helft deel uit van een fiscale eenheid voor de Vpb.

Voor de Vpb dient een keer per jaar aangifte te worden gedaan, in principe binnen 5 maanden na afloop van het boekjaar. Voor de indiening van de aangifte kan evenwel uitstel worden verkregen. De Vpb wordt vervolgens geheven door middel van een aanslag over het betreffende jaar, die vooraf kan worden gegaan door een of meerdere voorlopige aanslagen.

De mijnbouwheffingen

Terwijl de Vpb een belasting is die op grond van een belastingwet wordt geheven en waarvan de opbrengsten in de staatskas vloeien, worden de mijnbouwheffingen geheven op grond van de Mijnbouwwet 2003. Deze wet bevat naast de regeling van de mijnbouwheffingen, ook andere regelingen die in de ruimste zin met de opsporing en winning van koolwaterstoffen samenhangen: het verlenen van vergunningen, de eisen die daarbij worden gesteld, de staatsdeelneming in de vergunningen, alsmede maatregelen op het gebied van (toezicht op) arbeidsomstandigheden, milieu en veiligheid. De mijnbouwheffingen zijn geregeld in afdeling 5.1.1 van de Mijnbouwwet ('MBW') (artikelen 53 t/m 74), die deel uitmaakt van hoofdstuk 5 over de financiële bepalingen.

De opbrengsten van de mijnbouwheffingen vloeien, evenals die van de belastingen, in de staatskas, maar worden verantwoord op artikel 5 van de begroting van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. De heffing en inning van de mijnbouwheffingen is evenwel belegd bij de Nederlandse Belastingdienst. Binnen de Belastingdienst is een landelijk team werkzaam, gevestigd in Rotterdam, dat zich bezighoudt met de heffing, controle en inning van zowel de Vpb[1] als de mijnbouwheffingen van de E&P-bedrijven.
Er zijn drie mijnbouwheffingen: 1) het winstaandeel, 2) het oppervlakterecht, en 3) de cijns.

1 En van de overige belastingen die in deze paragraaf onbesproken blijven: inkomstenbelasting, loonbelasting, omzetbelasting en accijnzen.

1. Winstaandeel

Winstaandeel wordt geheven van de houder van een winningsvergunning.
De grondslag is het resultaat van een door de vergunninghouder op de te maken winst- en verliesrekening. Daarbij wordt dit resultaat in principe bepaald per winningsvergunning, maar de Mijnbouwwet biedt de vergunninghouder de mogelijkheid een geconsolideerde winst- en verliesrekening in te dienen voor al zijn vergunningen, waaronder ook zijn opsporingsvergunningen. Alle E&P-bedrijven maken gebruik van deze mogelijkheid.

Het tarief voor het winstaandeel bedraagt 50%. Verliezen kunnen worden verrekend met de winsten over de drie voorafgaande jaren en vervolgens over alle op het verliesjaar volgende jaren. De aangifte voor het winstaandeel – die de voornoemde winst- en verliesrekening bevat – wordt tegelijk met de aangifte voor de Vpb ingediend. Het winstaandeel wordt net als de Vpb geheven door middel van een aanslag, die kan worden voorafgegaan door een of meerdere voorlopige aanslagen.

Het resultaat wordt in grote lijnen op dezelfde wijze bepaald als het resultaat voor de heffing van Vpb, zij het dat alleen het resultaat dat is behaald met of bij de winning van koolwaterstoffen belast is, de zogenaamde 'ring fence' van het winningsbedrijf. Dat betekent dat resultaat dat is behaald met andere activiteiten, zoals het verhuren van mijnbouwinstallaties aan derden en het houden van deelnemingen, niet wordt belast met winstaandeel. De Mijnbouwwet bevat een schakelbepaling, waarin een aantal artikelen uit de Wet op de inkomstenbelasting 2001 en de Wet op de vennootschapsbelasting 1969 van overeenkomstige toepassing worden verklaard voor de heffing van winstaandeel.

De Mijnbouwwet bepaalt daarnaast zelf ook met betrekking tot enkele categorieën van inkomsten en uitgaven of deze wel of niet tot het resultaat voor het winstaandeel behoren. Zo is bepaald dat tot het resultaat behoren:

- de waarde van anders dan door verkoop aan het winningsbedrijf onttrokken koolwaterstoffen;
- de verschillen tussen de volgens goed koopmansgebruik gewaardeerde begin- en eindvoorraden;
- het resultaat dat is behaald met de verkoop van een winningsvergunning;
- de kosten van een verkennings- of opsporingsonderzoek krachtens een opsporingsvergunning, voor zover die nog niet ten laste van een andere winst- en verliesrekening zijn gebracht;
- de afschrijving op kosten die zijn gemaakt voordat de winningsvergunning werd verleend, ook weer voor zover deze niet al ten laste van een andere winst- en verliesrekening zijn gebracht, en
- resultaten uit instrumenten ter afdekking van prijs- of koersrisico's ter zake van de gewonnen koolwaterstoffen, mits de vergunninghouder de Belastingdienst daar voor het afsluiten van dat instrument om verzoekt.

Ook is bepaald dat niet tot het resultaat behoren:

- afschrijving op de koopsom van een opsporingsvergunning, behalve voor zover deze koopsom staat tegenover kosten die bij de verkoper van de vergunning nog niet ten laste van een winst- en verliesrekening zijn gebracht, en
- de waarde van de gewonnen koolwaterstoffen die in het winningsbedrijf zelf zijn verbruikt.

Hiernaast verleent de Mijnbouwwet de vergunninghouder een zogenaamde kostenuplift van 10%: bovenop de gemaakte kosten mag nog eens extra 10% daarvan ten laste van het

resultaat worden gebracht. Dat geldt voor alle kosten behalve aan de Staat verschuldigde belastingen en andere Nederlandse publiekrechtelijke lasten, alsmede afschrijvingen op de koopsom van een winningsvergunning en dotaties aan een ontmantelingsvoorziening met betrekking tot een overgenomen winningsvergunning, voor zover deze laatste twee staan tegenover kosten die al door de verkoper ten laste van een winst- en verliesrekening zijn gebracht.

De Mijnbouwwet kent een eigen stimuleringsmaatregel voor investeringen in zogenaamde marginale gasvelden op zee. Een marginaal voorkomen van aardgas in de zin van de investeringsaftrek is een gasvoorkomen dat desgevraagd door de vergunninghouder door de minister van Economische Zaken en Klimaat als zodanig is aangewezen en dat voldoet aan criteria die zijn gebaseerd op het verwacht winbaar gasvolume, de verwachte productiviteit en de afstand tot de bestaande infrastructuur. De basis voor die criteria ligt in artikel 68a van de Mijnbouwwet en zijn uitgewerkt in de Regeling investeringsaftrek marginale velden[2]. Indien het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat heeft vastgesteld dat sprake is van een marginaal veld, mag de vergunninghouder een investeringsaftrek van 25% toepassen van het investeringsbedrag in installaties en putten in dat veld. Op dit moment is er een wetsvoorstel[3] in voorbereiding op grond waarvan deze investeringsaftrek voor winningsvergunningen op zee generiek wordt gemaakt – niet meer gekoppeld aan investeringen in een marginaal veld – en wordt verhoogd tot 40%. Deze wetswijziging dient ter stimulering van de winning van gas uit velden op zee.

Met het verschuldigde winstaandeel mag een bedrag worden verrekend – het zogenaamde verrekenbare bedrag – dat de forfaitair bepaalde Vpb over het resultaat belichaamt. Dat bedrag wordt bepaald door het tarief voor de Vpb toe te passen op het resultaat van de winst- en verliesrekening voor het winstaandeel, vermeerderd met de kostenuplift en verminderd met het verschuldigde winstaandeel. Indien het verrekenbare bedrag hoger is dan het verschuldigde winstaandeel, mag het meerbedrag worden verrekend met het verschuldigde winstaandeel in het volgende jaar. Ingeval het verrekenbaar bedrag negatief is – in geval van een verlies – moet dit negatieve verrekenbare bedrag in mindering worden gebracht op het verrekenbare bedrag over het volgende jaar.

Als gevolg van dit verrekenbare bedrag, in combinatie met het feit dat het verschuldigde winstaandeel aftrekbaar is voor de Vpb, ontstaat een situatie waarin E&P-bedrijven een gecombineerd Vpb- en winstaandeeltarief over hun winst betalen van ongeveer 50%.

Een (fictief) voorbeeld van de berekening is op de volgende pagina opgenomen.

2 https://wetten.overheid.nl/BWBR0028103/2010-09-16

3 Het wetsvoorstel is medio mei 2019 via internet ter consultatie aan het publiek aangeboden. De reactietermijn is bij het schrijven van dit hoofdstuk verstreken. In juli 2019 is het wetsvoorstel voor advisering voorgelegd aan de Raad van State.

Winstaandeelberekening

Vergunninghouder	**(naam vergunninghouder)**

	Aangifte	
Omzet gas	10.000.000	
Omzet olie	0	
Omzet condensaat	500.000	
Voorraadmutaties	0	
Rentebaten	20.000	
Koerswinsten	0	
Overdrachtswinsten	0	
Overige baten	0	
	0	
Totaal baten	10.520.000	
Afschrijvingen vaste activa	300.000	
Afschrijvingen koopsommen vergunningen	0	
Ontmantelingskosten	0	
Exploratiekosten	30.000	
Rentekosten	0	
Koersverliezen	0	
Produktiekosten	0	
Algemene kosten	10.000	
Overheadkosten	0	
Afboeking preproduktiekosten	0	
Overige kosten	0	
	0	
Totaal kosten met 10% opslag	340.000	
Cijns	0	
Oppervlakterechten	35.000	
Afschrijving bonus	0	
Overige publiekrechtelijke lasten	11.000	
Afboeking preproduktiekosten zonder 10% op	0	
Afschrijvingen zonder 10% opslag	0	
Ontmantelingskosten zonder 10% opslag	0	
Totaal kosten zonder 10% opslag	46.000	
10% opslag	34.000	10% x 340.000
Resultaat winstaandeel	10.100.000	Baten - lasten - uplift
Investeringsaftrek	0	
Winst	10.100.000	
Te verrekenen verliezen	0	
Heffingsmaatstaf	10.100.000	
Tarief	50%	
Verschuldigd winstaandeel	5.050.000	
Fiscaal resultaat (vóór aftrek winstaandeel)	10.134.000	Resultaat winstaandeel + uplift
Tarief eerste schijf	20,0%	
Maximum eerste schijf	200.000	
Tarief tweede schijf	25,0%	
Fiscaal resultaat (na aftrek winstaandeel)	6.765.333	Fiscaal resultaat - te betalen winstaandeel
		↑
Verrekenbare bedrag boekjaar	1.681.333	Tarief Vpb over ↑
Te verrekenen verrekenbare bedragen	0	
Verrekenbare bedrag	1.681.333	
Verschuldigd winstaandeel	5.050.000	
Verrekenbare bedrag	1.681.333	
Te betalen WA	3.368.667	

2. Oppervlakterecht

Eenmaal per jaar wordt oppervlakterecht geheven van degene die op 1 januari van dat jaar houder is van een opsporingsvergunning voor de zeezijde, of een winningsvergunning voor zowel de zee- als landzijde. Als een vergunning door meer dan een onderneming wordt gehouden, wordt het oppervlakterecht geheven van de operator.

De maatstaf van het oppervlakterecht is de oppervlakte in vierkante kilometers van het vergunningsgebied waarvoor de vergunning op 1 januari van het jaar van kracht is. Het tarief is een bedrag per vierkante kilometer, dat jaarlijks wordt geïndexeerd.
Voor 2019 gelden de volgende tarieven:
Voor een opsporingsvergunning:

Tijdvak	Bedrag per km2	(Tarief 2017)
1e tot en met 6e tijdvak	€ 267	€ 257
7e tot en met 9e tijdvak	€ 536	€ 514
Volgende tijdvakken	€ 803	€ 771
Voor een winningsvergunning:	€ 803	€ 771

Oppervlakterecht wordt per vergunning aangegeven door middel van een aangifte, die uiterlijk op 1 april van het betreffende jaar moet worden ingediend. Betaling van het verschuldigde oppervlakterecht moet gelijktijdig met de indiening van de aangifte gebeuren.

3. Cijns

Cijns wordt geheven van de houder van een winningsvergunning. Indien een vergunning door meerdere ondernemingen wordt gehouden, wordt van ieder van hen cijns geheven. Iedere onderneming is cijns verschuldigd over de aan hem toekomende omzet.

De maatstaf voor de cijns is de omzet die is behaald in het jaar waarover de cijns wordt geheven. De omzet is het gewonnen aantal eenheden vermenigvuldigd met de prijs waartegen deze eenheden zijn verkocht. Bij het bepalen van het gewonnen aantal eenheden mogen bepaalde eenheden buiten beschouwing worden gelaten. Dat zijn de eenheden die zijn gebruikt voor:

- het opsporen of winnen in het gebied waarin de eenheden zijn gewonnen, en
- het voor de aflevering bewerken van die eenheden en het transport naar de plaats waar die bewerking plaatsvindt.

Daarnaast blijven de eenheden buiten beschouwing, die aan de staatsdeelneming (Energie Beheer Nederland B.V. (EBN)) toekomen.

De cijns kent een vrij ingewikkelde methodiek om het tarief te berekenen. Het tarief wordt bepaald op basis van het gewonnen aantal eenheden (bepaald bij een in de Mijnbouwwet vastgelegde druk en temperatuur). Het tarief wordt dan bepaald volgens een schijvensysteem (zie tabel 1) en berekend door:

a. bij iedere schijf de hoeveelheid te bepalen die binnen die schijf valt, en deze hoeveelheid te vermenigvuldigen met het percentage dat behoort bij die schijf;
b. deze producten te sommeren, en
c. deze som te delen door het totaal van het in het vergunningsgebied gewonnen aantal eenheden.

Tabel 1 – Schijvensysteem cijns

Aardolie		
Door houder of medehouders gezamenlijk gewonnen hoeveelheden in duizenden m^3	Opbouw over deze schijf	
	Landzijde	Zeezijde
schijf 1: 0 tot 200	0%	0%
schijf 2: 200 tot 600	2%	0%
schijf 3: 600 tot 1200	3%	0%
schijf 4: 1200 tot 2000	4%	0%
schijf 5: 2000 tot 4000	5%	0%
schijf 6: 4000 tot 8000	6%	0%
schijf 7: 8000 en meer	7%	0%

Aardgas		
Door houder of medehouders gezamenlijk gewonnen hoeveelheden in miljoenen m^3	Opbouw over deze schijf	
	Landzijde	Zeezijde
schijf 1: 0 tot 200	0%	0%
schijf 2: 200 tot 600	2%	0%
schijf 3: 600 tot 1200	3%	0%
schijf 4: 1200 tot 2000	4%	0%
schijf 5: 2000 tot 4000	5%	0%
schijf 6: 4000 tot 8000	6%	0%
schijf 7: 8000 en meer	7%	0%

Het nultarief voor vergunningen op zee is een uitvloeisel van de wens het mijnbouwklimaat op zee te verbeteren (kleine veldenbeleid).

Het tarief wordt verhoogd met 25% (van dat tarief), indien in enig jaar de gewogen gemiddelde waarde van de in Nederland ingevoerde ruwe olie hoger is dan 25 euro per vat. Het tarief wordt verhoogd met 100% (wordt dus verdubbeld) met betrekking tot vergunning waarin geen staatsdeelneming plaatsvindt.

Cijns wordt per vergunning aangegeven door middel van een aangifte, die uiterlijk op 1 april van het jaar volgend op dat waarover de cijns wordt berekend, moet worden ingediend. Betaling van de verschuldigde cijns moet gelijktijdig met de indiening van de aangifte gebeuren.

Pre-1965-heffingen

Vóór 1965 werd het heffingsregime vastgelegd in een civielrechtelijke overeenkomst tussen de Nederlandse Staat en de vergunninghouder de NAM. Dit zijn de zogenaamde pre-1965-heffingen. Er zijn er drie: 1) het staatsaandeel, 2) een aanvullende betaling en 3) de meeropbrengstregeling (MOR).

<u>1. Staatsaandeel</u>

Staatsaandeel ('SA') is gebaseerd op een privaatrechtelijke overeenkomst tussen de Staat, Shell, ExxonMobil en de NAM en wordt geheven naar een tarief van 10% over de winsten behaald met bepaalde pre-1965-concessies. Vpb en Aanvullende Betaling zijn aftrekbaar voor de heffing van SA.

2. Aanvullende Betaling

In 1984 werd het Vpb tarief verlaagd. Om te voorkomen dat de belastingopbrengsten voor de Staat voor pre-1965-concessies zouden dalen, werd op basis van een privaatrechtelijke overeenkomst een aanvullende betaling ('Aanvullende Betaling') overeengekomen tussen de Staat en de NAM, als gevolg waarvan de belastingopbrengsten (inclusief privaatrechtelijke heffingen) in totaal gebaseerd werden op een samengesteld tarief van rond de 50%.

3. Meeropbrengstregeling

De Meeropbrengstregeling ('MOR') is een heffing uit hoofde van een overeenkomst uit 1972 tussen de Staat, Shell, Esso, DSM (nu Energie Beheer Nederland B.V. (EBN)) en de NAM. Ze was ontworpen om de inkomsten voor de overheid tot 85% te verhogen over de opbrengsten van gas van de Groningenconcessie. Dit werd ingegeven door de sterke stijging van deze opbrengsten, als gevolg van de hoge olieprijzen.

In 1975 is deze overeenkomst aangepast, waarbij over een deel van de MOR de inkomsten van de Staat werden verhoogd tot 95%.

Met ingang van 1 januari 2018 worden de afdrachten van de NAM aan de Staat met betrekking tot het Groningenveld bepaald met toepassing van de Mijnbouwwet[4]. 2017 is dan ook het laatste jaar waarin de pre-1965-heffingen van kracht zijn voor het Groningenveld.

Regionale afdrachten

Naast nationale afdrachten, bestaan er in Nederland ook regionale afdrachten. Deze afdrachten worden geïnd door regionale en lokale overheden en zijn deels in de Mijnbouwwet 2003 geregeld en deels in andere wetten. De tarieven voor deze afdrachten worden veelal decentraal vastgesteld.

1. Afdracht aan de provincie

De houder van een winningsvergunning op land is op het moment dat hij een terrein in gebruik neemt binnen één van de 12 provincies in Nederland, en op dat terrein de voor de winning benodigde installaties aanwezig zijn, éénmalig een afdracht verschuldigd aan die provincie (Afdeling 5.1.2, artikelen 75 tot en met 80 Mijnbouwwet). De maatstaf voor deze afdracht is de oppervlakte in vierkante kilometers van het gebruikte terrein. Het tarief is een bedrag per vierkante kilometer, dat jaarlijks wordt geïndexeerd. Voor 2019 bedraagt het tarief 803 euro/km2.

2. Afdracht aan het waterschap

Waterschappen innen verschillende heffingen. Het gaat hier om watersysteemheffing, zuiveringsheffing en verontreinigingsheffing. Welke belastingen een bedrijf betaalt, hangt af van de situatie van het bedrijf. Voor meer informatie zie: https://wetten.overheid.nl/BWBR0005108/2018-07-01 (Waterschapswet) en https://www.waternet.nl/zakelijk/waterschapsbelasting-voor-bedrijven/kosten-waterschapsbelasting-voor-bedrijven/.

3. Afdracht aan de gemeente

De bedrijven betalen bovendien onroerende zaakbelasting ("ozb") aan de gemeente waarin zij een onroerende zaak bezitten. De tarieven daarvoor worden per gemeente vastgesteld door de gemeenteraad. Basis voor de ozb is de zogenaamde "WOZ-waarde" van een onroerende zaak.

4 Zie voor meer informatie de kamerstukken: https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2018/06/25/kamerbrief-akkoord-op-hoofdlijnen-met-shell-en-exxonmobil, en https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2018/10/01/kamerbrief-uitwerking-akkoord-op-hoofdlijnen-met-shell-en-exxonmobil.

In de Wet waardering onroerende zaken (Wet WOZ) staan regels voor de waardering van onroerende zaken. Onroerende zaken zijn bijvoorbeeld: woningen, garages, bedrijfspanden en ook installaties zoals windmolens, elektriciteitsmasten en grond. Gemeenten waarderen elk jaar opnieuw alle onroerende zaken in Nederland. Alle onroerende zaken krijgen zo een WOZ-waarde. Belastingdienst, waterschappen en gemeenten gebruiken die WOZ-waarde voor het heffen van belasting:

- de Belastingdienst voor: inkomstenbelasting, vennootschapsbelasting, erf- en schenkbelasting, en verhuurderheffing;
- de waterschappen voor: waterschapsysteemheffing gebouwd;
- de gemeenten voor: onroerendezaakbelastingen (ozb) en soms voor bedrijveninvesteringszones (biz), rioolheffing en forensenbelasting.

Voor meer informatie zie: https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/waardering-onroerende-zaken-woz.

Overige belastingen
Tenslotte in het kort een vermelding van de belangrijkste overige belastingen waaraan E&P-bedrijven in Nederland onderworpen zijn. Deze vermelding is kort, omdat zij niet de winst betreffen van de E&P-bedrijven, dan wel omdat zij niet specifiek voor de E&P-bedrijven gelden, maar voor alle ondernemingen in Nederland.

Omzetbelasting
Het Nederlandse systeem van omzetbelasting is gebaseerd op een belasting over de toegevoegde waarde. Dat wil zeggen dat de ondernemer omzetbelasting in rekening brengt over hetgeen hij aan anderen levert, en de aan hem in rekening gebrachte omzetbelasting in aftrek kan brengen. Hij betaalt derhalve de facto alleen omzetbelasting over de waarde die hij aan het geleverde product toevoegt. Deze omzetbelasting wordt door de bedrijven doorberekend in de prijzen die zij voor hun producten aan hun klanten in rekeningen brengen, zodat deze feitelijk niet op hun opbrengsten drukt.

Omzetbelasting is verschuldigd over levering van goederen, verrichten van diensten, invoer van goederen (van buiten de Europese Unie) en zogenaamde intracommunautaire verwervingen (verwerving van goederen uit andere lidstaten van de Europese Unie).
Voor de omzetbelasting behoort het Nederlandse continentale plat niet tot Nederland. Dat heeft tot gevolg dat het aan land brengen van olie of gas wordt aangemerkt als een levering die afhankelijk van de omstandigheden belast dan wel vrijgesteld plaatsvindt. [5]De verkoop van olie of gas in Nederland is een met omzetbelasting belaste levering van goederen.

Het tarief van de omzetbelasting bedraagt 21%, maar voor een aantal leveringen en diensten gelden tarieven van 9% en 0%; die laatste met name voor leveringen van goederen die Nederland verlaten (export). De omzetbelasting is in Nederland geregeld in de Wet op de omzetbelasting 1968, maar met name ook op Richtlijnen van de Europese Unie.

Loonbelasting
Evenals andere ondernemingen die in Nederland zijn gevestigd of een vaste inrichting in Nederland hebben, en personeel in dienst hebben, dienen E&P-bedrijven over de aan hun personeel uitbetaalde salarissen loonbelasting in te houden en af te dragen aan de fiscus. Dit geschiedt op grond van de Wet op de loonbelasting 1964.
De loonbelasting is een voorheffing op de inkomstenbelasting, die de werknemers van de

5 Het voert te ver om deze omstandigheden hier te beschrijven.

E&P-bedrijven in Nederland verschuldigd zijn. Zij kunnen de te hunnen laste ingehouden loonbelasting verrekenen met de door hen verschuldigde inkomstenbelasting. De tarieven voor de loonbelasting zijn dan ook gelijk aan die voor de inkomstenbelasting over loon.
De loonbelasting is dan ook geen belasting, die van de bedrijven wordt geheven, maar van hun werknemers. De bedrijven houden de belasting in op het salaris dat zij aan hun werknemers betalen, en dragen deze af aan de Belastingdienst.

Dividendbelasting

Indien een vennootschap met een in aandelen verdeeld kapitaal, dan wel een coöperatieve vereniging, winsten uitkeert aan haar aandeelhouders (dividend), dient daarop dividendbelasting te worden ingehouden en afgedragen. Dit geschiedt op grond van de Wet op de dividendbelasting 1965. In Nederland kan de aandeelhouder de te zijnen laste ingehouden dividendbelasting verrekenen met de door hem verschuldigde inkomstenbelasting of vennootschapsbelasting.

Het tarief van de dividendbelasting bedraagt 15%, maar wordt in deelnemingssituaties (waarin de aandeelhouder een belang van 5% of meer bezit) onder omstandigheden teruggebracht tot 0%. Bovendien kan het tarief worden teruggebracht tot 0%, 5% of 10% op basis van de door Nederland met andere landen gesloten verdragen ter voorkoming van dubbele belasting, dan wel de EU-moeder-dochterrichtlijn.

Milieubelastingen

Nederland kent tevens een aantal milieubelastingen, die worden geheven op grond van de Wet belastingen op milieugrondslag. Deze belastingen hebben tot doel het gebruik en verbruik van energie en milieubelastende goederen en diensten te belasten. De meest relevante voor de E&P-bedrijven is de energiebelasting, die wordt geheven op de levering van gas of elektriciteit aan de verbruikers daarvan. Het tarief is bepaald op een bepaald aflopend bedrag per kubieke meter (gas) of kilowattuur (elektriciteit).

Accijnzen en invoerrecht

Accijnzen worden in Nederland geheven op grond van de Wet op de accijns. Deze belasting heeft tot doel het verbruik van een aantal producten, waaronder minerale oliën, te belasten. De minerale oliën waarover accijns wordt geheven zijn eindproducten, dat wil zeggen producten die kunnen worden gebruikt als motorbrandstof of als brandstof voor verwarming. Ruwe aardolie (crude) wordt niet met accijns belast. Hierdoor hebben E&P bedrijven zelf niet te maken met de heffing van accijns. E&P bedrijven gebruiken bij hun E&P-activiteiten wel eindproducten die zijn belast met accijns, bijvoorbeeld gasolie die wordt gebruikt op platforms die binnen de 12-mijlszone in zee staan. Aardgas wordt in beginsel niet belast met accijns, hierover wordt energiebelasting geheven (zie hiervoor).

Invoerrecht wordt geheven op grond van het Douane Wetboek van de Unie (DWU), Verordening (EU) nr. 952/2013 van de Europese Unie. Ruwe aardolie (crude) en aardgas dat wordt gewonnen buiten het douanegebied[6] van de Europese Unie, is bij binnenkomst in het douanegebied onderworpen aan douaneformaliteiten en aan de heffing van invoerrecht. Het invoerrecht dat wordt geheven over ruwe aardolie en aardgas, bedraagt 0%.

6 De 12-mijlszone van Nederland behoort tot het douanegebied van de Europese Unie, de andere winningsgebieden (bv. het continentaal plat) niet.

BIJLAGE 6

Bijlage 6 – De reconciliatiescope: lijst van bedrijven

Nr.	Operator (*)	Bron
1	Centrica Nederland BV	NOGEPA-lid Registratiesysteem Belastingdienst
2	Dana Petroleum (Holdings) BV	NOGEPA-lid Registratiesysteem Belastingdienst
3	Dana Petroleum Netherlands BV	NOGEPA-lid EZK-lijst actieve vergunningen Registratiesysteem Belastingdienst
4	Energie Beheer Nederland BV (EBN)	SoE
5	Hansa Hydrocarbons Ltd.	NOGEPA-lid Registratiesysteem Belastingdienst
6	Nederlandse Aardolie Maatschappij BV (NAM)	NOGEPA-lid EZK-lijst actieve vergunningen Registratiesysteem Belastingdienst
7	Neptune Energy Holding Netherlands BV	NOGEPA-lid Registratiesysteem Belastingdienst
8	Neptune Energy Netherlands BV	NOGEPA-lid EZK-lijst actieve vergunningen Registratiesysteem Belastingdienst
9	Neptune Energy Participation Netherlands BV	NOGEPA-lid Registratiesysteem Belastingdienst
10	NGT BV (Noordgastransport)	Registratiesysteem Belastingdienst
11	NOGAT BV (Northern Offshore Gas Transport)	Registratiesysteem Belastingdienst
12	ONH BV	NOGEPA-lid Registratiesysteem Belastingdienst
13	ONE-Dyas BV	NOGEPA-lid EZK-lijst actieve vergunningen Registratiesysteem Belastingdienst
14	ONE-Dyas Energie BV	NOGEPA-lid EZK-lijst actieve vergunningen Registratiesysteem Belastingdienst
15	ONE-Dyas Energie Nederland BV	NOGEPA-lid EZK-lijst actieve vergunningen Registratiesysteem Belastingdienst
16	ONE-Dyas Energie Resources BV	NOGEPA-lid EZK-lijst actieve vergunningen Registratiesysteem Belastingdienst
17	Petrogas E&P Netherlands BV	NOGEPA-lid EZK-lijst actieve vergunningen Registratiesysteem Belastingdienst
18	Petrogas International E&P Coöperatief UA	NOGEPA-lid Registratiesysteem Belastingdienst
19	Production North Sea Netherlands Ltd.	NOGEPA-lid Registratiesysteem Belastingdienst

20	Spirit Energy Nederland BV	NOGEPA-lid EZK-lijst actieve vergunningen Registratiesysteem Belastingdienst
21	TAQA Energy BV	NOGEPA-lid
22	TAQA Gas Storage BV	NOGEPA-lid
23	TAQA International BV	NOGEPA-lid Registratiesysteem Belastingdienst
24	TAQA Offshore BV	NOGEPA-lid EZK-lijst actieve vergunningen Registratiesysteem Belastingdienst
25	TAQA Energy BV	NOGEPA-lid EZK-lijst actieve vergunningen Registratiesysteem Belastingdienst
26	TAQA Piek Gas BV	NOGEPA-lid EZK-lijst actieve vergunningen Registratiesysteem Belastingdienst
27	TAQA Transportation BV	NOGEPA-lid
28	Total E&P Nederland BV	NOGEPA-lid EZK-lijst actieve vergunningen Registratiesysteem Belastingdienst
29	Total Holdings Nederland BV	NOGEPA-lid Registratiesysteem Belastingdienst
30	Tulip Oil Holding BV	NOGEPA-lid Registratiesysteem Belastingdienst
31	Tulip Oil Netherlands BV	NOGEPA-lid EZK-lijst actieve vergunningen Registratiesysteem Belastingdienst
32	Tulip Oil Netherlands Offshore BV	NOGEPA-lid EZK-lijst actieve vergunningen Registratiesysteem Belastingdienst
33	Vermilion Energy Netherlands BV	NOGEPA-lid EZK-lijst actieve vergunningen Registratiesysteem Belastingdienst
34	Vermilion Energy Netherlands Non-Op BV	Registratiesysteem Belastingdienst
35	Vermilion Netherlands Coöperatieve UA	NOGEPA-lid Registratiesysteem Belastingdienst
36	Wintershall Noordzee BV (BASF)	NOGEPA-lid EZK-lijst actieve vergunningen Registratiesysteem Belastingdienst

BIJLAGE 7

Bijlage 7 Reconciliatie kasstromen per bedrijf

Nr.	Bedrijf	Aanvankelijk ingeleverde formulieren		
		Bedrijf (a)	Overheid (b)	Verschil (a-b)
1	Energie Beheer Nederland BV (EBN)	497.123.387	795.999.416	(298.876.029)
2	Dana Petroleum	1.458.707	1.791.403	(332.696)
3	Hansa Hydrocarbons Ltd	456.946	456.946	-
4	Nederlandse Aardolie Maatschappij BV (NAM)	1.373.669.224	2.002.753.676	(629.084.452)
5	Neptune Energy	29.095.380	12.025.612	17.069.768
6	NGT BV (Noordgastransport)	24.787.103	24.787.103	-
7	NOGAT BV (Northern Offshore Gas Transport)	10.594.105	10.594.105	-
8	Petrogas E&P Netherlands BV	1.414.785	1.414.785	-
9	Spirit Energy Nederland BV	(4.857.319)	(4.946.516)	89.197
10	TAQA Energy BV	3.846.429	5.529.129	(1.682.700)
11	Total	(10.979.313)	(21.698.171)	10.718.858
12	Tulip Oil	217.422	362.370	(144.948)
13	Vermilion Energy	11.217.145	4.872.250	6.344.895
14	Wintershall Noordzee BV (BASF)	(23.814.527)	(34.257.041)	10.442.514
15	ONE-Dyas	(86.068)	552.522	(638.590)
	Totaal	**1.914.143.406**	**2.800.237.589**	**(886.094.183)**

EUR

	Aanpassingen			Uiteindelijke bedragen		
	Bedrijf (d)	Overheid (e)	Verschil (d-e)	Bedrijf (f) (a+d)	Overheid (g) (b+e)	Verschil (f-g)
)	298.876.029	–	298.876.029	795.999.416	795.999.416	–
)	1.609.072	1.276.376	332.696	3.067.779	3.067.779	–
-	–	–	–	456.946	456.946	–
)	629.790.746	705.534	629.085.212	2.003.459.970	2.003.459.210	760
3	(1.177.281)	15.892.910	(17.070.191)	27.918.099	27.918.522	(423)
-	–	–	–	24.787.103	24.787.103	–
-	–	–	–	10.594.105	10.594.105	–
-	–	–	–	1.414.785	1.414.785	–
7	(89.197)	–	(89.197)	(4.946.516)	(4.946.516)	–
)	1.682.700	–	1.682.700	5.529.129	5.529.129	–
3	(10.718.858)	–	(10.718.858)	(21.698.171)	(21.698.171)	–
)	144.948	–	144.948	362.370	362.370	–
5	(5.948.650)	396.000	(6.344.650)	5.268.495	5.268.250	245
4	8.662	10.451.176	(10.442.514)	(23.805.865)	(23.805.865)	–
)	–	(638.570)	638.570	(86.068)	(86.068)	(20)
)	**914.178.171**	**28.083.426**	**886.094.745**	**2.828.321.577**	**2.828.321.015**	**562**

BIJLAGE 8

Bijlage 8 Reconciliatie kasstromen per inkomstenstroom

Nr.	Omschrijving van de betaling	Aanvankelijk ingeleverde formulieren		
		Bedrijf (a)	Overheid (b)	Verschil (a-b)
	Belastingdienst	**431.645.107**	**388.153.783**	**43.491.324**
1	Vennootschapsbelasting	466.281.865	450.436.334	15.845.531
2	Winstaandeel	(66.458.574)	(94.251.361)	27.792.787
3	Oppervlakterecht	24.069.802	24.267.643	(197.841)
4	Cijns	7.752.014	7.701.167	50.847
	EZK	**1.482.498.299**	**2.412.083.806**	**(929.585.507)**
5	Staatsaandeel	39.716.584	(17.508.212)	57.224.796
6	Aanvullende Betaling	(19.015.931)	–	(19.015.931)
7	Meeropbrengstregeling (MOR)	1.278.417.646	1.946.434.868	(668.017.222)
8	Dividenden	183.380.000	483.157.150	(299.777.150)
	Totaal	**1.914.143.406**	**2.800.237.589**	**(886.094.183)**

EUR

Aanpassingen			Uiteindelijke bedragen		
Bedrijf (d)	Overheid (e)	Verschil (d-e)	Bedrijf (f) (a+d)	Overheid (g) (b+e)	Verschil (f-g)
(15.407.336)	**28.083.426**	**(43.490.762)**	**416.237.771**	**416.237.209**	**562**
(14.852.670)	992.746	(15.845.416)	451.429.195	451.429.080	115
(753.109)	27.039.241	(27.792.350)	(67.211.683)	(67.212.120)	437
249.290	51.439	197.851	24.319.092	24.319.082	10
(50.847)	–	(50.847)	7.701.167	7.701.167	–
929.585.507	**–**	**929.585.507**	**2.412.083.806**	**2.412.083.806**	**–**
–	57.224.796	(57.224.796)	39.716.584	39.716.584	–
–	(19.015.931)	19.015.931	(19.015.931)	(19.015.931)	–
629.808.357	(38.208.865)	668.017.222	1.908.226.003	1.908.226.003	–
299.777.150	–	299.777.150	483.157.150	483.157.150	–
914.178.171	**28.083.426**	**886.094.745**	**2.828.321.577**	**2.828.321.015**	**562**