



Delfstoffen en aardwarmte in Nederland

50ste editie

DELFSTOFFEN EN AARDWARMTE IN NEDERLAND

Jaarverslag 2024

Een overzicht van opsporings- en winningsactiviteiten en ondergrondse opslag.

Inleiding

Het jaar 2025 markeert een bijzondere mijlpaal met de 50^{ste} editie van het jaarverslag 'Delfstoffen en aardwarmte in Nederland'. Het eerste jaarverslag werd in 1976 gepubliceerd, en sindsdien is er elk jaar een jaarverslag uitgebracht. In de beginjaren lag de focus voornamelijk op de exploratie en winning van koolwaterstoffen. Door de jaren heen is het jaarverslag geëvolueerd en omvat het nu alle mijnbouwactiviteiten, inclusief de winning van steenzout, aardwarmte en de opslag van stoffen in de Nederlandse ondergrond.

Door de veranderende geopolitieke situatie en ontwikkelingen in de energietransitie is de leveringszekerheid van gas en andere grondstoffen, ten opzichte van 50 jaar geleden, geen vanzelfsprekendheid meer. Er bestaat een grote vraag naar informatie over de Nederlandse ondergrond en hoe deze gebruikt kan worden voor de energietransitie, zoals de ontwikkeling van geothermie, energieopslag middels waterstof en emissie compensatie via CO₂ opslag¹. In de politiek weerklinkt dit geluid onder andere in de aangenomen motie over het bijhouden van exploratieboringen². Daarnaast komen onafhankelijke adviseurs zoals de Mijnraad met een dringend advies voor meer transparantie en publieke data³ over onze gasvoorziening. Tenslotte is dit jaar het Nederlandse Materialen Observatorium opgericht om de Nederlandse afhankelijkheid van andere landen voor de invoer van kritieke grondstoffen in kaart te brengen⁴. Dit illustreert meer dan ooit het belang van dit jaarverslag en de 50 jaar aan publieke informatievoorziening die door het ministerie wordt verzorgd.

Het Jaarverslag biedt een uitgebreid overzicht van de activiteiten en resultaten op het gebied van opsporing en winning van delfstoffen in Nederland. Daarnaast wordt de status en toekomst van de ondergrondse opslag van stoffen voor tijdelijke opslag (aardgas, aardolie en stikstof) en permanente opslag (zout water en CO₂) behandeld. Daarmee worden alle opsporings-, winnings- en opslagactiviteiten in Nederland op land en het Nederlandse deel op zee, die onder de Mijnbouwwet vallen, gezamenlijk gerapporteerd.

Het eerste deel van het jaarverslag gaat in op de ontwikkelingen in het jaar 2024. Het tweede deel van het jaarverslag geeft in een aantal overzichten de situatie per 1 januari 2025 en de ontwikkelingen gedurende de afgelopen decennia weer.

Het verslag is samengesteld door TNO – Adviesgroep Economische Zaken in opdracht van het Directoraat-Generaal Realisatie Groene Groei van het Ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG). Het jaarverslag bevat onder meer de gegevens die de Minister van KGG conform artikel 125 van de Mijnbouwwet aan de beide Kamers der Staten-Generaal moet verstrekken. De digitale versie is te vinden op www.nlog.nl.

Dit jaarverslag wordt samengesteld op basis van gegevens ontvangen van de uitvoerders van vergunningen onder de Mijnbouwwet. De olie en gas volumes worden conform artikel 11.3.1 van de Mijnbouwregeling uitgedrukt in Normaal kubieke meters voor gassen en Standaard kubieke meters voor vloeistoffen. In dit jaarverslag worden getallen afgerond weergegeven, wat kan resulteren in afrondingsverschillen in sommaties. Overname van gegevens uit dit jaarverslag is toegestaan mits met volledige bronvermelding. Aan dit verslag kunnen geen rechten worden ontleend.

¹ [The EU's 2030 carbon storage target - European Commission](#)

² [TNO 'Exploratieboringen als parameter om de investeringsbereidheid in gaswinning op de Noordzee te beoordelen' | Tweede Kamer der Staten-Generaal](#)

³ [Mijnraadadvies Gasleveringszekerheid Digitaal.pdf](#)

⁴ [Nederlands Materialen Observatorium - Nederlands Materialen Observatorium](#)

Inhoudsopgave

Inleiding	2
Kerngegevens	7
1. Aardgasvoorraad en toekomstig binnenlands aanbod	9
1.1 Inleiding	9
1.2 Aardgasvoorkomens	10
1.3 Voorraadraming	11
1.4 Verwachtingen productie van aardgas	14
1.5 Evaluatie gasvraag en aanbod	23
2. Aardolievoorraad	26
3. Productie van gas, olie en condensaat	29
3.1 Gasproductie op land in 2024	31
3.2 Gasproductie op zee in 2024	34
3.3 Aardolie- en condensaatproductie in 2024	38
4. Ondergrondse opslag	39
4.1 Inleiding	39
4.2 Vergunningen voor opslag in 2024	40
4.3 Ondergrondse opslag in 2024	45
5. Aardwarmte	46
5.1 Aardwarmteproductie in 2024	46
5.2 Aardwarmteproductie-installaties in 2024	48
5.3 Aardwarmteboringen in 2024	51
5.4 Aardwarmtevergunningen	52
6. Zout	53
6.1 Zoutproductie in 2024	53
6.2 Opslag in zout cavernes	54
6.3 Vergunningen voor zout	55
7. Steenkool	56
7.1 Winningsvergunningen voor Steenkool	56
7.2 Vergunningen voor steenkool	56
8. Vergunningen, wijzigingen in 2024, Land	58

8.1	Opsporingsvergunningen voor koolwaterstoffen	58
8.2	Winningsvergunningen voor koolwaterstoffen	58
8.3	Opslagvergunningen	60
8.4	Vergunningen voor wetenschappelijk onderzoek en het voeren van centraal beleid voor aardwarmte	60
8.5	Toewijzing zoekgebieden voor aardwarmte	60
8.6	Startvergunningen voor aardwarmte	62
8.7	Vervolgvergunningen voor aardwarmte	63
8.8	Winningsvergunningen voor steenzout	63
8.9	Winningsvergunningen voor steenkool	63
9.	Vergunningen, wijzigingen in 2024, Zee	65
9.1	Opsporingsvergunningen voor koolwaterstoffen	65
9.2	Winningsvergunningen voor koolwaterstoffen	66
9.3	Opsporingsvergunningen voor opslag	67
9.4	Opslagvergunningen	67
10.	Vergunningen, maatschappij- en naamswijzigingen, wijzigingen in 2024	69
10.1	Koolwaterstoffen	69
10.2	Opslag	72
10.3	Aardwarmte	72
10.4	Steenzout	72
10.5	Steenkool	72
11.	Seismisch onderzoek	73
12.	Olie- en gasboringen beëindigd in 2024	75
12.1	Koolwaterstoffen	75
12.2	Aardwarmte	76
12.3	Zout	77
	Overzichten	79
A.	Aardgas- en aardolievoorkomens	80
A.1.	Aardgasvoorkomens	80
A.2.	Aardolievoorkomens	94
B.	Aardgasproductie in miljoen Nm ³	96
C.	Aardgasreserves en cumulatieve productie in miljarden Nm ³	99
D.	Aardolieproductie in miljoen Sm ³	103
E.	Aardoliereserves en cumulatieve productie in miljoen Sm ³	106

F.	Aardgasbaten	110
G.	Vergunningen voor koolwaterstoffen	113
G.1.	Opsporingsvergunningen voor koolwaterstoffen, land	113
G.2.	Winningsvergunningen voor koolwaterstoffen, Land	113
G.3.	Opsporingsvergunningen voor koolwaterstoffen, Zee	115
G.4.	Winningsvergunningen voor koolwaterstoffen, Zee	115
G.5.	Overzichtskaart vergunningen koolwaterstoffen	121
H.	Opslagvergunningen	123
H.1.	Opslagvergunningen, Land	123
H.2.	Opsporingsvergunningen voor CO ₂ opslag, Zee	123
H.3.	Opslagvergunningen, Zee	123
I.	Vergunningen voor aardwarmte, Land	124
I.1.	Vergunningen voor onderzoek en centraal beleid voor aardwarmte	124
I.2.	Toewijzing zoekgebied voor aardwarmte	124
I.3.	Startvergunningen voor aardwarmte	127
I.4.	Vervolgvergunningen voor aardwarmte	128
I.5.	Overzichtskaart vergunningen aardwarmte	129
J.	Vergunningen voor steenzout	132
J.1.	Opsporingsvergunningen voor steenzout, Land	132
J.2.	Winningsvergunningen voor steenzout, Land	132
K.	Vergunningen voor steenkool	133
K.1.	Winningsvergunningen voor steenkool, Land	133
L.	Verdeling blokken, Zee	134
M.	Seismisch onderzoek	141
N.	Aantal koolwaterstofboringen vanaf 1946	144
N.1.	Aantal koolwaterstof boringen, Land	144
N.2.	Aantal koolwaterstofboringen, Zee	147
N.3.	Aantal boringen, Land en Zee vanaf 1946	149
O.	Aantal aardwarmte boringen vanaf 1987	151
P.	Aantal zoutboringen vanaf 1903	153
Q.	Instanties betrokken bij mijnbouw	156
R.	Toelichting op enkele begrippen	157
Bijlage 1.	Geologische tijdtabel	162
Bijlage 2.	Mijnrechtelijke kaart	163
Bijlage 3.	Petroleum Resource Management Systeem (PRMS)	164

Opgelet:

In dit jaarverslag worden de aardgashoeveelheden weergegeven in Normaal kubieke meters (Nm³).
"Normaal" heeft betrekking op de referentiecondities 0 °C en 101,325 kPa: 1 Nm³ = 0,9475 Sm³.

In enkele gevallen worden aardgashoeveelheden weergegeven in Groningen 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.

Volumes van aardolie en condensaat worden weergegeven in Standaard kubieke meters (Sm³). "Standaard" heeft betrekking op de referentiecondities 15 °C en 101,325 kPa.

Kerngegevens

Aardgas- en aardolievoorraad

De raming van de totale aangetoonde aardgasvoorraad per 1 januari 2025 bedraagt 70,9 miljard Nm³. Hiervan bevindt zich 30,2 miljard Nm³ aan reserves en voorwaardelijke voorraden in de kleine velden op land en 40,7 miljard Nm³ aan reserves en voorwaardelijke voorraden in de kleine velden op zee. Ten opzichte van 1 januari 2024 is de aardgasvoorraad afgenomen met 3,2 miljard Nm³ ten gevolge van de gasproductie (-8,5 miljard Nm³) en de herevaluatie van enkele velden (5,3 miljard Nm³).

De totale aangetoonde aardolievoorraad per 1 januari 2025 bedraagt 15,0 miljoen Sm³, waarvan 10,0 miljoen Sm³ aan reserves en voorwaardelijke voorraden in olievelden op land en 5,0 miljoen Sm³ aan reserves en voorwaardelijke voorraden in velden op zee.

Aardgaswinning

In 2024 bedroeg de aardgasproductie uit de Nederlandse gasvelden 8,5 miljard Nm³. De gasvelden op land produceerden 2,754 miljard Nm³. Van deze productie kwam 2,746 miljard Nm³ uit kleine velden en 0,008 miljard Nm³ uit het Groningen gasveld in verband met het waakvlamniveau net voor het definitief sluiten. De gasvelden op zee produceerden 5,7 miljard Nm³. De totale gasproductie in 2024 is daarmee 17,0 % lager dan in 2023. Zie Hoofdstuk 3 voor details.

Aardoliewinning

In 2024 werd in totaal 0,38 miljoen Sm³ aardolie gewonnen, 0,7 % minder dan in 2023. De velden op land produceerden 0,1224 miljoen Sm³, een toename van 4,8 % vergeleken met 2023. De productie op zee bedroeg 0,26 miljoen Sm³, een daling van 3,1 %. Zie Hoofdstuk 3 voor details.

Opslag

In 2024 zijn er twee nieuwe aanvragen voor vergunningen voor tijdelijke opslag van waterstof op land en permanente opslag van CO₂ op zee in behandeling genomen. Daarnaast zijn er twee opsporingsvergunningen vergeven voor opslagcomplexen voor CO₂ in aquifers op zee.

Aardwarmte productie

In 2024 was de cumulatieve gerapporteerde aardwarmteproductie 7,491 PJ. Dit is 0,695 PJ (+ 10%) meer dan in 2023. Vanaf 2008 is er cumulatief 54,876 PJ aan aardwarmte geproduceerd. Het totaal aan aardwarmteproductie-installaties (exclusief Mijwater Energiecentrale Heerlen) bedraagt nu 33, waarvan er 23 operationeel waren. Zie Hoofdstuk 5 voor details.

Zout productie

Op 1 januari 2025 waren er 16 winningsvergunningen en waren er geen opsporingsvergunningen van kracht. Er loopt één aanvraag voor een winningsvergunning uit een eerder jaar. De productie van steenzout in 2024 bedroeg 5,768 miljoen ton. Zie Hoofdstuk 6 voor details.

Steenkool

In 2024 hebben zich geen ontwikkelingen voorgedaan m.b.t. steenkoolwinning. Het aantal winningsvergunningen dat van kracht is bedraagt vijf. Zie Hoofdstuk 7 voor details.

Vergunningen koolwaterstoffen, Land

In 2024 waren op land 3 opsporingsvergunningaanvragen en 1 winningsvergunningaanvragen uit eerdere jaren in behandeling. Twee opsporingsvergunningen op land zijn vervallen of er is afstand van gedaan. Er is één opsporingsvergunning verlengd. Op land zijn geen nieuwe opsporings- of winningsvergunningen verleend. Zie Hoofdstuk 8 voor details.

Vergunningen koolwaterstoffen, Zee

In 2024 waren er 4 vergunningsaanvragen in behandeling, waarvan 1 opsporingsvergunningaanvraag en 3 winningsvergunningaanvragen. In 2024 zijn 3 opsporingsvergunningen verleend. 8 vergunningen zijn verlengd, waarvan 1 opsporingsvergunning en 7 winningsvergunningen. In totaal zijn 6 winningsvergunningen in omvang beperkt. Tenslotte zijn 2 opsporingsvergunningen en 4 winningsvergunningen vervallen/of is er afstand van gedaan. Zie Hoofdstukken 9 voor details.

Vergunningen aardwarmte

Op 1 januari 2025 was 1 aanvraag voor een vergunning voor wetenschappelijk onderzoek en het voeren van centraal beleid voor aardwarmte in behandeling. In 2024 zijn 3 van deze vergunningen verleend en is er 1 ingetrokken.

In 2024 zijn 3 toewijzing zoekgebieden voor aardwarmte verleend en zijn er 12 verlengd. Daarnaast zijn 12 toewijzing zoekgebieden vervallen of ingetrokken. Zes startvergunningen voor aardwarmte zijn verlengd in 2024. In totaal zijn op 1 januari 2025 5 startvergunningen voor aardwarmte in aanvraag en 18 van kracht.

In 2024 zijn er 4 vervolvergunningen voor aardwarmte aangevraagd en zijn 18 vervolvergunningen voor aardwarmte van kracht. Zie hoofdstuk 8 voor details.

Boringen

In totaal zijn in 2024 7 boringen naar gas verricht, allen ontwikkelingsboringen op zee. 6 van de 7 ontwikkelingsboringen hebben gas aangetroffen en één ontwikkelingsboring is tijdelijke gestaakt.

In 2024 zijn daarnaast 10 aardwarmteboringen gezet, waarvan 4 exploratie- en 6 evaluatieboringen. Dat zijn in totaal 3 boringen minder dan in 2023. In 2024 zijn geen zoutboringen gezet. Zie Hoofdstuk 12 voor details.

1.

Aardgasvoorraad en toekomstig binnenlands aanbod

1.1 Inleiding

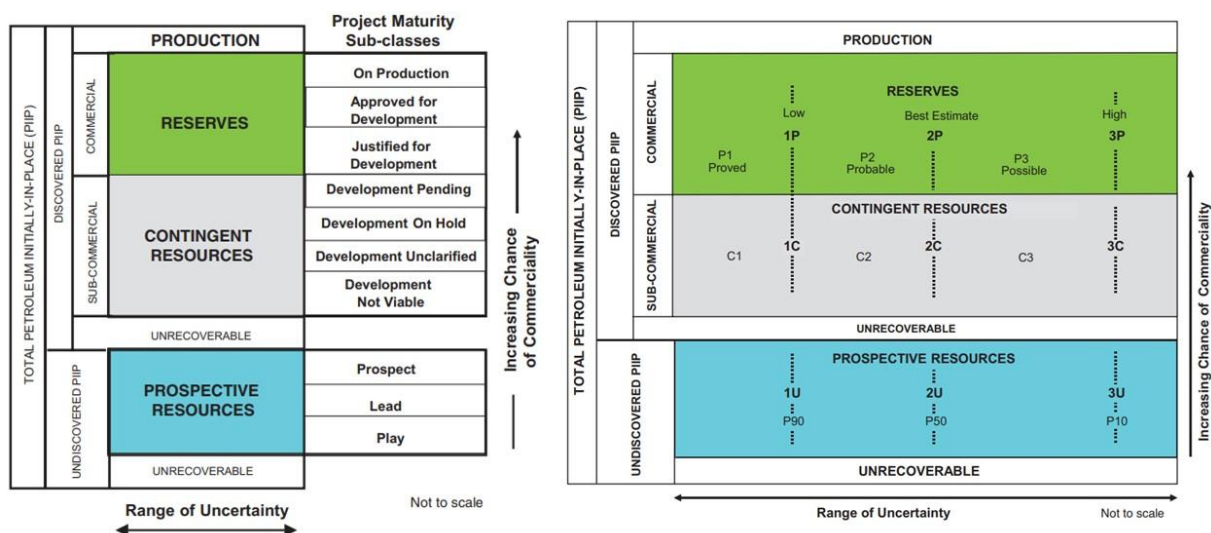
Dit hoofdstuk rapporteert over de aardgasvoorraad in Nederland en het Nederlandse deel van de Noordzee. Het behandelt eerst de raming van de omvang van de aardgasvoorraad per 1 januari 2025 en de veranderingen ten opzichte van vorig jaar. Vervolgens wordt ingegaan op de verwachting van de jaarlijkse Nederlandse aardgasproductie voor de komende 25 jaar.

Gegevens

Op basis van artikel 113 in het Mijnbouwbesluit verstrekt de uitvoerder (operator) jaarlijks, per voorkomen een overzicht van de resterende voorraad en de te verwachten jaarlijkse productie. Deze gegevens vormen het uitgangspunt bij het vaststellen van de aardgasvoorraad en van de prognose van het binnenlandse aanbod. De gegevens over de aardgasvoorraad worden conform het Petroleum Resource Management Systeem (hierna: PRMS) versie 2018 aangeleverd, wat een uniforme classificatie van de voorraad mogelijk maakt (zie Bijlage 3 voor nadere toelichting).

De gasvoorraad wordt langs de verticale as van de PRMS verdeeld in drie hoofdklassen: reserves, voorwaardelijke voorraad (contingent resources) en prospectieve voorraad (prospective resources) (Zie figuur 1.1). Elke hoofdklasse is op haar beurt onderverdeeld in subklassen. Dit jaarverslag rapporteert de reserves in termen van hoofdklassen. Van de voorwaardelijke voorraad wordt enkel de subklasse 'in afwachting van commerciële ontwikkeling' (Development Pending) gerapporteerd. De overige drie subklassen 'development 'on hold', 'unclarified' en 'not viable' worden niet verder beschreven wegens een te grote onzekerheid in de maturatie. Alleen de subklasse 'prospect' (nog te ontdekken voorkomens) in de prospectieve voorraad wordt gerapporteerd.

Aangezien de olie- en gasvoorraad zich fysiek op grote diepte onder de grond bevindt zijn de ramingen gebaseerd op de evaluatie van ondergrondgegevens die hun aanwezigheid moeten aantonen. Alle voorraadramingen dragen daarom een bepaalde onzekerheid in zich. De PRMS voorraadclassificatie houdt rekening met deze onzekerheid. Deze onzekerheid wordt aangegeven langs de horizontale as. De hoofdklasse reserves en de subklassen 'development pending' en 'prospect' worden in dit verslag geraamd met hun middenwaarden (zijnde 2P, 2C en 2U) (Zie figuur 1.1).



Figuur 1.1 Schematische weergave van de PRMS-classificatie (zie ook bijlage 3).

1.2 Aardgasvoorkomens

Per 1 januari 2025 heeft Nederland 507 ontdekte aardgasvoorkomens (zie Tabel 1.1). Bijna de helft hiervan (201) is momenteel in productie, dit zijn er 9 minder dan vorig jaar. Daarnaast is een viertal gasvelden operationeel als gasopslagfaciliteit (plus nog één gasopslag in één caverne cluster). Een totaal van 114 voorkomens is niet ontwikkeld. De verwachting is dat 25 hiervan binnen vijf jaar in productie zullen worden genomen, van de overige 89 voorkomens is het onzeker of deze zullen worden ontwikkeld. Voor 187 voorkomens geldt dat deze in het verleden aardgas hebben geproduceerd, maar dat de productie (tijdelijk) is gestaakt. Een complete lijst van alle voorkomens gegroepeerd naar status en met vermelding van uitvoerder en vergunning is opgenomen in Overzicht A.1.

Tabel 1.1 Aantal aangetoonde aardgasvoorkomens, geclassificeerd naar status per 1 januari 2025.

Status aardgasvoorkomens	Op land	Op zee	Totaal
I. Ontwikkeld			
a. In productie	83	118	201
b. Aardgasopslag*	5	0	5
II. Niet ontwikkeld			
a. Ontwikkeling verwacht binnen 5 jaar	6	19	25
b. Ontwikkeling niet verwacht binnen 5 jaar	36	53	89
III. Productie gestaakt			
a. Tijdelijk gestaakt	16	11	27
b. Gestaakt	66	94	160
Totaal	212	295	507

* Inclusief aardgasopslag in één caverne cluster.

1.3 Voorraadraming

Ontdekte gasvoorraad

Per 1 januari 2025 bedraagt de totale ontdekte gasvoorraad in ontwikkelde en niet ontwikkelde voorkomens samen 70,9 miljard Nm³ (Tabel 1.2).

Reserves en voorwaardelijke voorraad

De reserves van 58,9 miljard Nm³ zijn alleen nog aanwezig in de kleine velden. Sinds 1 januari 2024 zijn er geen voorraden gerapporteerd meer in het Groningenveld. Op zee bevindt zich 63% van deze reserves. De voorwaardelijke voorraad, in afwachting van commerciële ontwikkeling, bedraagt 11,9 miljard Nm³. Op land bevindt zich 8,5 miljard Nm³ en 3,4 miljard Nm³ op zee. Van de voorwaardelijke voorraad is 71% op land aanwezig (Tabel 1.2).

Tabel 1.2 Nederlandse aardgasvoorraad per 1 januari 2025 in miljard Nm³.

Gebied	Reserves	Voorwaardelijke voorraad (In afwachting van productie)	Totaal
Groningen	-	-	-
Op land	21,7	8,5	30,2
Op zee	37,3	3,4	40,7
Totaal	58,9	11,9	70,9

Om te kunnen rekenen met volumes aardgas van verschillende kwaliteit worden deze op basis van verbrandingswaarde omgerekend naar een volume in Groningen aardgasequivalenten (Geq) (Tabel 1.3). Het Groningen aardgasequivalent wordt berekend ten opzichte van de oorspronkelijke verbrandingswaarde van Groningengas (zijnde 35,17 MJ/Nm³).

Tabel 1.3 Nederlandse aardgasvoorraad per 1 januari 2025 in miljard m³ Geq.

Voorkomens	Reserves	Voorwaardelijke voorraad (In afwachting van productie)	Totaal
Groningen	-	-	-
Op land	22,9	9,2	32,1
Op zee	41,6	4,1	45,7
Totaal	64,5	13,3	77,8

Bijstelling in de aardgasvoorraad ten opzichte van 1 januari 2024

Tabel 1.4 toont de totale bijstelling in de Nederlandse aardgasvoorraad ten gevolge van:

- Herevaluatie van eerder aangetoonde en nieuwe voorkomens.
- Productie gedurende vorig jaar.

Het netto resultaat is een afname van de voorraad met 3,2 miljard Nm³ ten opzichte van 1 januari 2024. De productie in het jaar 2024 wordt nader toegelicht in Hoofdstuk 3.

Tabel 1.4 Bijstelling in de aardgasvoorraad (totaal van de reserves en voorwaardelijke voorraad) t.o.v. 1 januari 2024, in miljard Nm³.

Gebied	Aardgasvoorraad per 1 januari 2024	Herevaluatie	Productie	Bijstelling*	Aardgasvoorraad per 1 januari 2025
Groningen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Op land	31,5	1,4	-2,7	-1,3	30,2
Op zee	42,6	3,8	-5,7	-1,9	40,7
Totaal	74,1	5,3	-8,5	-3,2	70,9

* De bijstelling is de som van de herevaluatie en de productie.

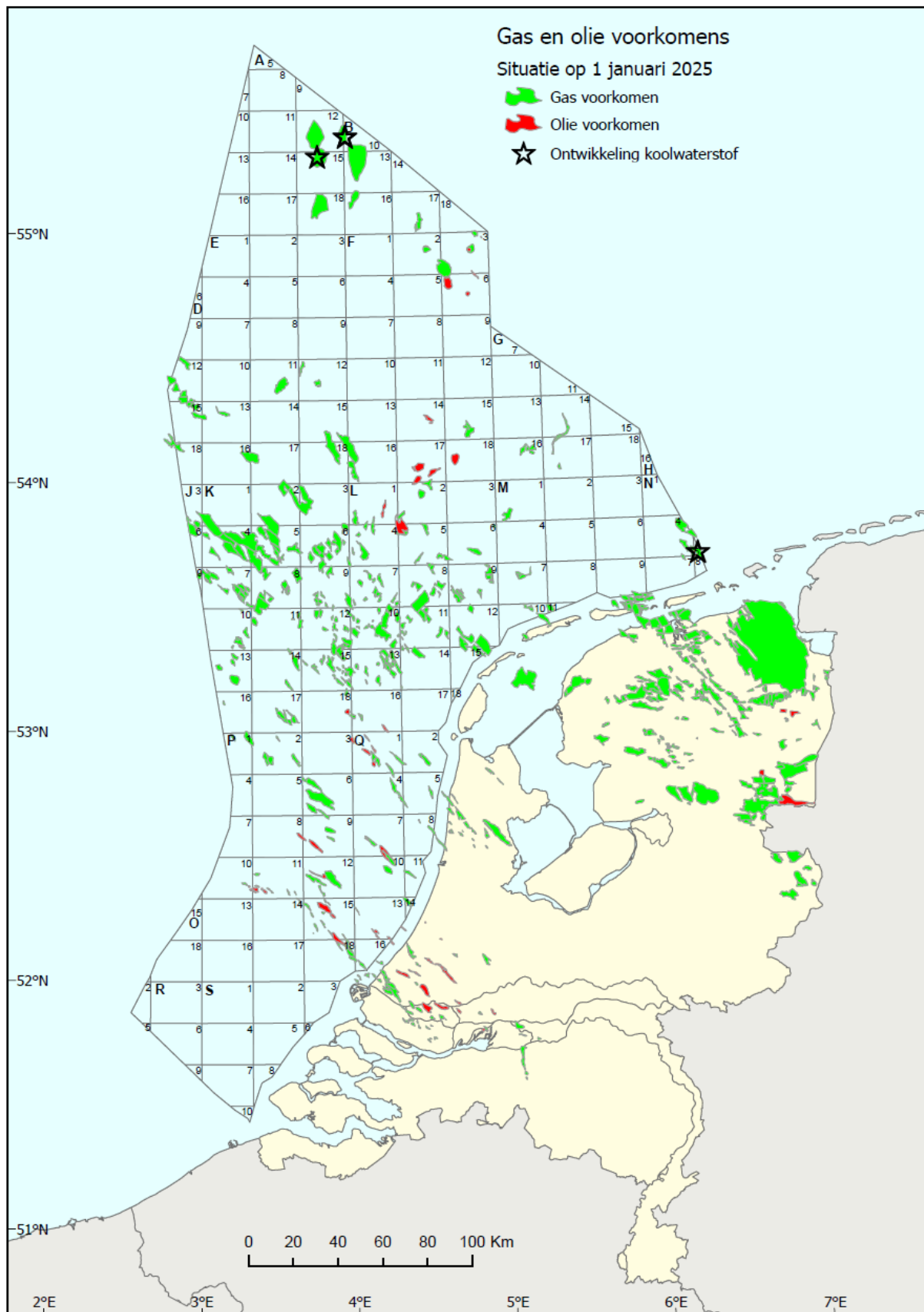
Herevaluatie

Periodiek worden de gasvelden door de uitvoerders geëvalueerd op technische en economische basis. Nieuwe ontwikkelingen of inzichten kunnen leiden tot aanpassing van de voorraadraming. De bijstelling van de gasvoorraad wordt gebaseerd op o.a. commerciële afwegingen, het productiegedrag en het uitvoeren van technische aanpassingen. Deze aanpassingen hebben onder meer betrekking op het boren van nieuwe putten en de toepassing van technieken ter verlenging van de productieduur. Door herevaluatie van zowel producerende en niet producerende gasvelden zijn de voorraadramingen in 2024 bijgesteld met 5,3 miljard Nm³, een groot deel van de bijstelling betreft gasvelden op zee. Een overzicht van de bijstelling in de aardgasvoorraad wordt weergegeven in Tabel 1.4.

In 2024 is geen nieuw aardgasvoorkomen ontdekt (Tabel 1.5).

Tabel 1.5 Aardgasvoorkomens ontdekt in 2024.

Voorkomen	Ontdekkingsboring	Vergunningsgebied [Type]	Operator
-	-	-	-



Figuur 1.2 Overzichtskaart olie- en gasvoorkomens in Nederland per 1 januari 2025. Alle gasboringen inclusief ontwikkelingsboringen zijn aangegeven met een ster.

1.4 Verwachtingen productie van aardgas

Beleid

De afgelopen jaren is de binnenlandse gasproductie afgenomen. Het beleid van de Nederlandse overheid is gericht op met name het vertragen van de daling van de gasproductie op de Noordzee aangezien gas uit Nederland bijdraagt aan meer energieonafhankelijkheid door de import uit het buitenland te verminderen, het heeft bovendien een lagere koolstofdioxide-voetafdruk dan geïmporteerd gas. Voor het gas uit de Noordzee geldt dat het minder impact heeft op de samenleving dan de gaswinning op land. Op zee spelen echter ook andere belangen die in ogenschouw moeten worden genomen, zoals natuur, scheepvaart, windenergie en visserij. Ook moet rekening gehouden worden met de tijdsdruk die het afbouwen of ombouwen van de infrastructuur veroorzaakt. Door de beëindiging van de productie uit een steeds groter aantal gasvelden wordt de bestaande infrastructuur gaandeweg verlaten en opgeruimd of mogelijk hergebruikt voor transport van CO₂ naar ondergrondse opslag in lege gasvelden. Daarnaast wordt gezinspeeld op toekomstige ontwikkelingen in de richting van productie van waterstof bij windparken (door middel van elektrolyzers) en de transport en grootschalige opslag ondergronds hiervan. Het eventueel ontbreken van een gasinfrastructuur maakt het aansluiten van nieuwe gasprojecten moeilijker en mogelijk economisch (veel) minder aantrekkelijk doordat de kosten van de infrastructuur met steeds minder velden kunnen worden gedeeld.

Om het investeringsklimaat voor gasontwikkeling op de Noordzee financieel aantrekkelijker te maken is de belastingaftrek van investeringen in 2020 tot 40% verruimd. Dit geldt voor alle investeringen in gas exploratie- en productieactiviteiten. In 2022 is de noodzaak van gasproductie uit Nederland extra benadrukt in het versnellingsplan⁵. Hierin is beleid aangekondigd om de daling van de gaswinning uit kleine velden zoveel mogelijk te vertragen. Tegelijkertijd is er in 2022 een tijdelijke verhoging van de belasting op de (over)winsten uit de gasproductie ingesteld in verband met de op dat moment zeer hoge gasprijs en de dekking voor mitigerende maatregelen voor kleinverbruikers. De overheid heeft inmiddels (23 april 2025) met de sector een akkoord gesloten om zodoende te werken aan een stabiel investeringsklimaat en voorspelbaar beleid⁶. Op lange termijn wordt in de vergunningsduur rekening gehouden met de afbouw richting de klimaat neutrale doelstelling van 2050.

De volgende paragrafen behandelen achtereenvolgens de gaswinning uit het Groningenveld en de productie uit de andere (kleine) gasvelden, onderverdeeld in land en zee. Deze indeling komt voort uit de specifieke dynamiek die deze gebieden kenmerkt. Tenslotte worden de verwachte ontwikkelingen in het aanbod van Nederlands aardgas (binnenlandse productie) voor de komende 25 jaar beschreven (2025 t/m 2049). De plannen voor het afbouwen van de gaswinning uit het Groningenveld zijn gebaseerd op het kabinetsvoornemen van 29 maart 2018 (brief aan de Tweede Kamer, DGETM-EI / 18057375). Het besluit van het definitief beëindigen van de gaswinning uit het Groningenveld is uit 2023⁷. De rapportage over de kleine velden is grotendeels samengesteld uit gegevens afkomstig van gasproducenten. De peildatum voor de rapportage is 1 januari 2025.

5 Versnellingsplan | <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2022/07/15/versnellingsplan-gaswinning-noordzee>

6 Sectorakkoord Gaswinning in de Energietransitie | Rapport | Rijksoverheid.nl

7 Vaststellingsbesluit - Gaswinning Groningen - Vaststellingsbesluit 2023-2024

Groningenveld

Omdat de gevolgen van de gaswinning in Groningen maatschappelijk niet langer aanvaardbaar waren, heeft het kabinet in 2018 besloten de gaswinning zo snel mogelijk geheel af te bouwen. Op die manier wordt de oorzaak van het aardbevingsrisico geminimaliseerd. Hiertoe is de Mijnbouwwet gewijzigd, waardoor uit het Groningenveld niet meer gas gewonnen wordt dan nodig is voor de leveringszekerheid. Door o.a. de afbouw van de vraag naar aardgas, die deels het gevolg is van structurele energiebesparende aanpassingen landelijk naar aanleiding van de hoge gasprijzen en klimaatbeleid, maar ook door de uitgebreide ombouwprogramma's in Duitsland, Frankrijk en België van laag- naar hoogcalorisch gas. Daarnaast is de bouw van de stikstofinstallatie in Zuidbroek afgerond en de gasopslag Grijskerk is succesvol omgebouwd van een opslag voor hoogcalorisch gas naar een opslag voor laagcalorisch gas. Mede door deze maatregelen neemt de benodigde hoeveelheid gas uit het Groningenveld elk jaar langzaam af. Sinds 2019 wordt jaarlijks de hoogte van de gaswinning met een vaststellingsbesluit bepaald.

Vanaf het gasjaar 2023-2024 (lopend van 1 oktober tot en met 30 september) is de inzet van het Groningenveld nog slechts beschikbaar geweest als back-up in uitzonderlijke situaties van gastekort. Alleen bij hoge uitzondering (een gemiddelde effectieve etmaaltemperatuur van -6,5 graden Celsius of lager binnen een tijdshorizon van drie dagen) is de productie nog naar het waakvlamniveau worden gebracht. Dit zodat snel gereageerd kon worden mocht in die omstandigheden een groot productiemiddel zoals gasopslag Norg uitvallen. Van dit laatste is geen sprake geweest. Wel is in januari 2024 sprake geweest van gemiddelde effectieve etmaaltemperatuur van lager dan -6,5 graden Celsius en daarom heeft een tweetal productielocaties gedurende ongeveer twee dagen op waakvlamniveau geproduceerd. Op 19 april 2024 is het wetsvoorstel voor het beëindigen van de gaswinning uit het Groningenveld' in werking getreden en daarmee is het Groningengasveld definitief gesloten.

Er blijft een kleine 500 miljard Nm³ achter aan winbaar gas in het Groningen gasveld.

De kleine velden

Alle Nederlandse gasvelden behalve het Groningenveld worden geteld als kleine velden, het Groningenveld is circa 40 keer groter dan het op één na grootste Nederlandse gasveld.

Voorraden in de Gasopslagfaciliteiten

De gasvoorraden in de opslagfaciliteiten worden niet meegerekend in het productieprofiel van de kleine gasvelden, maar worden wel meegenomen in de reserves en voorwaardelijke voorraden (Tabel 1.2 & 1.3). Het zogeheten kussengas, dat nodig is om de druk in de opslag op peil te houden, kan technisch gezien nog worden gewonnen zodra de opslagactiviteiten stoppen.

Technische en economische onderverdeling

Op grond van artikel 113 van het Mijnbouwbesluit verzamelt TNO de verwachte jaarlijks gasproductieprognoses aangeleverd door de operators. De aanlevering gebeurt conform het Petroleum Resource Management Systeem (PRMS). De PRMS onderverdeelt de voorraad per project in drie hoofdklassen; reserves, voorwaardelijke voorraden en prospectieve voorraden. De som van de productieprognoses wordt beschouwd als de totale voorraad. Bij de genoemde getallen wordt uitgegaan van de verwachte technische middenwaarden:

- a. Reserves; het deel waarvan de productie gaande is of waar het (investerings)besluit om de productie te starten is genomen.
- b. Voorwaardelijke voorraden (contingent resources subclass development pending): het minder zekere deel van de voorraden in aangetoonde voorkomens. Hier moet meer zekerheid komen omtrent de technische, economische en/of juridische (licentie) voorwaarden voordat er zal worden geïnvesteed in de gasproductie. Voorwaardelijke voorraden waarvan volgens PRMS de ontwikkeling nog onzeker, gestaakt of momenteel niet levensvatbaar (unviable) worden geacht, worden vanwege de grote onzekerheid of zij ooit in productie zullen komen, niet in de profilering opgenomen.
- c. Prospectieve voorraden: voorraad die nog niet is aangetoond maar waarvan op basis van technische gegevens wordt vermoed dat zij aanwezig zijn en economisch winbaar worden geacht. Daadwerkelijke productie kan pas worden gestart als met een exploratieboring de aanwezigheid van het gas is bevestigd en vervolgens is gebleken dat een technisch economische winning mogelijk is. Op basis van de aangeleverde totale prospectieve gasvoorraden genereert TNO verschillende exploitatiescenario's (zie tabel 1.6).

Scenario's gasproductie komende 25 jaar

De Nederlandse gasproductie uit de kleine velden neemt sinds 2005 af door leeg produceren van de bestaande velden (door natuurlijke drukverlaging in het reservoir stroomt de laatste rest minder snel) en beperkte aanvulling met nieuwe vondsten. Sinds productie uit het Groningen veld afgebouwd werd en door de afname van de import van Russisch gas in 2022 is maximalisatie van gasproductie uit kleine velden in belang toegenomen. Om de productie op de Noordzee te stimuleren is in april 2025 een sectorakkoord met enkele voorgenomen beleid- en samenwerkingsmogelijkheden getekend. De invloed van bezwaarprocedures maken de prognose van de binnenlandse gasproductie hoogst onzeker. Daarom heeft TNO drie mogelijk scenario's gegenereerd voor de productieprognoses: een hoog scenario, midden scenario en een laag scenario (Figuur 1.3). De scenario's zijn vergelijkbaar met voorgaande jaren, met het verschil dat nu het gehoopte effect van het sector akkoord er in verwerkt is. Vooral in het hoog scenario zijn de exploratie boringen daarom ruim verhoogd. De historisch dalende trend is echter nog steeds te zien met de scenario laag. In de uitwerking van de verwachte gasproductie, gebaseerd op deze scenario's, laten de figuren de uitkomsten van het midden scenario zien.

Beschrijving scenarios

Laag scenario

Het laag scenario neemt aan dat er netto nauwelijks nieuwe reserves worden toegevoegd aan de voorraad in Nederland. Er wordt in dit scenario uitgegaan van 1 exploratieboring per jaar voor zowel land als zee tot en met 2035. Per 2036 worden er geen exploratieboringen meer geplaatst voor land en zee. Netto komt dit neer op het leeg produceren van de reserves met een zeer kleine vervanging door exploratie.

Midden scenario

Het midden scenario bestaat uit productieprognoses waarbij gedurende een korte periode een beperkte opleving investeringen in gasproductie plaatsvindt. Daarnaast wordt de voorwaardelijke voorraad klasse "in afwachting van productie" meegenomen, deze hebben een redelijke kans daadwerkelijk tot productie te komen. Voor de prospectieve voorraad wordt daarbij uitgegaan van een booractiviteit die representatief is voor de afgelopen 10 jaar. Dit uit zich in 1 exploratieboring per jaar op land tot en met 2035. Op zee is de verwachting dat er 3 boringen per jaar geplaatst worden, met een lineaire afloop naar 0 boringen per 2036.

Hoog scenario

Het hoog scenario gaat uit van een sterke stimulerende werking van nieuwe beleidsmaatregelen en/of meer aantrekkelijke omstandigheden voor de uitvoerders om gasprojecten te ontwikkelen (d.w.z. naast de projecten waarover een redelijke zekerheid bestaat, worden ook de hoog-risicoprojecten uitgevoerd. Wat betreft de prospectieve voorraad vindt er een opleving plaats in het aantal exploratieboringen naar nieuwe gasvelden op de Noordzee, gemiddeld 4 per jaar tot 2036. Ook op land gaat TNO uit van aantrekkelijke omstandigheden waardoor er een opleving van exploratieboringen op land zal zijn, met een gemiddelde van 2 boringen per jaar tot aan 2036.

Kansen scenario's

Afgelopen jaren heeft er structurele daling plaatsgevonden in zowel productie, aantal (geplande) boringen en de voorraden. Zonder verandering van huidige regelgevingen en ontwikkelingen voorziet TNO dat deze trend in de toekomst niet veel zal veranderen. Met het sector akkoord voor zee is er een ambitie uitgesproken om de exploratie inspanning te verhogen. Een sterke opleving is verwerkt in hoog scenario. Momenteel is het aantal exploratieplannen iets verhoogd ten opzichte van vorig jaar, echter de daadwerkelijke resultaten van het sector akkoord zullen hoogst onzeker blijven.

Het midden scenario, met een beperkt investeringsniveau, en het laag scenario, waar er nauwelijks nog wordt geïnvesteerd, acht TNO op dit moment beide als waarschijnlijk.

Tabel 1.6 Beschrijving van de gehanteerde scenario's.

Scenario	Reserves	Voorwaardelijke voorraden	Prospectieve voorraad
LAAG		Geen nieuwe projecten	1 exploratieboring op zee, 0 in 2036 1 exploratieboring op land, 0 in 2036
MIDDEN		Productie van voorwaardelijke voorraden, subcategorie "in afwachting van productie"	3 exploratieboringen op zee (gem 2 boringen) 1 exploratieboring op land Beide aflopend naar 0 in 2036
HOOG	Productie van gehele reserve categorie in bestaande velden, conform opgave mijnbouwmaatschappijen.	Productie van voorwaardelijke voorraden, subcategorie "in afwachting van ontwikkeling" Inclusief een deel van de projecten die momenteel als minder aantrekkelijk worden ingeschat door de mijnbouwmaatschappijen. Dit betreft dus alleen voorwaardelijke voorraden in de subcategorie "Development on hold" en "Development unclarified". Met de prognoses wordt ook rekening gehouden met een levertijd voordat productie daadwerkelijk kan starten.	Gemiddeld 4 exploratieboringen op zee (max 7 in 2029) Gemiddeld 2 exploratieboringen op land (max 4 in 2031) Beiden 0 in 2036

NB: Door de keuze voor de scenario's zijn de cumulatieve reserves en voorwaardelijke voorraden, zoals gepresenteerd in Hoofdstuk 1.1-1.3 niet geheel overeenkomstig met de profielen.

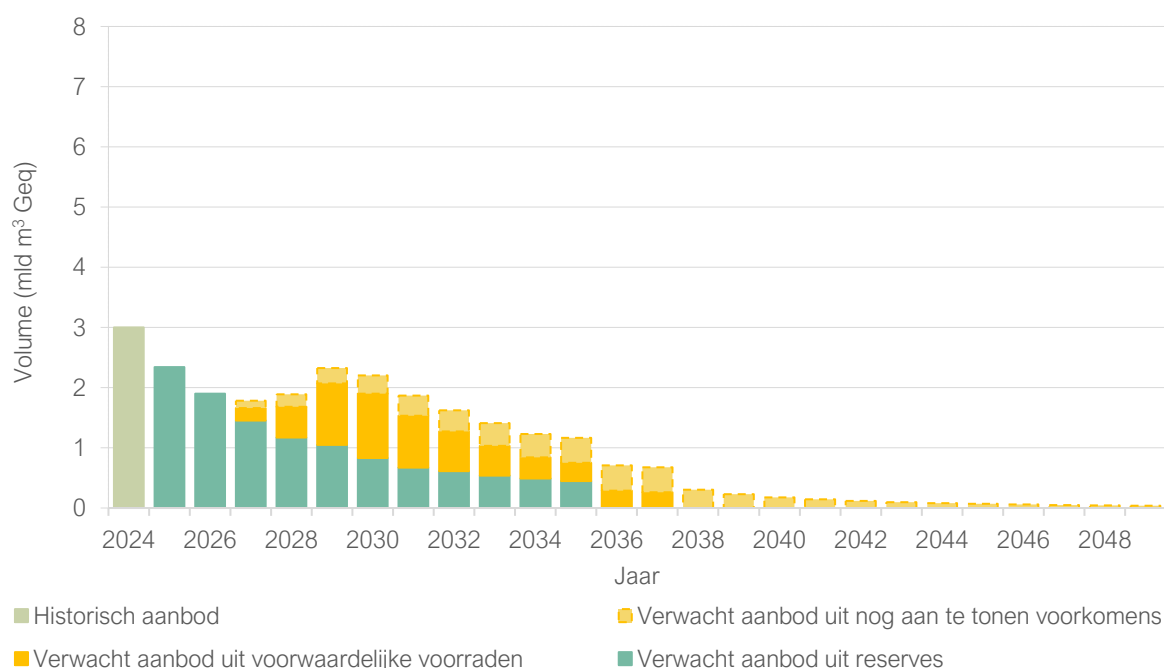


Figuur 1.3 Verwachte exploratie boorinspanning per scenario vanaf 2025. Scenario Hoog – Zee is representatief voor een sterk stimulerende invloed van het sector akkoord Gaswinning op de Noordzee. De Scenario's Laag voor Zee en Midden voor Land staan gelijk aan Scenario Laag voor Land.

Verwachte gasproductie uit de kleine velden op land op basis van het Midden Scenario

In 2025 is de verwachte productie uit de reserves uit de kleine velden op land (groen in Figuur 1.4) nog 2,3 miljard m³ Geq. De productie van de huidige reserves uit de kleine velden op land, 11,5 miljard m³ Geq, zal in 2036 zijn gerealiseerd. Gaandeweg komen naar verwachting ook de huidige voorwaardelijke voorraden in productie, dit compenseert de afname in de productie uit de reserves enige tijd. Het totaal-profiel laat aanvankelijk een opleving zien met een productie net boven de 2 miljard m³ Geq per jaar. Na een aanvankelijk groeiende bijdrage van de productie uit de voorwaardelijke voorraden neemt ook deze vanaf 2031 af waardoor de totale productie geleidelijk daalt tot rond 1 miljard m³ Geq in 2035. Uiteindelijk wordt verwacht nog 6 miljard m³ Geq te produceren uit de voorwaardelijke voorraden.

Gezien de onzekerheid omtrent meerdere invloed factoren, verderop in dit hoofdstuk besproken, is het met name op land de vraag of de prospectieve voorraden ook daadwerkelijk aangeboord zullen worden. Op basis van scenario Midden (zie Tabel 1.6) is de verwachting dat gemiddeld 1 exploratieboring per jaar plaats vindt tot 2036. Op basis van dit Midden scenario kan een totale productie van 5 miljard m³ Geq nog uit niet aangetoonde voorkomens gerealiseerd worden. Dit is cumulatief aanzienlijk meer dan de inschatting van prognose uit voorgaande jaren en valt te verklaren door de verlenging van de boorinspanning op land van 2029 naar 2036. Echter de productie per jaar blijft vergelijkbaar. Op termijn zijn de verwachtingen voor de nog niet aangetoonde voorkomens zeer onzeker, op basis van dit scenario blijft naar schatting 36 miljard m³ Geq van het exploratiepotentieel onbenut.

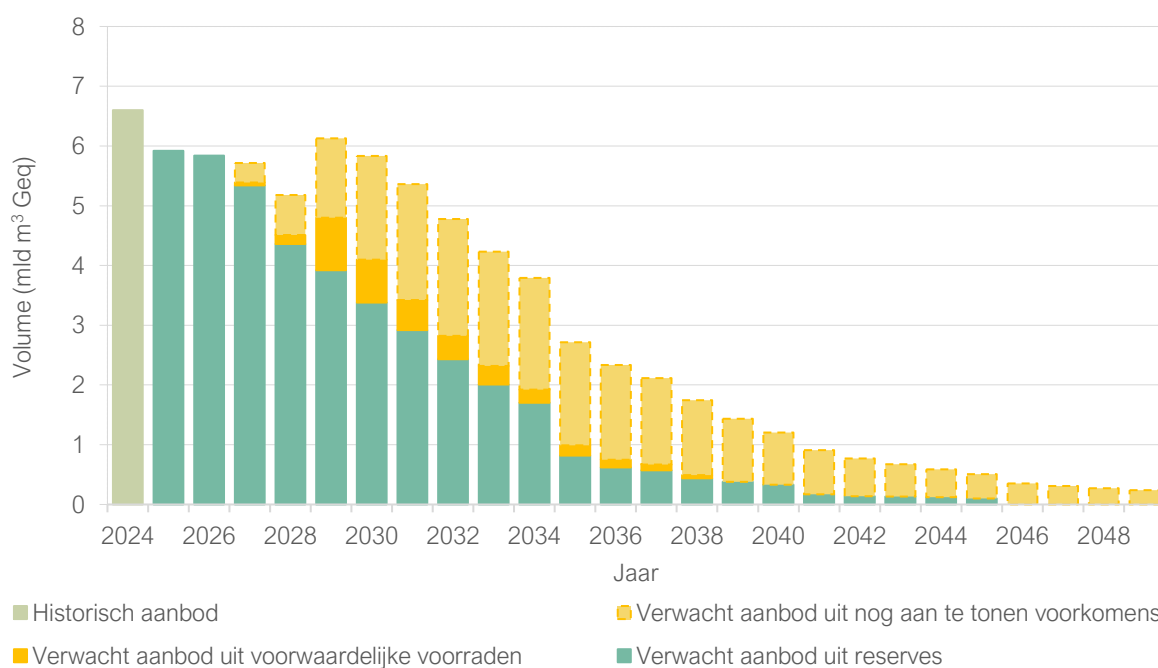


Figuur 1.4 Gerealiseerd (2024) en verwachte (2025 – 2049) productie van aardgas uit de kleine velden op land. De waarden onderliggend aan dit profiel worden in Overzicht B en C gegeven. NB; in dit figuur is alleen het Midden Scenario weergegeven.

Verwachte gasproductie uit kleine velden op zee op basis van het Midden Scenario

De jaarproductie uit de reserves van de producerende kleine velden op zee (groen in Figuur 1.4) wordt voor 2025 geraamd op 5,9 miljard m³ Geq, waarna deze door de mogelijke opleving door het sector akkoord geleidelijk afneemt tot rond de 2,3 miljard m³ Geq in 2036. In totaal wordt er verwacht dat er nog 41,6 miljard m³ Geq aan reserves resteren. De voorwaardelijke voorraad komt later in productie (geel). Ondanks een opleving vanaf 2029, compenseert de productie uit de voorraad de daling van de totale productie uit de reserves zeer beperkt. In totaal bedraagt de voorwaardelijke voorraad 3,6 miljard m³ Geq.

Figuur 1.5 laat zien dat vanaf 2035 de gasproductie op zee voor meer dan de helft uit gasvelden die nu nog niet zijn aangetoond zal komen. In totaal is er, in nog niet aangetoonde voorkomens, een potentieel aan voorraden die economisch aantrekkelijk zouden zijn van 75 miljard m³ Geq. Op basis van het midden scenario zou hiervan in de komende 25 jaar een totale productie van 23,6 miljard m³ Geq kunnen worden gerealiseerd. Dit is, ten opzichte van vorig jaar, een kleine verhoging in absolute zin. Hieruit lijkt dat zelfs met de verwachting dat de industrie meer moeite zal doen aankomende jaren in exploratie de totaal te produceren volumes nagenoeg hetzelfde zullen blijven. Wel is er een verschuiving van de productie te zien naar eerder in de tijdspanne. Op termijn zijn de verwachtingen voor de nog niet aangetoonde voorkomens zeer onzeker aangezien de randvoorwaarden mogelijk significant veranderen. Op basis van het Midden scenario blijft naar schatting 50 miljard m³ Geq van het exploratiepotentieel onbenut.



Figuur 1.5 Gerealiseerd (2025) en verwachte (2025 – 2049) productie van aardgas uit de kleine velden op zee. De waarden onderliggend aan dit profiel worden in Overzicht B en C gegeven. NB; in dit figuur is alleen het Midden Scenario weergegeven.

Verwachte totale gasproductie uit de kleine velden

Figuur 1.6 geeft de prognose van de cumulatieve gasproductie uit de kleine velden voor land en zee tezamen voor het midden Scenario uitgesplitst naar voorraadklasse. Daarnaast is ook de cumulatieve prognose op het verwachte aanbod van Scenario Hoog aangegeven.

Voor het realiseren van het Hoog scenario is een zeer forse (investering/boor)inspanning nodig. Het sector akkoord probeert dit te stimuleren. Hiermee moet het aantal exploratie boringen op zee terug komen op

het niveau van ~10-15 jaar geleden. Daarnaast wordt een deel van de nog niet ontwikkelde projecten (onder andere reeds eerder aangetoond gasvelden of nieuwe putten in bestaande velden) meegenomen in het Scenario Hoog. Dit gebeurt op basis van de historische kans op het in productie komen van het type voorraad classificatie. Dit laatste heeft een groot effect aangezien een groot deel van de meest kansrijke de laatste jaren is afgewaardeerd.

Invloedsfactoren gasproductie

Momenteel zijn er een aantal ontwikkelingen voorzien dat de lange termijn gasproductie in Nederland beïnvloedt:

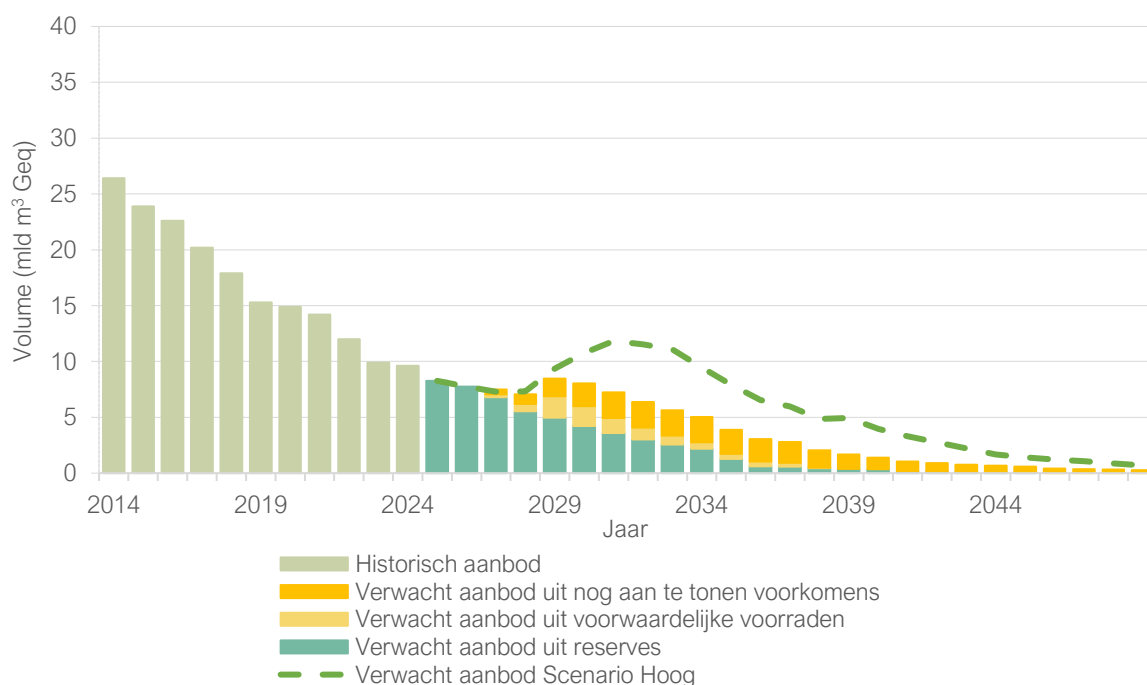
- a. Implementatie van nieuw beleid. Het sectorakkoord is in april 2025 getekend⁸, maar de concrete uitwerking hiervan moet zich nog bewijzen. Er wordt momenteel gewerkt aan een sectorakkoord voor gaswinning op land. Concrete beleidsmaatregelen zijn nog niet bekend dus kunnen ook niet meegenomen worden in deze prognoses.
- b. Het embargo voor nieuwe exploratievergunningen op land en het voorgenomen embargo op winning onder de Waddenzee beperkt de voorraad.
- c. Embargo's op investeringen in de fossiele industrie kunnen leiden tot een beperking van de investeringsruimte voor de operators.
- d. Praktische doorlooptijd van vergunningverleningen voor het realiseren van gasprojecten wordt ervaren als onvoorspelbaar. Gezien de forse a priori investeringskosten nodig voor gasprojecten drukt dit sterk op de economische aantrekkelijkheid.
- e. Projecten als Ternaard worden ook meegenomen in de prognose. Dit soort projecten bevatten een groot deel van de voorwaardelijke voorraad, maar missen politiek draagvlak. Het is dan ook niet duidelijk of dit voorbeeld en vergelijkbare projecten dan ook daadwerkelijk geproduceerd kunnen gaan worden.
- f. De depletie van bestaand gasvelden zorgen voor een zeer lage productie waarmee de operationele kosten van de bestaande infrastructuur relatief steeds zwaarder drukt. Hierdoor is het niet onwaarschijnlijk dat een groot deel van de infrastructuur binnen korte termijn niet economisch is en zal worden afgebroken waardoor een groter deel van het aardgaspotentieel ook niet meer winbaar zal zijn.
- g. De sector heeft afgesproken dat de productie binnen Nederland altijd onder de gasvraag zal blijven. Indien dit gevolg heeft voor beleid door bijvoorbeeld de vergunningsduur te beperken dan zou dit er toe kunnen leiden dat lange termijn investeringen uit blijven, omdat niet duidelijk is of deze ook tot productie kunnen leiden
- h. Meervoudig ruimtegebruik; momenteel wordt op de Noordzee zeer veel bovengrondse activiteiten zoals windparken, maar ook ondergrondse zoals opslag van CO₂ voorzien. Deze activiteiten kunnen de toegankelijkheid voor nieuwe gasprojecten verhinderen.

⁸ [Sectorakkoord Gaswinning in de Energietransitie | Rapport | Rijksoverheid.nl](#)

Duiding lange termijn prognoses

Om bovenstaande redenen zijn de scenario's zoals in dit hoofdstuk gepresenteerd zeer onzeker. Wel is er een kentering in de daling van de gasproductie (zie hfst. 3) en de gasvoorraden (tabel 1.4). Beiden blijven dalen, echter de gasproductie op zee en de gasvoorraden op zowel land als zee dalen veel minder hard dan de afgelopen 10 jaar. De huidige scenario's bieden het vooruitzicht dat de gasproductie daling dermate afneemt dat er een stabilisatie te zien is op de korte termijn. Op langere termijn is de productie afhankelijk van de uitwerking en implementatie van het sectorakkoord zee en land.

Het midden scenario moet gezien worden als een prognose waarbij de randvoorwaarden redelijk stabiel blijven maar waarin het aantal exploratieboringen en maturering van voorwaardelijke projecten hoger ligt dan de afgelopen 5 jaar (zie ook overzicht C). Het hoog scenario is optimistisch te noemen waarin een structureel hoger investeringsniveau dan de afgelopen 10 jaar heeft plaatsgevonden.



Figuur 1.6 Gerealiseerd (2014-2024) en verwachte (2025 – 2049) productie van aardgas uit de kleine velden voor zowel land als zee. De voorraden worden conform het midden scenario gepresenteerd. Het kussengas van gasopslagen is hier buiten beschouwing gelaten. De cumulatieve prognose voor het hoog scenario wordt weergegeven als groene stippellijn. De waarden onderliggend aan dit profiel worden in Overzicht B en C gegeven.

1.5 Evaluatie gasvraag en aanbod

Achtergrond

In een brief aan de Tweede Kamer d.d. 16 juni 2023⁹ heeft de toenmalige Staatsecretaris Mijnbouw toegezegd om een jaarlijkse toetsing te laten uitvoeren om inzicht te krijgen in hoeverre de verwachte vraagontwikkeling en de prognose van de olie- en gasproductie in Nederland in lijn zijn met de klimaatambities. Dit om het kabinet in staat te stellen te monitoren of het afbouwpad van de olie- en gasproductie past binnen de klimaatambitie. Deze paragraaf geeft hieraan gevolg door de prognoses van het Nederlandse gasverbruik en gasproductie voor de komende 25 jaar te presenteren.

De Nederlandse olieproductie (zie hoofdstuk 2) voorziet momenteel voor ~1% van de binnenlandse vraag¹⁰. Aangezien de kans dat de olieproductie de vraag overstijgt verwaarloosbaar is, wordt deze prognose niet verder uitgewerkt en daarmee impliciet aangenomen.

Gasproductieprognose

De gasproductieprognose zoals besproken in paragraaf 1.4 en de recente ontwikkelingen in de Nederlandse gasector, lijken te wijzen op een aanzienlijke productie afname tot 2050. Het zeer ambitieuze scenario (Hoog) leidt nog wel tot een initiële opleving van de productie. Maar ook voor dit scenario geldt dat de productie lager geschat wordt dan in het jaarverslag 2023. In alle scenario's is daarbij geen rekening gehouden met de kans dat de infrastructuur op zee binnen zeer korte termijn onrendabel wordt. Dit kan daardoor tot een nog steilere afname van de gasproductie leiden.

Daarnaast wordt uitgegaan van een minimaal scenario op basis van de reserves zoals nu bekend. De afgelopen jaren zijn deze niet altijd geproduceerd, dus indien de huidige reserves worden afgeboekt door de uitvoerders heeft dit wederom een negatief effect op de gasprognoses.

Gasvraagontwikkeling

Aangezien er geen expliciete beleidsdoelstellingen zijn gesteld voor de gasvraag, wordt deze ingeschat op basis van (aangekondigd) beleid en energiesysteemanalyses. Als bovengrens voor de gasvraag is de raming op basis van, vastgesteld en voorgenomen, beleid uit de Klimaat- en Energieverkenning¹¹ (KEV) van het PBL uit 2024 genomen. De KEV richt zich op dit moment voornamelijk nog op het jaar 2030, conform het klimaatdoel voor 2030. Geleidelijk zal dit opschuiven, waarbij het PBL ook naar de periode na 2030 en verder zal kijken.

Aangezien de KEV2024-ramingen niet leiden tot de netto nul in 2050 doelstelling, is aanvullend hieraan een energiesysteemscenario toegevoegd in de analyse. Dit is het TRANSFORM-scenario uit de TNO-scenariostudies¹² uit 2024, waarin de gasvraag het snelst daalt. Ook in andere scenario's van deze studie daalt de gasvraag, maar daarin blijft deze hoger. Het TRANSFORM-scenario kan dan ook beschouwd worden als een ondergrens voor de gasvraagontwikkeling.

De gasvraagontwikkeling is exclusief biogas. Biogas is als aparte energiedrager gemodelleerd. Hoewel biogas in principe te mengen is in het huidige aardgassysteem, is hier modelmatig dus rekening mee gehouden.

Op basis van de ramingen van de broeikasgasemissies kwam Nederland in 2022 niet uit op de gestelde doelen. Ook eventueel alternatief beleid in de toekomst, kan invloed hebben op de verwachte gasvraag. Om

⁹ Gaswinning | Tweede Kamer der Staten-Generaal

¹⁰ Aardoliegrondstoffen- en aardolieproductenbalans; aanbod en verbruik | CBS

¹¹ Klimaat- en Energieverkenning (KEV) | Planbureau voor de Leefomgeving (pbl.nl)

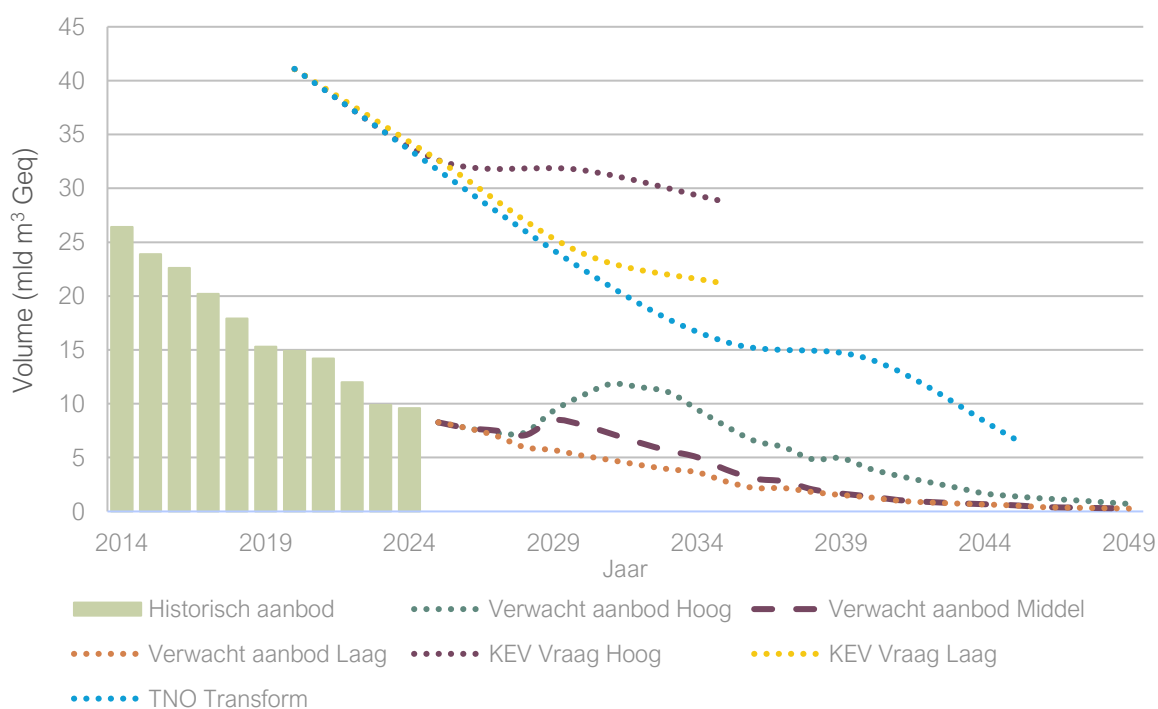
¹² <https://energyscenarios.tno.nl> - TNO-2025-R10245.pdf

dit te ondervangen is in onderstaande vergelijking, daarom het TNO TRANSFORM scenario meegenomen als ondergrens voor de gasvraagontwikkeling

Vergelijking en onzekerheden klimaatambitie gasproductie

Figuur 1.7 toont een drietal scenario's van de gasproductie en de gasvraag van 2025 t/m 2049. Op basis van de huidige vergelijking is het uitgesloten dat de hoeveelheid in Nederland geproduceerd gas, de vraag in die periode, overschrijdt. Bij veranderingen in beleid en/of omstandigheden zal de gasvraag uiteraard lager kunnen worden, maar de verwachting is dat deze ook dan niet onder de gasproductie uit zal komen.

Daarnaast is er de vraag in hoeverre een lage gasproductie in Nederland bijdraagt aan de klimaatambitie. Bij een lage gasproductie zal import van LNG het gat tussen vraag en productie moeten vullen. LNG heeft een veel hogere CO₂ (equivalent) uitstoot in de keten dan in Nederland geproduceerd aardgas. Dit houdt in dat een grotere importafhankelijkheid tot een grotere CO₂ equivalent uitstoot op wereldschaal zal leiden. Binnen Nederland zal de broeikasgasemissie ook stijgen ten opzichte van binnenlands aardgas, maar blijft het effect beperkt tot het effect van de energie-inzet voor het gasvorming maken van LNG.



Figuur 1.7 De Nederlandse gasvraag- en gasproductieprognoses voor de komende 25 jaar. De gasvraagontwikkeling is conform de geformuleerde beleidskeuzes opgesteld (KEV 2024). De KEV Vraag hoog betreft de bovenkant van de bandbreedte van de raming op basis van alleen het vastgesteld en voorgenomen beleid, de KEV Vraag laag de onderkant van de bandbreedte van dezelfde raming. Het TNO TRANSFORM scenario is ter aanvulling opgenomen omdat dit voldoet aan de broeikasgasneutraliteit in 2050 doelstelling. Voor de conversie van volume naar energie-eenheid is 1 miljard m³ Geq. gelijk aan circa 10 TWh of 35 PJ. De gasvraag in dit scenario daalt het snelst, ook in vergelijking met scenario's die dezelfde doelstelling behalen.

Evaluatie gasvraag en aanbod binnen vergunningen

Het ministerie van Klimaat en Groene Groei heeft ook gevraagd om een evaluatie van de bestaande vergunningen voor olie- en gaswinning en in hoeverre deze passen binnen het beoogde afbouwpad van de vraag naar fossiele brandstoffen. Hiermee bestaat de mogelijkheid om adaptief, indien bijvoorbeeld de

gasvraag alsnog meer daalt, in te grijpen via de vergunningen voor olie- en gasproductie. Naar verwachting zal het aandeel geproduceerd gas voornamelijk uit winningsvergunningen komen die nu reeds verleend zijn. Dit geldt voor alle scenario's, al zal dit aandeel lager zijn bij hogere gasproductie, dan is ook exploratie in opsporingsvergunningen en open gebied nodig.

Op basis van de vergelijking van gasproductie en de gasvraag (Figuur 1.7) passen alle huidige prognoses van gasproductie van de vergunde activiteiten, inclusief opsporingsactiviteiten, ruim binnen de bandbreedte van de gasvraag. Zoals eerder vermeld is de olieproductie dusdanig beperkt dat redelijkerwijs aangenomen kan worden dat de olieproductie past binnen de olievraag.

2. Aardolievoorraad

Per 1 januari 2025 zijn er 53 aangetoonde aardolievoorkomens in Nederland (Tabel 2.1). Hiervan zijn 5 in productie en komen 4 velden naar verwachting in productie binnen vijf jaar. Alle aardolievoorkomens zijn opgenomen in Overzicht A.2, geassocieerd naar status en met vermelding van de (laatste) uitvoerder en vergunning.

Tabel 2.1 Aantal aangetoonde aardolievoorkomens, geassocieerd naar status per 1 januari 2025.

Status aardolievoorkomens	Land	Zee	Totaal
I. Ontwikkeld			
In productie	1	4	5
II. Niet ontwikkeld			
a. Ontwikkeling verwacht binnen 5 jaar	1	3	4
b. Ontwikkeling niet verwacht binnen 5 jaar	9	18	27
III. Productie gestaakt			
a. Tijdelijk gestaakt	1	0	1
b. Gestaakt	8	8	16
Totaal	20	33	53

Aardolievoorraad per 1 januari 2025

De voorraadraming is gebaseerd op gegevens die zijn verstrekt door de uitvoerders op grond van de Mijnbouwwet. De rapportage is uitgevoerd conform het Petroleum Resource Management System (zie Bijlage 3 voor nadere toelichting). In Tabel 2.2 worden de reserves en de voorwaardelijke voorraad gerapporteerd. Reserves worden gedefinieerd als de voorraad die commercieel geproduceerd kan worden en worden ook zodanig door de uitvoerders gekwalificeerd. De voorwaardelijke voorraad is het (sub)commerciële deel waarbij nog niet aan alle voorwaarden is voldaan om dit als commercieel te classificeren ('in afwachting van commerciële ontwikkeling'). Dat deel van de voorwaardelijke voorraad dat een grotere onzekerheid kent wat betreft de uiteindelijke realisatie (on hold, unclarified of not viable) is niet opgenomen in de tabel. Omdat de voorraadclassificatie is gebaseerd op de projectmatige ontwikkeling van het voorkomen en er binnen de ontwikkeling van één voorkomen meerdere projecten aanwezig kunnen zijn, kan één voorkomen zowel reserves als voorwaardelijke voorraad hebben.

De totale aardolievoorraad komt uit op 15,0 miljoen Sm³, opgebouwd uit 7,2 miljoen Sm³ aan oliereserves en 7,8 miljoen Sm³ aan voorwaardelijke olievoorraad.

Tabel 2.2 Nederlandse aardolievoorraad per 1 januari 2025 in miljoen Sm³.

Gebied	Reserves	Voorwaardelijke voorraad (In afwachting van productie)	Totaal
Land	5,5	4,4	10,0
Zee	1,7	3,4	5,0
Totaal	7,2	7,8	15,0

Bijstelling in de aardolievoorraad ten opzichte van 1 januari 2024

Tabel 2.3 toont de totale bijstelling in de Nederlandse aardolievoorraad ten gevolge van:

- Herevaluatie van eerder aangetoonde voorkomens inclusief de nieuwe vondsten.
- Productie gedurende het jaar 2024.

De totale bijstelling leidt tot een toename van 0,7 miljoen Sm³. Herevaluatie, met name van de olievelden op land, is de hoofdoorzaak dat de aardolievoorraad tot 15,0 miljoen Sm³ is toegenomen.

Tabel 2.3 Bijstelling in de aardolievoorraad (totaal van de reserves en voorwaardelijke voorraad) t.o.v. 1 januari 2024, in miljoen Sm³.

Gebied	Aardolievoorraad per 1 januari 2024	Herevaluatie	Productie	Bijstelling*	Aardolievoorraad per 1 januari 2025
Op land	8,4	1,7	-0,1	1,6	10,0
Op zee	5,9	-0,6	-0,3	-0,9	5,0
Totaal	14,3	1,1	-0,4	0,7	15,0

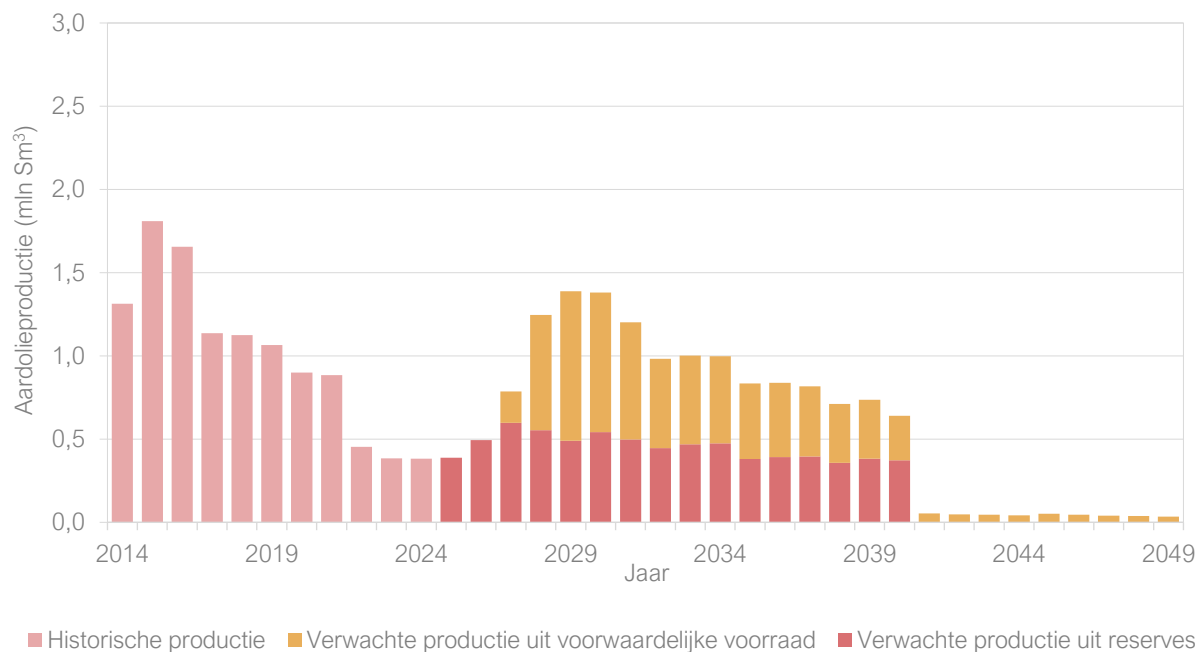
* De bijstelling is de som van de herevaluatie en de productie.

Figuur 2.1 toont de historische olieproductie vanaf 2014 en de toekomstige olieproductie voor de komende zestien jaar. Zie Overzicht D en E voor de cijfermatige onderbouwing van de figuur en de splitsing tussen productie op land en zee. De prognose is gebaseerd op de jaarrapportages van de uitvoerders per 1 januari 2025. Ten opzichte van de prognose van 1 januari 2024 voor het jaar 2024 (0,43 miljoen Sm³) is de daadwerkelijke productie in 2024 (0,38 miljoen Sm³) enigszins achtergebleven (-11 %). Dit is voornamelijk te wijten aan een lagere productie uit het Rotterdam olieveld dan verwacht in 2024. In de productieprognose van 1 januari 2025 wordt meer productie uit de reserves verwacht dan in de prognose van 1 januari 2024 van vorig jaar. Dit heeft te maken met het besluit van de minister van Klimaat en Groene Groei, die NAM de mogelijkheid wilt geven om de oliewinning uit het Schoonebeek olieveld weer op te starten. De productie uit de reserves wordt naar huidige inzichten als grotendeels stabiel ingeschat, met een verwachte omvang van ongeveer 0,4 miljoen Sm³ tot en met 2040. Vanaf 2027 zou er mogelijk aanvullende productie kunnen plaatsvinden uit voorraden die momenteel als voorwaardelijk worden aangemerkt. Vanwege het beperkte aantal projecten, waarbij enkele grote projecten een aanzienlijke impact hebben op de prognose, is er een grote onzekerheid in de voorspellingen. Vanaf 2041 is het aantal velden met productieprognoses te beperkt om een betrouwbare aardolieproductie verwachting te formuleren. Hierdoor is de prognose beperkt tot 2040.

In 2024 is geen nieuw aardolievoorkomen ontdekt (zie Tabel 2.4).

Tabel 2.4 Aardolievoorkomens ontdekt in 2024.

Voorkomen	Ontdekkingsboring	Vergunningsgebied [Type]	Uitvoerder
-	-	-	-



Figuur 2.1 Historische en cumulatieve profielen aardolieproductie. De toekomstige productieprofielen zijn gebaseerd op de profielen zoals aangeleverd door de uitvoerders. Gerealiseerde (2014 – 2024) en verwachte (2025 – 2040) productie van aardolie als cumulatief voor zowel land als zee (in miljoen Sm³).

3.

Productie van gas, olie en condensaat

Gedurende het jaar 2024 zijn 3 velden in productie genomen en 10 velden uit productie gegaan (zie Tabel 3.1 en 3.2).

Tabel 3.1 Velden in productie genomen in 2024

Veldnaam	In productie sinds	Ontdekkingsjaar	Delfstof
A15-FA	Februari	1992	Gas
Oppenhuizen	Juni	1972	Gas
B10-FA	Juli	1991	Gas

Tabel 3.2 Velden uit productie genomen in 2024

Veldnaam	Uit productie sinds	Ontdekkingsjaar	Delfstof
Blijham	Januari	1972	Gas
Oude Pekela	Januari	1989	Gas
Zuidwending-Oost	Januari	2006	Gas
LDS-A	Maart	2023	Gas
Groningen	April	1959	Gas
G16a-D	April	2012	Gas
Bergen	November	1965	Gas
Groet	November	1965	Gas
Schermer	November	1964	Gas
E17a-A	December	1996	Gas

Onderstaande tabellen geven de geaggregeerde productiecijfers voor aardgas, aardolie en condensaat in 2024. Condensaat wordt beschouwd als een bijproduct van de olie- of gasproductie. De veranderingen ten opzichte van 2023 zijn zowel absoluut als procentueel weergegeven. De tabellen zijn gebaseerd op cijfers die door de uitvoerders zijn verstrekt en op NLOG gepubliceerd.

De totale daling in de gasproductie van 36,3 % ten opzichte van 2023 vindt ook dit jaar voor een belangrijk deel haar oorsprong in het stilleggen van de productie uit het gasveld Groningen (99,4 %). Exclusief het gasveld Groningen is de daling van de gasproductie in de kleine velden 4,0 % op land en 2,9 % op zee (Tabel 3.3).

De totale daling in olieproductie ten opzichte van 2024 bedraagt 0,7 % en wordt voornamelijk veroorzaakt door een daling in de olieproductie op zee (3,1%). Op land is er een stijging in de olieproductie van 4,8 %, die wordt veroorzaakt door het enige producerende veld Rotterdam (Tabel 3.4).

Overzicht van de productie in 2024 en veranderingen ten opzichte van 2023

Tabel 3.3 Aardgasproductie*¹ in 2024 en veranderingen ten opzichte van 2023 (in miljard Nm³)

Ligging van het veld	Productie 2023	Productie 2024	Verandering t.o.v. 2023	%
Groningen	1,5	0,0* ²	-1,5	-99,4
Land (overige velden)	2,9	2,7	-0,1	-4,0
Op land (subtotaal)	4,3	2,8	-1,6	-36,3
Zee	5,9	5,7	-0,2	-2,9
Totaal	10,2	8,5	-1,7	-17,0

*¹ Exclusief meegeproduceerd aardgas uit winningsvergunningen aardwarmte.

*² In 2024 is ongeveer 0,008 miljard Nm³ gas gewonnen uit het Groningenveld. Door de afronding van de getallen in de bovenstaande tabel is deze productie niet te zien. De gasproductie is afkomstig uit januari 2024, toen twee productielocaties van het Groningenveld kortstondig op de waakvlam zijn gezet. Deze winning was in lijn met het vaststellingsbesluit voor gasjaar 2023-2024, welke voorschreef dat bestaande productielocaties op de waakvlam zouden worden gezet als er sprake was van een gemiddelde effectieve etmaaltemperatuur van -6,5 graden Celsius of lager binnen een tijdshorizon van drie dagen. Zo zou er snel kunnen worden gereageerd als in die omstandigheden belangrijke productiemiddelen zouden zijn uitgevallen. De Tweede Kamer is op 8 en 10 januari 2024 over deze winning geïnformeerd."

Tabel 3.4 Aardolieproductie in 2024 en veranderingen ten opzichte van 2023 (in 1000 Sm³)

Ligging van het veld	Productie 2023	Productie 2024	Verandering t.o.v. 2023	%
Op land	116,8	122,4	5,6	4,8
Op zee	268,3	259,9	-8,4	-3,1
Totaal	385,1	382,3	-2,8	-0,7
Productie per dag *	1,055	1,047	-0,008	

* Totale jaarproductie van aardolie, gedeeld door 365 dagen.

Tabel 3.5 Productie van gascondensaat* in 2024 en verandering ten opzichte van 2023 (in 1000 Sm³)

Ligging van het veld	Productie 2023	Productie 2024	Verandering t.o.v. 2023	%
Op land **	60,9	50,6	-10,2	-16,8
Op zee	49,9	51,1	1,2	2,4
Totaal	110,7	101,7	-9,0	-8,2

* Gascondensaat wordt ook aangeduid met putgasbenzine of Natural Gas Liquids (NGL).

** Exclusief meegeproduceerd gascondensaat uit winningsvergunningen aardwarmte en exclusief geproduceerd gascondensaat uit de opslagvelden Alkmaar, Bergermeer, Grijskerk en Norg (zie hoofdstuk 4).

3.1 Gasproductie op land in 2024

In onderstaande tabel zijn de maandelijkse productiecijfers per winningsvergunning op land opgenomen. De productie per vergunning is een sommatie van de veldproductie, verdeeld naar rato van de veldoppervlakte in de vergunningen waaronder ze vallen. Door afronding van de productie per maand kunnen geringe schijnbare verschillen optreden met de totalen per jaar.

Een langjarig overzicht van de jaarproductie van aardgas wordt in overzicht B gegeven.

Tabel 3.6 Productie van aardgas per vergunning in 2024 (in miljoen Nm³), op land

Vergunning * ¹	Operator	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Totaal
Andel Va	Vermilion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Beijerland	NAM	0,0	0,0	0,0	0,3	2,2	1,9	2,4	2,2	2,5	2,2	2,7	1,6	18,0
Bergen II	TAQA Off	3,2	5,6	5,6	5,2	5,2	5,0	5,1	4,7	2,5	3,6	3,1	2,4	51,3
Bergermeer	TAQA On	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Botlek IV	NAM	3,6	3,1	4,9	4,8	4,8	5,6	5,4	5,0	4,9	5,7	4,6	7,9	60,3
Botlek Maasmond	ONE-Dyas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
De Marne	NAM	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	1,3
Drenthe IIa	Vermilion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Drenthe IIb	NAM	3,6	3,5	4,1	3,8	3,6	3,7	3,3	3,3	2,7	2,9	2,8	3,3	40,7
Drenthe IIIa	Vermilion	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	1,5
Drenthe IV	Vermilion	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	2,2
Drenthe V	Vermilion	1,4	1,0	1,3	0,9	0,9	0,0	1,3	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7	10,4
Drenthe VI	Vermilion	25,7	17,4	12,5	11,6	12,5	11,7	11,4	12,0	11,1	11,1	11,1	10,9	159,0
Gorredijk	Vermilion	3,3	4,1	4,7	4,2	4,0	3,5	3,4	3,4	3,4	3,2	2,7	2,8	42,7
Groningen* ²	NAM	52,3	43,6	42,8	41,4	40,1	42,6	40,6	41,2	27,1	31,9	38,2	41,5	483,2
Hardenberg	NAM	1,5	1,4	1,5	1,5	1,3	0,1	1,8	1,6	1,5	1,5	1,5	1,3	16,6
Leeuwarden	Vermilion	2,6	2,6	3,1	2,7	2,7	2,5	2,3	1,9	2,8	2,6	2,2	2,9	30,9
Middelie	NAM	20,5	20,8	22,2	21,7	21,6	20,7	20,9	20,1	14,3	19,6	18,9	19,6	240,9
Noord-Friesland	NAM	96,0	94,9	94,6	47,2	82,2	76,5	96,2	89,7	88,4	88,8	84,2	85,4	1024,0
Oosterend	Vermilion	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,7
Rijswijk	NAM	12,0	12,3	15,5	14,0	12,8	11,6	17,7	14,9	15,1	17,1	15,9	13,4	172,3
Schoonebeek	NAM	16,9	15,9	17,9	16,3	16,4	1,1	20,7	18,6	20,3	21,8	20,4	17,9	204,2
Slootdorp	Vermilion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steenwijk	Vermilion	1,2	4,5	5,5	5,2	4,8	4,4	4,1	4,3	4,1	4,2	4,0	3,9	50,0
Tietjerksteradeel II	Vermilion	6,2	5,6	6,2	5,9	5,9	5,8	5,3	4,6	4,6	4,7	4,4	4,8	64,1
Tietjerksteradeel III	NAM	4,2	4,1	4,0	4,0	3,7	3,9	3,9	4,1	2,7	2,8	3,4	4,0	44,9
Waalwijk	Vermilion	0,8	0,7	0,8	0,7	2,1	0,8	0,7	0,7	0,5	0,8	0,6	0,7	9,8
Zuid-Friesland III	Vermilion						1,4	1,9	2,2	1,9	2,0	1,8	2,1	13,3
Zuidwal	Vermilion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totaal		255,7	241,6	247,9	191,9	227,3	203,4	248,9	235,7	211,6	227,7	223,4	227,5	2742,5

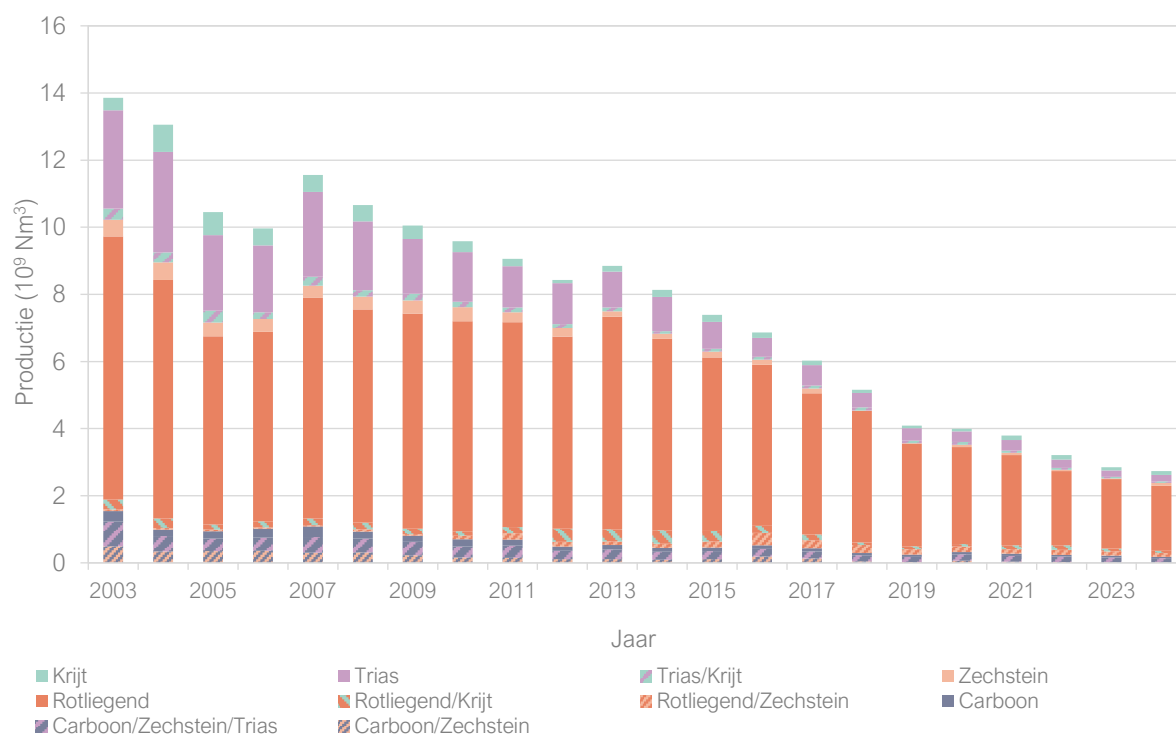
*¹ Exclusief meegeproduceerd aardgas uit winningsvergunningen aardwarmte (zie Tabel 5.6)

*² Er vallen meerdere gasvelden binnen de Groningen vergunningen.

Productie op land per stratigrafisch reservoir

Figuur 3.1 en Figuur 3.2 tonen de bijdrage per stratigrafisch reservoir aan de gasproductie uit de kleine velden op land. Productie uit velden met meerdere reservoirs zijn met gearceerde kleuren weergegeven. Het gasveld Groningen, hier buiten beschouwing gelaten, bevindt zich in het Rotliegend reservoir.

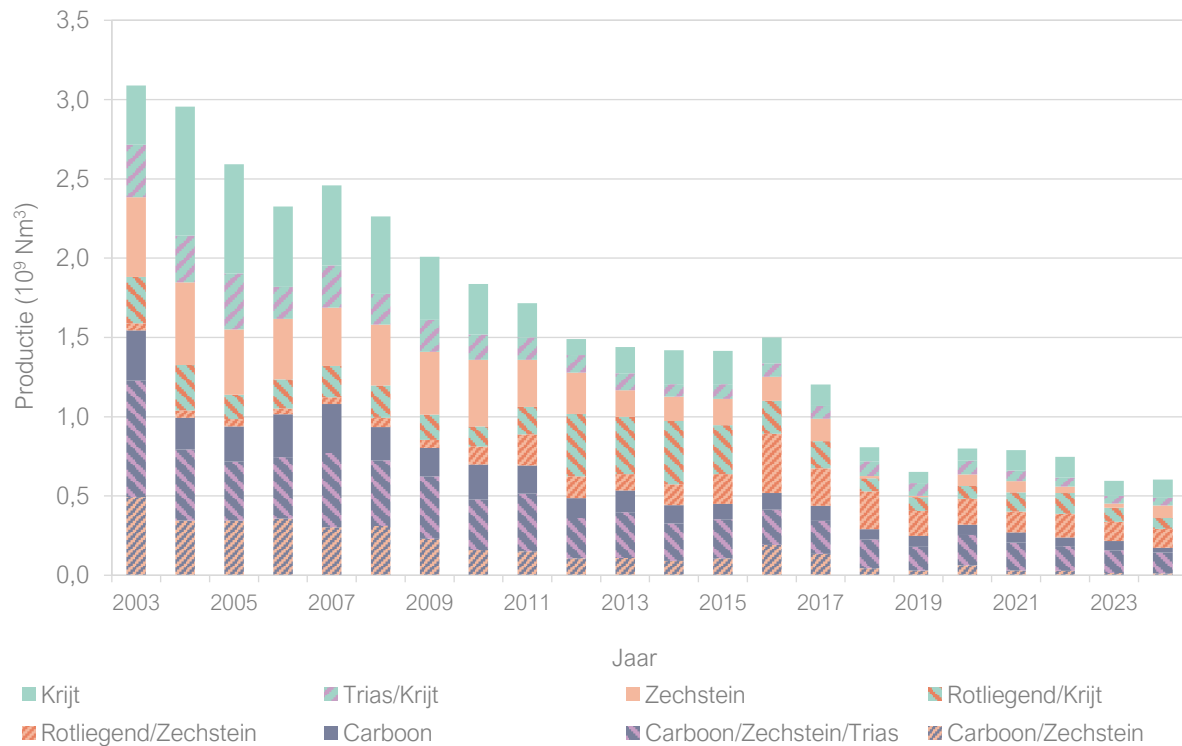
Figuur 3.1 laat zien dat de grootste bijdrage aan de gasproductie uit de kleine velden afkomstig is van de Rotliegend en Trias reservoirs. De sterk dalende trend in de totale productie van 1 tot 3 miljard Nm³ per jaar over de periode 2003 - 2006 wordt in 2007 onderbroken, vooral door de start van de gaswinning onder de Waddenzee. Vanaf 2008 zet de dalende trend zich voort met 0,4 tot 0,9 miljard Nm³ per jaar. In 2013 wordt deze trend opnieuw onderbroken met een lichte toename van de productie. Na 2013 zet de dalende trend zich weer voort met iets meer daling dan voorheen (0,5 tot 1,1 miljard Nm³ per jaar). In 2020 wordt de trend gebroken. Daarna wordt een minder sterke daling waargenomen (0,1 tot 0,5 miljard Nm³ per jaar). Tussen 2023 en 2024 is er nauwelijks een daling van de productie (0,1 miljard Nm³).



Figuur 3.1 Gasproductie op land, per reservoir (exclusief gasveld Groningen).

In Figuur 3.2 zijn de bijdragen van Rotliegend en Trias reservoirs niet meegenomen. Duidelijker zichtbaar zijn daardoor de bijdragen aan de gasproductie uit Krijt, Zechstein en Carboon reservoirs. Nog opgemerkt wordt dat op het vaste land geen productie bestaat uit Jura reservoirs. De productie uit deze groep reservoirs laat over het algemeen ook een dalende trend zien, maar vanaf 2012 tot 2016 is de productie redelijk stabiel. Dit komt met name door de toename van de productie uit het Rotliegend/Krijt reservoir (Vinkega voorkomen) terwijl de productie uit de Krijt en Zechstein reservoirs juist afnam. De toename van de productie uit de Rotliegend/Zechstein reservoirs in 2016 is veroorzaakt door een toename in productie van Middelie van 29 naar 161 miljoen Nm³ en de herclassificatie van Slootdorp door de start van productie uit het Rotliegend (dat was voorheen alleen Zechstein). Vanaf 2017 vertoont de gasproductie door drukverlaging van de bestaande velden wederom een fors, dalende trend. De productietoename van de Zechstein, Carboon/Zechstein en Carboon/Zechstein/Trias reservoirs heeft in 2020 gezorgd voor een

tijdelijk onderbreking van de dalende trend. Sindsdien lijkt de productie redelijk stabiel te zijn. Er is alleen sprake van een plotselinge afname als gevolg van een sterk productieverlies van een aantal velden zoals in 2023 het geval is.



Figuur 3.2 Gasproductie op land, per reservoir (exclusief gasveld Groningen, Rotliegend en Trias reservoirs).

3.2 Gasproductie op zee in 2024

In onderstaande tabel zijn de maandelijkse productiecijfers per winningsvergunning op zee opgenomen. De productie per vergunning is een sommatie van de veldproductie, verdeeld naar rato van de veldoppervlakte in de vergunningen waaronder ze vallen. Door afronding van de productie per maand kunnen geringe schijnbare verschillen optreden met de totalen per jaar.

Een langjarig overzicht van de jaarproductie van aardgas wordt in overzicht B gegeven.

Tabel 3.7 Productie van aardgas per vergunning in 2024 (in miljoen Nm³), op zee

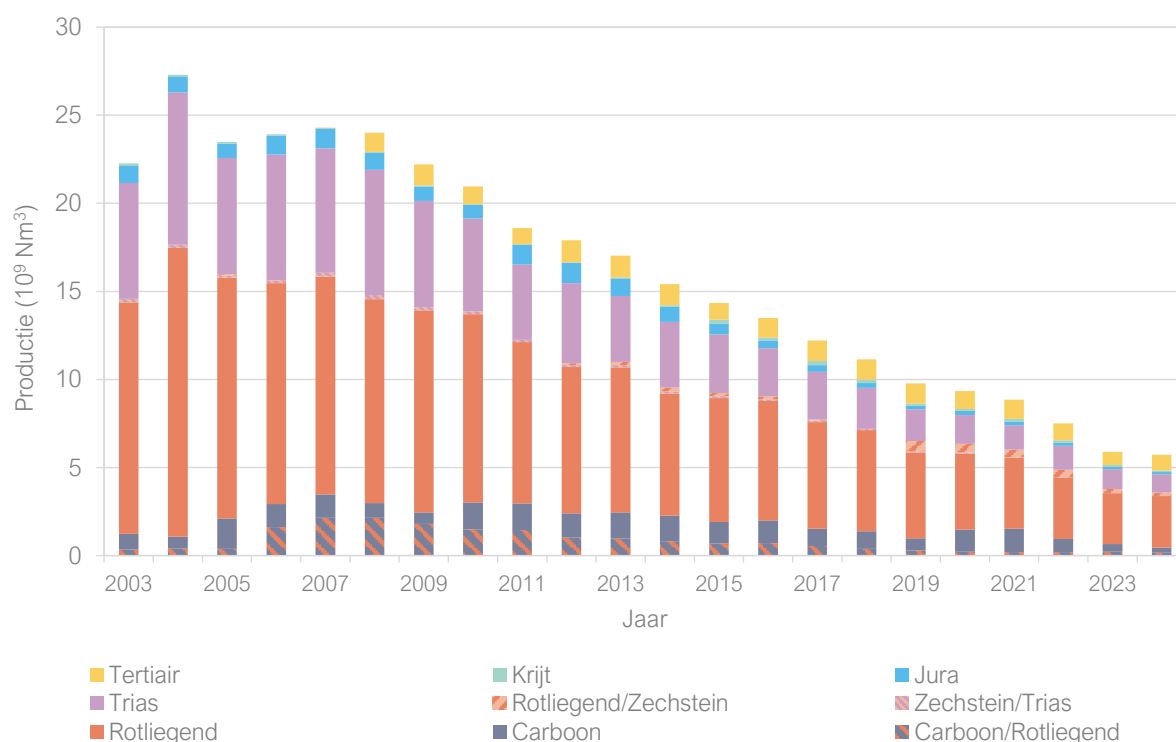
Vergunning	Operator	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Totaal
A12a	Petrogas	20,7	19,3	21,9	20,0	15,4	13,7	20,9	18,4	6,4	19,8	19,5	19,6	215,6
A12b & B10a	Petrogas							5,2	24,5	6,5	25,3	23,4	26,9	111,8
A12d	Petrogas	3,1	3,8	5,0	4,7	3,9	3,6	4,8	4,6	1,5	4,7	4,5	4,8	48,9
A15a	Petrogas		14,8	28,8	27,7	26,7	25,5	27,9	29,5	8,4	28,9	26,4	29,6	274,2
A18a	Petrogas	19,3	14,2	11,1	11,0	7,5	4,8	9,8	9,5	2,3	9,2	8,5	8,4	115,5
A18c	Petrogas	9,9	7,3	5,7	5,7	3,8	2,5	5,1	4,9	1,2	4,7	4,4	4,3	59,5
B10c & B13a	Petrogas	9,3	7,6	9,2	8,6	5,5	4,3	7,4	5,2	1,6	5,5	4,3	5,0	73,4
D12a	Wintershall	3,6	3,2	3,1	2,7	0,4	0,0	0,0	0,0	2,3	12,3	10,2	11,4	49,3
D12b & D12c	Wintershall	6,3	5,5	5,5	4,8	0,8	0,0	0,0	0,0	3,9	21,5	17,7	19,9	85,8
D15a	Eni	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
E16a	Eni	2,0	2,7	2,8	2,5	2,0	1,2	0,7	0,6	1,0	0,4	0,0	0,5	16,3
E17a & E17b	Eni	2,1	2,8	2,8	2,6	2,1	1,2	0,7	0,6	1,0	0,4	0,0	0,5	16,7
F02a	Dana	3,9	3,4	3,8	3,7	2,9	1,2	1,1	1,7	0,4	3,2	3,6	3,9	32,8
F03b	Eni	7,6	6,2	6,9	6,6	4,1	0,0	0,0	1,3	0,0	5,1	6,6	6,9	51,4
F06a	ONE-Dyas	1,3	1,1	1,2	1,2	0,7	0,0	0,0	0,2	0,0	0,9	1,2	1,2	9,0
F15a	TotalEnergies	4,0	4,1	5,4	4,2	4,1	3,3	5,4	3,8	3,4	2,8	2,9	3,9	47,3
F17c	NAM Offshore	3,1	2,9	2,9	2,9	3,0	2,3	2,9	3,0	2,5	2,9	2,7	2,7	33,8
G14a & G17b	Eni	15,5	16,2	16,0	16,5	6,5	15,2	14,4	21,9	24,4	18,8	23,6	21,5	210,5
G16a	Eni	11,1	12,3	11,6	8,3	2,6	11,3	8,6	8,8	9,4	8,9	4,7	9,2	106,7
G17a	Eni	0,0	0,3	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
G17c & G17d	Eni	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
J03a	TotalEnergies	2,3	3,3	3,8	1,9	4,0	3,4	3,7	4,0	0,0	4,0	4,6	4,1	39,2
J03b & J06a	Spirit	0,4	0,7	0,8	0,4	0,9	0,7	0,8	0,9	0,0	0,9	1,0	0,9	8,6
K01a	TotalEnergies	6,6	5,8	6,0	3,3	6,7	5,4	5,4	5,6	0,3	6,3	6,5	5,9	63,9
K02b	Eni	3,0	2,9	2,9	2,2	2,7	2,6	2,7	2,7	2,7	2,3	2,3	2,1	31,1
K02c	TotalEnergies	2,0	2,2	2,3	1,5	2,1	2,1	2,4	2,5	1,6	2,2	2,1	1,9	24,9
K03a	Eni	7,3	7,1	7,2	5,3	6,7	6,4	6,7	6,7	6,6	5,7	5,6	5,1	76,5
K03b	TotalEnergies	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	2,1
K03c	Eni	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,9
K04a	TotalEnergies	16,8	17,6	16,8	11,6	18,6	16,1	17,8	16,1	8,6	17,7	18,3	15,6	191,6
K04b & K05a	TotalEnergies	39,8	35,8	33,6	24,9	39,1	35,3	33,7	36,8	25,2	35,3	36,3	30,1	405,8
K05b	TotalEnergies	7,5	7,2	6,5	4,6	7,4	7,0	6,8	7,1	4,1	6,4	6,3	5,8	76,7
K06a, K06b, L07a, L07b & L07c	TotalEnergies	14,5	12,8	11,8	11,3	11,2	12,3	11,7	15,0	12,7	15,1	13,6	13,9	155,9
K07	NAM Offshore	3,0	2,0	2,1	1,8	2,9	0,8	2,7	3,3	2,4	2,9	2,2	2,8	28,9
K08 & K11a	NAM Offshore	19,1	18,2	18,7	11,6	14,5	6,5	17,2	17,9	15,3	20,1	17,4	20,8	197,4
K09a & K09b	Eni	0,6	0,4	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	2,0
K09c & K09d	Eni	0,3	0,0	0,0	0,0	0,4	0,5	0,1	1,1	0,8	1,1	1,1	1,2	6,8
K12a	Eni	11,7	12,6	17,4	11,5	10,5	15,9	19,9	18,6	15,8	15,1	10,6	11,4	171,1

Vergunning	Operator	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Totaal
K14a	NAM Offshore	0,4	0,0	0,6	0,7	1,2	0,6	1,0	1,3	1,1	0,9	0,9	0,8	9,4
K15	NAM Offshore	28,7	25,2	29,8	22,7	25,3	22,9	26,1	24,8	22,5	19,6	26,5	29,5	303,6
K17a	NAM Offshore	6,1	6,8	6,4	3,0	3,4	3,9	4,6	5,2	4,0	4,5	4,3	6,6	58,9
K18b	Wintershall	12,0	9,6	11,6	7,1	10,0	7,7	10,3	10,2	8,2	9,5	8,4	8,2	112,6
L01a	TotalEnergies	1,7	1,5	1,7	1,3	1,4	1,6	1,7	1,8	1,6	1,7	1,3	1,7	19,1
L01d	TotalEnergies	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,6
L01e	TotalEnergies	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3	2,8
L01f	TotalEnergies	0,9	0,8	0,9	0,3	0,8	0,8	0,9	0,9	0,7	0,9	0,6	0,9	9,5
L02	NAM Offshore	16,9	15,4	15,2	15,4	16,1	12,1	15,4	15,6	12,7	15,4	13,8	14,8	178,7
L04a & L04b	TotalEnergies	7,0	7,0	8,3	3,4	7,1	7,4	9,5	9,2	6,4	8,8	6,0	8,7	88,7
L04c	Eni	0,5	0,4	0,3	0,4	0,4	0,1	0,0	0,2	0,0	0,2	0,4	0,5	3,4
L05a	Eni	30,3	27,5	24,6	27,4	27,7	17,9	25,3	24,4	5,5	24,8	2,6	25,2	263,2
L05b	Wintershall	0,8	1,1	1,2	1,0	0,9	1,1	1,0	0,9	0,8	0,8	1,2	1,2	12,1
L05c	Wintershall	0,2	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	3,7
L06a	Wintershall	1,4	2,1	2,6	2,0	2,3	2,2	2,3	1,2	1,9	2,0	1,8	1,8	23,4
L06b	Wintershall	0,3	0,4	0,5	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,5	0,5	4,9
L08a & L08c	Wintershall	4,4	3,4	3,7	5,8	4,6	2,2	3,6	4,0	1,6	0,0	1,9	3,5	38,7
L08b, L08d & L08e	Wintershall	2,6	3,1	4,0	4,0	4,0	3,2	3,7	2,6	1,9	2,6	3,0	3,5	38,2
L09	NAM Offshore	15,1	10,7	11,3	9,5	7,6	9,2	11,6	11,1	10,2	11,5	11,0	11,8	130,6
L10a, L10b & L11a	Eni	19,9	18,3	20,6	11,7	15,7	21,2	19,8	17,9	17,8	17,1	12,3	14,7	207,0
L11b	ONE-Dyas	2,0	1,4	3,0	1,8	1,5	1,6	2,0	1,7	1,2	0,0	2,2	1,9	20,4
L11c	ONE-Dyas	3,0	2,0	1,7	0,6	1,1	0,4	2,6	1,4	1,9	0,0	1,3	2,2	18,2
L12a	Eni	3,4	3,8	4,2	0,7	4,0	2,5	3,5	3,2	3,1	3,0	4,6	3,0	39,1
L12b & L15b	Eni	15,2	13,2	13,3	2,3	14,9	9,2	13,6	13,1	13,1	12,5	9,0	8,7	137,9
L13	NAM Offshore	22,6	21,1	22,2	15,3	22,9	17,2	22,2	21,1	20,2	18,6	21,0	21,3	245,7
L15c	Eni	0,3	0,3	0,3	0,1	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,4	0,2	3,2
M07a	ONE-Dyas	9,2	8,0	9,5	8,9	8,3	5,8	7,1	5,3	3,3	7,4	7,5	6,9	87,2
N07a	NAM	1,1	1,0	1,1	1,0	1,0	0,7	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	12,2
P09a	Petrogas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
P09c	Petrogas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
P10a	Dana	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
P11b	Dana	12,3	5,1	11,8	11,5	11,0	6,8	2,6	8,6	9,3	10,1	8,8	4,9	102,8
P15a, P15d, P15e & P15f	TAQA Off	3,5	1,6	4,1	3,1	3,4	2,3	1,1	3,5	2,2	1,1	4,7	3,5	34,0
P15c, P15g, P15h & P15i	TAQA Off	0,4	0,1	0,2	0,4	0,3	0,0	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	2,5
P18a	TAQA Off	5,6	1,6	6,1	5,1	4,8	3,8	1,4	6,0	6,1	6,9	5,3	5,6	58,4
P18c	TAQA Off	0,4	0,1	0,4	0,4	0,4	0,2	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	4,5
Q01a-ondiep, Q01b-ondiep, Q01d-ondiep & Q01e-ondiep	Petrogas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Q01c-Diep	Wintershall	19,2	15,2	17,6	16,4	15,5	16,7	14,8	15,3	1,8	16,3	15,7	16,4	180,9
Q04a	Wintershall	1,9	1,9	1,8	1,7	2,0	1,6	1,8	1,6	0,4	1,9	1,5	1,8	20,0
Q07 & Q10a	Kistos	20,9	8,7	22,7	20,2	17,9	11,6	5,9	19,0	17,0	16,4	14,9	15,0	190,1
Q13a	Eni	2,5	0,2	0,5	0,4	0,4	0,2	0,1	0,4	0,4	0,5	0,3	0,3	6,3
Q16a	ONE-Dyas	1,9	1,0	2,4	2,0	1,7	1,4	1,1	2,4	2,0	1,9	1,9	1,9	21,6
Q16c-diep	ONE-Dyas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totaal		533,0	477,2	542,5	434,1	461,3	402,8	466,5	514,4	354,9	530,0	489,9	531,9	5738,5

Productie op zee per stratigrafisch reservoir

Figuur 3.3 en figuur 3.4 tonen de bijdrage per stratigrafisch reservoir aan de totale gasproductie uit de kleine velden op zee. Productie uit velden met meerdere reservoirs zijn met gearceerde kleuren weergegeven.

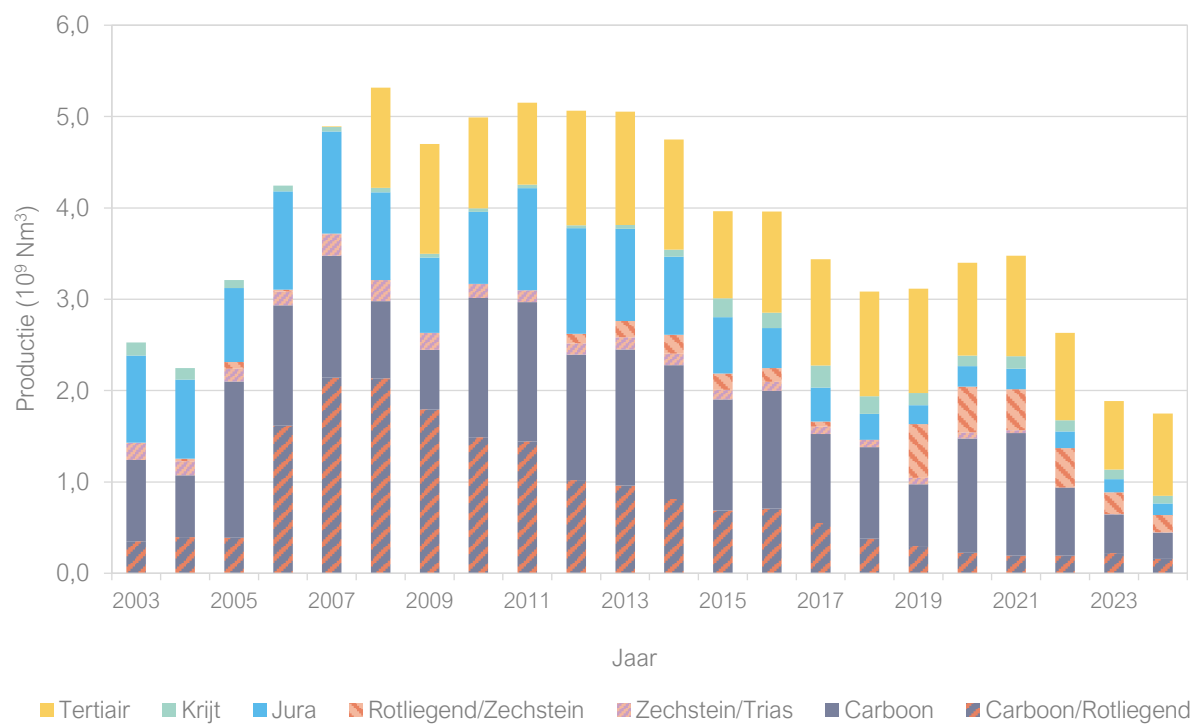
Figuur 3.3 laat alle producerende reservoirgroepen zien. Hieruit blijkt dat, net als op land, de bijdrage van de Rotliegend en Trias reservoirs dominant is. Van 2003 – 2007 groeit de productie nog licht, maar vanaf 2008 tot 2019 neemt deze gestaag af (0,7 tot 2,2 miljard Nm³ per jaar). De sterk dalende trend in productie wordt in 2020 geremd, vooral door de start van de gaswinning uit gasveld D12-B (Carboon). Daarna zorgt de tegenvallende productie van Rotliegend, Zechstein en Carboon gasvelden voor eenzelfde daling die al zichtbaar was in de periode daarvoor. In 2024 wordt deze daling gecompenseerd door een productietoename uit het Tertiair.



Figuur 3.3 Gasproductie op zee, per reservoir.

In Figuur 3.4 zijn de bijdragen van het Rotliegend en Trias reservoirs niet meegenomen, waardoor de bijdragen uit andere reservoirs aan de gasproductie beter zichtbaar zijn. Over de periode 2005 - 2007 is de bijdrage uit velden met gecombineerde Carboon–Rotliegend reservoir bijna verdrievoudigd, sinds 2008 neemt de productie uit dit gecombineerd reservoir weer geleidelijk af. Opvallend is de start van de productie uit de zogenaamde ‘shallow gas’ reservoirs (Tertiair) in de noordelijke offshore in 2008. Productie uit het Tertiair blijft redelijk op peil doordat in 2015 het B13-A veld in productie is genomen. De productiestart van Q10-A (Rotliegend/Zechstein) in 2019 en D12-B (Carboon) in 2020 hebben gezorgd voor een omkering van de dalende trend over de periode 2016 t/m 2018. De productie in 2021 is opnieuw toegenomen ten opzichte van vorig jaar vanwege de hoge productie van A12-FA, D12-B en D12-D. Deze trend heeft zich vanaf 2022 niet voortgezet vanwege de snelle daling in de productie van de eerdere

genoemde gasvelden D12-B en D12-D. Door productietoename in 2024 uit het Tertiair is, ondanks de daling uit andere reservoirs, de netto daling minder sterk.



Figuur 3.4 Gasproductie op zee, per reservoir (exclusief Rotliegend en Trias reservoirs).

3.3 Aardolie- en condensaatproductie in 2024

In onderstaande tabellen zijn de maandelijkse productiecijfers van aardolie en condensaat per winningsvergunning opgenomen. De productie per vergunning is een sommatie van de veldproductie, verdeeld naar rato van de veldoppervlakte in de vergunningen waaronder ze vallen. Door afronding van de productie per maand kunnen geringe schijnbare verschillen optreden met de totalen per jaar.

Een langjarig overzicht van de jaarproductie van aardolie wordt in overzicht D gegeven.

Tabel 3.8 Productie van aardolie per vergunning in 2024 (in 1000 Sm³)

Vergunning *	Operator	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Totaal
F02a	Dana	10,3	9,8	10,2	9,2	9,5	9,2	8,9	8,9	2,5	9,3	8,5	9,2	105,5
F03b	Eni	1,3	1,7	3,8	2,0	1,1	0,0	0,0	0,3	0,0	1,0	1,1	1,2	13,3
F06a	ONE-Dyas	0,2	0,3	0,7	0,3	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,2	0,2	2,3
P09a	Petrogas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
P09c	Petrogas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
P10a	Dana	0,6	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,8	0,9	0,3	7,6
P11b	Dana	3,4	4,4	4,3	4,3	3,8	3,5	3,6	4,5	3,8	4,8	5,3	1,7	47,6
P15a, P15d, P15e & P15f	TAQA Off	2,1	1,3	3,9	4,3	3,6	2,1	0,7	3,1	3,0	3,0	3,1	2,7	32,7
P15c, P15g, P15h & P15i	TAQA Off	0,3	0,2	0,5	0,5	0,4	0,3	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	4,1
Q01a-ondiep, Q01b-ondiep, Q01d-ondiep & Q01e-ondiep	Petrogas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q13a	Eni	4,7	1,6	5,4	5,1	4,9	2,4	1,0	4,5	4,3	5,1	4,0	3,7	46,7
Q16c-diep	ONE-Dyas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rijswijk	NAM	10,5	9,2	11,2	9,4	11,1	9,9	10,9	10,6	10,2	8,8	10,1	10,4	122,4
Schoonebeek	NAM	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totaal		33,4	29,3	40,5	35,8	35,2	28,0	25,8	33,1	24,8	33,3	33,5	29,7	382,3

* Exclusief meegeproduceerde aardolie uit winningsvergunningen aardwarmte.

Tabel 3.9 Productie van gascondensaat * in 2024 (in 1000 Sm³)

Vergunning	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Totaal
Op land **	5,0	4,2	4,2	3,6	4,0	4,6	4,2	4,7	3,6	4,7	4,2	3,7	50,6
Op zee	4,5	3,2	4,0	4,6	4,2	3,6	3,4	4,3	6,0	4,5	4,5	4,4	51,1
Totaal	9,4	7,4	8,2	8,1	8,2	8,2	7,5	8,9	9,6	9,3	8,8	8,1	101,7

* Gascondensaat wordt ook aangeduid met putgasbenzine of Natural Gas Liquids (NGL),

** Exclusief meegeproduceerd gascondensaat uit winningsvergunningen aardwarmte en exclusief geproduceerd gascondensaat uit de opslagvelden Alkmaar, Bergermeer, Grijskerk en Norg (zie hoofdstuk 4),

4.

Ondergrondse opslag

4.1 Inleiding

Ondergrondse opslag is een bijzonder ruimte-effectieve methode om zeer grote hoeveelheden stoffen op te slaan. Er zijn verschillende vormen van opslag mogelijk in de Nederlandse ondergrond. Bijvoorbeeld opslag in poreuze lagen, zoals in de ruimte tussen gesteentekorrels van gedepleteerde gasvelden en in watervoerende lagen (aquifers), of in aangelegde holtes, zoals cavernes in steenzout en mijngangen in kolenlagen¹³. Deze opslagsystemen zijn te gebruiken voor een tijdelijke voorraad of buffer met laad- en ontlaadtijden variërend van uren tot maanden (zoals voor aardgas, stikstof en mogelijk ook waterstof en energie). Bij permanente opslag van stoffen (zoals CO₂ en zoutwater) worden (bij)producten verwijderd om de impact op het milieu te minimaliseren of klimaatverandering te beperken.

Volgens de mijnbouwwet¹⁴ is voor het opslaan van stoffen in de ondergrond (op meer dan 100 m diepte) een opslagvergunning nodig en dient de vergunninghouder te beschikken over een goedgekeurd opslagplan. De opslagplannen geven informatie over de geologische setting en het proces van opslag. In een aantal gevallen valt de injectie van stoffen juridisch gezien niet onder het opslaan van stoffen, zoals bedoeld in de mijnbouwwet, bijvoorbeeld: het injecteren van stikstof om bodemdaling tegen te gaan maakt onderdeel uit van het winningsplan (zoals voor het gasveld De Wijk – Fase 2, inmiddels gestopt) en her-injectie van formatie/proceswater valt als onvermijdelijk meegeproduceerde stoffen onder de milieuwetgeving.

Nederland heeft bestaande ondergrondse opslagen voor aardgas (in lege gasvelden en zoutcavernes) en voor stikstof en aardolie (in zoutcavernes). Naast deze bestaande opslaglocaties, biedt de Nederlandse ondergrond vanuit technisch en geologisch oogpunt voldoende ruimte voor opslag van diverse nieuwe vormen van duurzame energiedragers. Toekomstige energiescenario's voorzien een toenemende vraag naar grootschalige ondergrondse opslag voor het bufferen van energie om vraag en aanbod op elkaar af te stemmen. De meest concrete ontwikkelingen hierin zijn: waterstofopslag, persluchttopslag (CAES) en hoge temperatuur warmteopslag (HT-ATES)¹³. Voor permanente opslag lopen projecten om de emissies van CO₂ te limiteren, door het afvangen CO₂ uit industriële processen permanent op te slaan in lege gasvelden op de Noordzee.

¹³ Juez-Larré, J. (2025) '20 Underground storage', in J. Veen et al. (eds) *Geology of the Netherlands: Second Edition*. Amsterdam, Netherlands: Amsterdam University Press. Beschikbaar via: <https://doi.org/10.1515/9789048554973-022>.

¹⁴ Mijnbouwwet Hoofdstuk 3, <https://wetten.overheid.nl/BWBR0014168/2025-03-29#Hoofdstuk3>

4.2 Vergunningen voor opslag in 2024

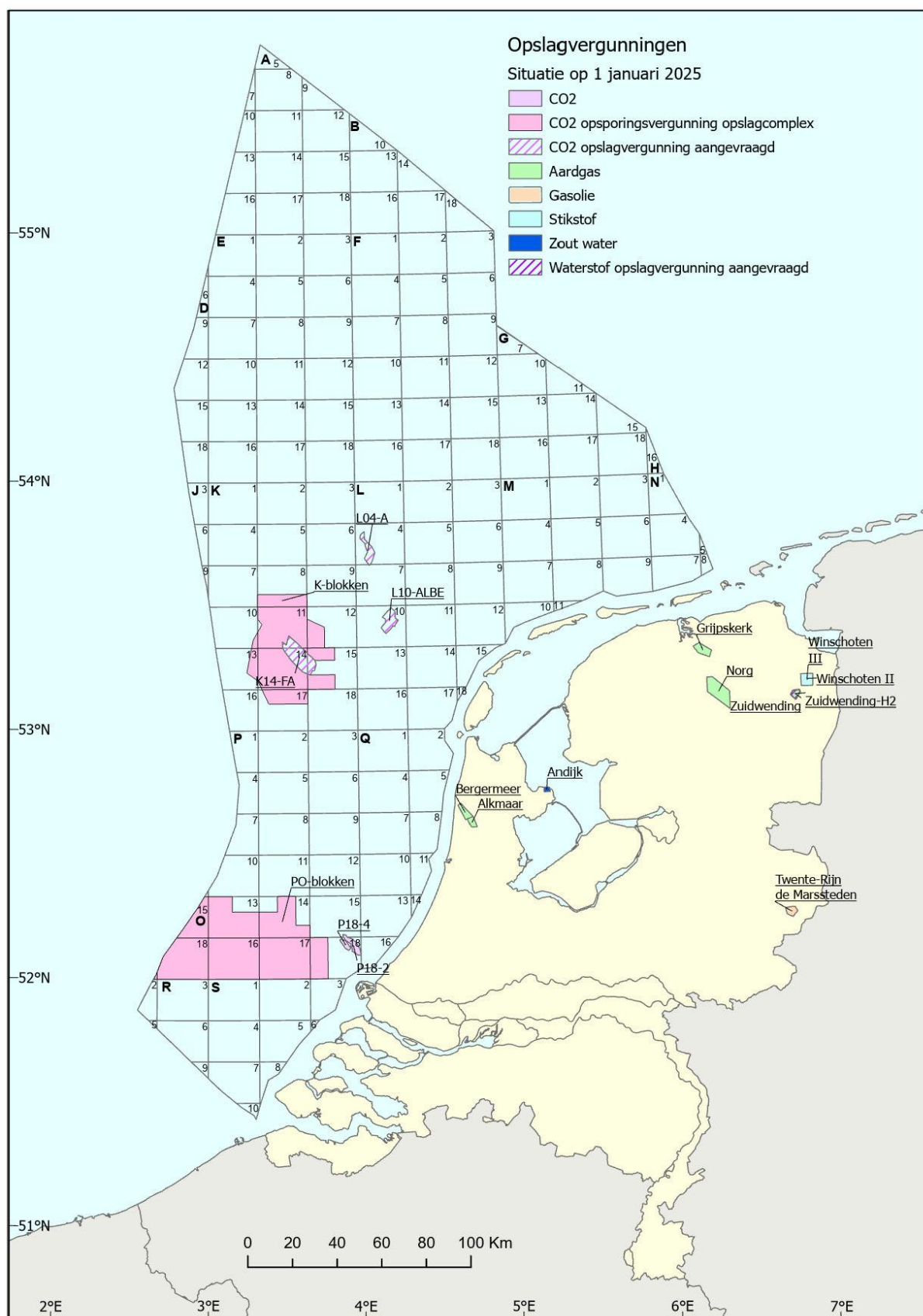
In 2024 is er op land één nieuwe opslagvergunning voor waterstof aangevraagd binnen de vergunningsgrenzen van de al lopende gasopslag vergunning van Zuidwending (zie hoofdstuk 8.3).

Op zee is er in 2024 één opslagvergunning voor de opslag van CO₂ aangevraagd voor L10-ALBE. Uit voorgaande jaren zijn er nog twee opslagvergunningen (K14-FA en L04-A) voor de opslag van CO₂ in aanvraag (zie hoofdstuk 9.3 en 9.4). In 2024 zijn er twee opsporingsvergunningen vergeven voor opsporing van opslagcomplexen voor CO₂ in aquifers.

Per 1 januari 2025 waren er negen opslagvergunningen van kracht. De opslagvergunningen P18-2 en P18-4 voor CO₂ zijn wel al verleend, maar nog niet van kracht. Een overzicht van alle opslagvergunningen is te vinden in Tabel 4.1 en Overzicht H. Figuur 4.1 toont de kaart met de ligging van de huidige en aangevraagde opslagvergunningen.

Tabel 4.1 Opslagvergunningen op land en zee.

Vergunning	Verleend	Uitvoerder	Product	Status
Alkmaar	01-04-2003	TAQA	Gas	Van kracht
Bergermeer	08-01-2007	TAQA	Gas	Van kracht
Grijpskerk	01-04-2003	NAM	Gas	Van kracht
Norg	01-04-2003	NAM	Gas	Van kracht
Zuidwending	11-04-2006	EnergyStock	Gas	Van kracht
Twenthe-Rijn de Marssteden	02-10-2010	Nobian Salt B.V.	Gasolie	Van kracht
Winschoten II	15-11-2010	Gasunie (GTS)	Stikstof	Van kracht
Winschoten III	15-11-2010	Nobian Salt B.V.	Stikstof	Van kracht
Andijk	12-12-2019	PWN	Zout water	Van kracht
P18-4	20-07-2013	TAQA	Kooldioxide	Verleend
P18-2	13-07-2022	TAQA	Kooldioxide	Verleend



Figuur 4.1 (Aangevraagde) opslagvergunningen per 1 januari 2024. Voor de leesbaarheid van het figuur zijn de vergunningsgrenzen van Twente-Rijn de Marssteden, Zuidwending en Zuidwending H₂ hier 1,5 keer groter weergegeven dan de werkelijke vergunningsgrenzen.

Tijdelijke opslag

Aardgasopslag

De seizoenale variatie in de aardgasvraag (winter/zomer) werd lange tijd opgevangen met de variatie van de productie uit het Groningenveld. Een belangrijke reden hiervoor was dat daardoor de kleine velden op constante snelheid konden produceren (onderdeel van het kleineveldenbeleid). Naarmate de reserves in het Groningenveld afnamen, liep de druk, en daarmee de flexibiliteit in de productiesnelheid, van het Groningenveld geleidelijk terug. Om toch voldoende flexibiliteit te houden om de schommeling in de gasvraag te kunnen opvangen en zodoende de leveringszekerheid van gas te kunnen garanderen, zijn er sinds 1997 successievelijk vier ondergrondse gasopslagen (Underground Gas Storage - UGS) in gebruik genomen in (voormalige) gasvelden. Sinds 2011 is daarnaast in Zuidwending de eerste gasopslag in zoutcavernes in gebruik genomen.

In Nederland zijn momenteel vijf aardgas opslagfaciliteiten operationeel (zie Overzicht H1). Het aardgas in de opslag van Norg (laag-calorisch gas/pseudo-Groningengas) en Grijpskerk (hoog-calorisch gas t/m 2022, daarna laag-calorisch gas) dient om seizoensgebonden schommelingen in de vraag op te vangen. Bij verhoogde vraag met name in de winter wordt extra gas geleverd vanuit Norg en Grijpskerk. De bergingen in Alkmaar en Zuidwending (laag-calorisch gas) zijn vooral voor het opvangen van piekvragen van één of meerdere dagen en, in het geval van Zuidwending, ook voor verkoop wanneer dit commercieel interessant is. Als laatste is de opslag in Bergermeer (hoog-calorisch) tot op heden primair gericht op de internationale handel in gas.

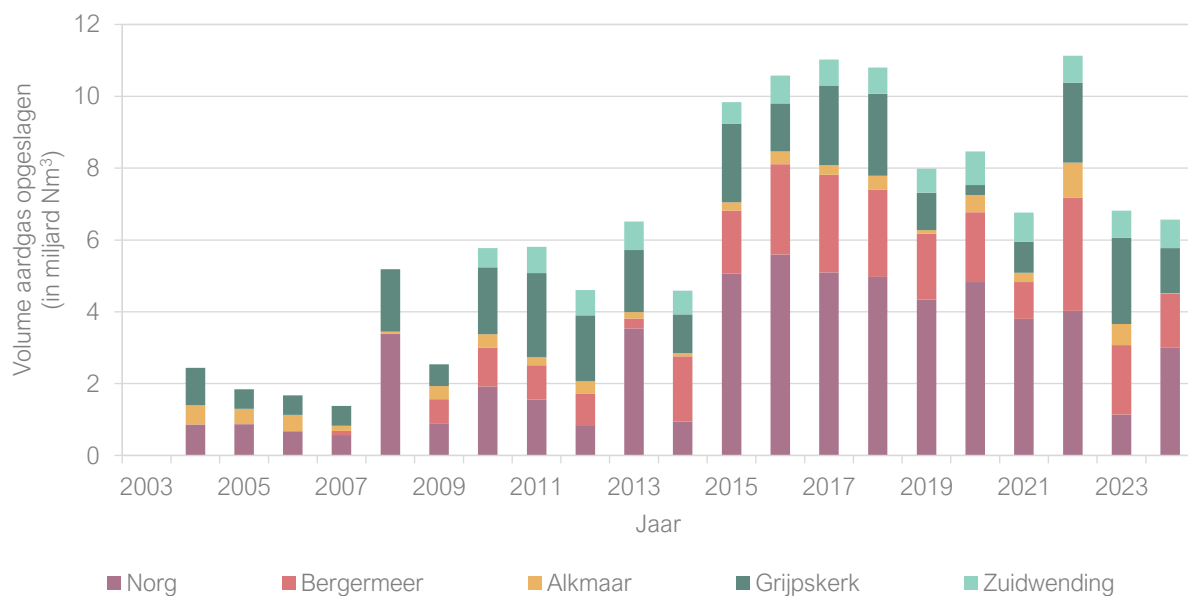
Figuur 4.2 en figuur 4.3 tonen respectievelijk het opgeslagen en het afgevoerde volume aardgas van de vijf aardgasopslagen van 2003 tot en met 2024. Vanaf 2015 is de gebruikte capaciteit van de opslag in Norg sterk gestegen door het verhogen van de toegestane maximum druk. Het werkvolume is daardoor verhoogd van 3 naar 7 miljard Nm³ (in 2019 bijgesteld naar 6 miljard Nm³). De oorlog in Oekraïne en de volatiele gasprijzen hebben in 2022 voor nieuwe wetgeving gezorgd binnen de EU¹⁵. De nieuwe wetgeving eist een minimale vulgraad van 80% per 1 november van ieder jaar om zo de continuïteit van de gasvoorziening in de EU te garanderen. In Figuur 4.2 is deze verandering goed te zien waarbij met name in Norg, Alkmaar en Bergermeer meer gas is opgeslagen dan afgevoerd is, omdat de vullingsgraden op peil moesten zijn. De wintermaanden van 2024 in Nederland waren relatief kouder dan in 2023 waardoor er weer een lichte toename te zien is in de hoeveelheid gas die is afgevoerd. Alkmaar heeft in 2024 minder opgeslagen en afgevoerd dan gebruikelijk in verband met voorbereidingen voor periodiek onderhoud dat doorloopt in 2025.

Eventuele piekvraag naar aardgas in Nederland, op bijvoorbeeld hele koude winterdagen, kan ook worden ondersteund door import uit het buitenland via internationale pijpleidingen en LNG terminals. Op de Maasvlakte is er een terminal waarin vloeibaar aardgas (LNG) wordt opgeslagen in bovengrondse tanks (aanzienlijk kleiner dan ondergrondse opslag) en in de Eemshaven is er een tijdelijke terminal.

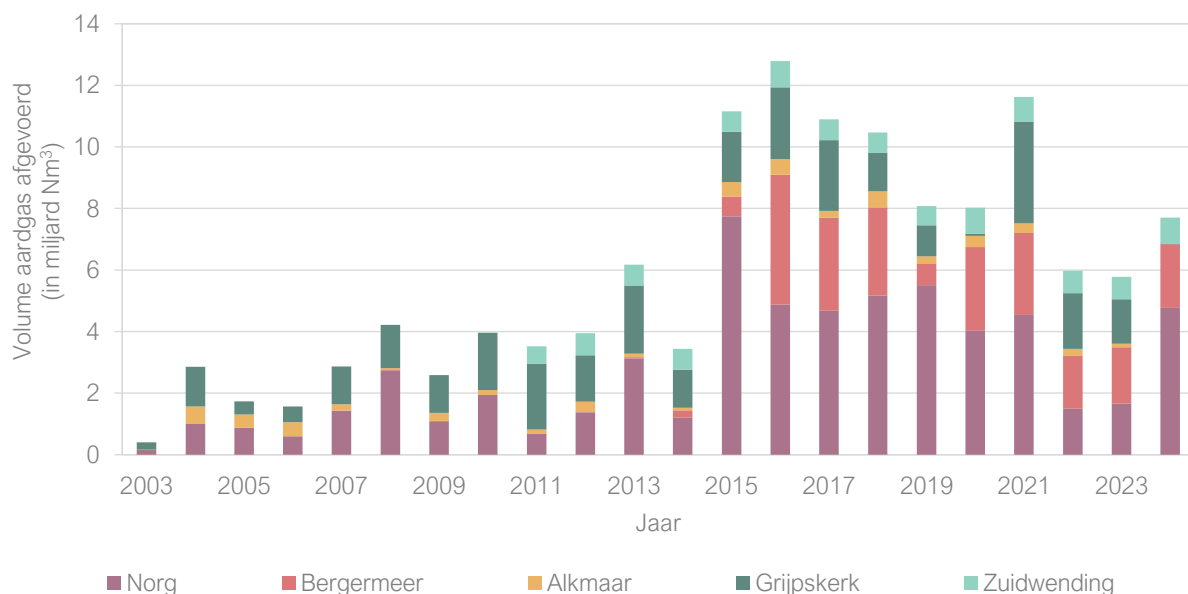
¹⁵ [Nieuwe regels over gasopslag in EU-lidstaten met spoed aangenomen | Expertisecentrum Europees Recht](#)

Waterstofopslag

Momenteel wordt onderzoek gedaan naar de mogelijkheden om gasvormige waterstof op te slaan in zoutcavernes. Er loopt een vergunningsaanvraag voor de aanleg en ontwikkeling van één opslagcaverne voor waterstof, die naast de opslagcavernes voor aardgas binnen de opslagvergunning Zuidwending moet komen te liggen. Deze waterstofopslag zal volgens de huidige planning in 2031 operationeel zijn.



Figuur 4.2 Opgeslagen volume aardgas per UGS van 2003-2024.



Figuur 4.3 Afgevoerd volume aardgas per UGS van 2003-2024.

Opslag van stikstof en gasolie

In Nederland worden op twee andere locaties gasolie en stikstof opgeslagen in ondergrondse zoutcavernes. In Twente (in de opslagvergunning Twenthe-Rijn De Marssteden) wordt een strategische gasolievoorraad opgeslagen, terwijl in Winschoten (Heiligerlee) stikstof is opgeslagen die wordt aangewend om hoogcalorisch gas om te zetten naar laagcalorisch pseudo-Groningen gas.

Permanente opslag

CO₂ opslag

Er zijn vergevorderde plannen om lege aardgasvelden op zee in de komende jaren te gebruiken om een significante capaciteit te leveren voor de permanente opslag van CO₂. Daarnaast zijn er twee opsporingsvergunningen vergeven in 2024 waarbinnen de mogelijkheid onderzocht wordt om CO₂ op te slaan in aquifers op zee.

Momenteel zijn er twee grote CO₂-opslagprojecten gaande: Porthos en Aramis. In het Porthos project, dat voor de kust van Zuid-Holland ligt (Figuur 4.1), is het plan om uiterlijk in 2041 maximaal 8 Mton CO₂ opgeslagen te hebben in het verlaten gasveld P18-4 en 32 Mton CO₂ in het aangrenzende verlaten gasveld P18-2. Hiervoor is in 2013 een opslagvergunning verleend voor het P18-4 gasveld en in 2022 is de vergunning gewijzigd vanwege een integrale aanpak met de opslag in P18-2. Deze vergunning is nog niet van kracht omdat alle bijhorende plannen nog niet zijn goedgekeurd. Deze plannen, bestaande uit een risicobeheers-, corrigerende maatregelen-, monitorings- en sluitingsplan, worden later (minimaal een half jaar voor injectie) in het vergunningstraject ingeleverd. Porthos verwacht operationeel te zijn en te starten met injectie in 2026. Naast het Porthos project is ook het Aramis project in ontwikkeling, waarvoor de eerste vergunningen zijn aangevraagd in 2022 en 2023. Het Aramis project zal CO₂ opslaan in de gedepleteerde gasvelden K14-FA en L04-A (Figuur 4.1). In 2024 is een nieuwe opslagvergunning aangevraagd binnen dit project voor het gasveld L10-ALBE.

Om de ontwikkeling van CO₂ opslagprojecten te stimuleren komen deze projecten in aanmerking voor de Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie (SDE++)¹⁶. Dit is een subsidie voor bedrijven en non-profitorganisaties die grootschalig hernieuwbare energie opwekken of de CO₂-uitstoot verminderen. In totaal was in 2024 een budget beschikbaar van 11,5 miljard euro, waarvan een klein gedeelte is aangevraagd voor CO₂ projecten¹⁷.

Opslag zoutwater

De opslagvergunning Andijk is bestemd voor de permanente opslag van de filtraatresten die ontstaan bij de zuivering van zilt grondwater tot drinkwater. Bij deze zuiveringsstap blijft geconcentreerd zoutwater over dat geïnjecteerd wordt in een brak watervoerende pakket op een diepte tussen de 100 en 500 meter. Vanwege de diepte van dit pakket is deze activiteit opslagvergunning-plichtig volgens de Mijnbouwwet. Daarnaast wordt er in Nederland ook productiewater, dat wordt mee geproduceerd bij de winning van olie en gas, terug geïnjecteerd in de formatie waar dit water vandaan kwam. Hiervoor is geen opslagvergunning nodig, gezien deze activiteit onder de winningsvergunning valt.

¹⁶ <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/sde>

¹⁷ [Kamerbrief SDE++ openstelling 2024 | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl](#)

4.3 Ondergrondse opslag in 2024

De maandelijkse hoeveelheden aardgas en stikstof die in 2024 zijn opgeslagen in de ondergrond, respectievelijk zijn teruggehaald uit de ondergrond staan per vergunning vermeld in onderstaande tabellen. De gegevens zijn verstrekt door de vergunninghouders.

Tabel 4.2 Opgeslagen aardgas (in miljoen Nm³)

Vergunning	Operator	Totaal	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
Alkmaar	TAQA	8	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0
Bergermeer	TAQA	1.502	0	0	0	196	26	319	462	237	2	26	0	0
Grijskerk	NAM	1.259	0	0	0	155	388	20	335	177	0	0	0	0
Norg	NAM	3.006	0	0	0	1	631	0	811	986	577	0	0	0
Zuidwending	EnergyStock	786	33	68	68	41	79	118	49	60	7	126	66	71
	Totaal	6.562	33	68	68	393	1.133	458	1.657	1.461	586	151	66	71

Tabel 4.3 Afgevoerd aardgas (in miljoen Nm³)

Vergunning	Operator	Totaal	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
Alkmaar	TAQA	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0
Bergermeer	TAQA	2.077	59	261	191	35	10	0	0	1	115	0	9	702
Grijskerk	NAM	16	4	1	0	0	0	0	0	0	0	2	3	5
Norg	NAM	4.765	1.135	825	192	0	0	0	0	0	0	238	1.289	1.087
Zuidwending	EnergyStock	846	128	68	67	9	76	12	37	29	121	29	82	11
	Totaal	7.705	1.327	1.155	451	44	86	12	37	30	236	270	1.382	1.804

Tabel 4.4 Opgeslagen stikstof (in miljoen Nm³)

Vergunning	Operator	Totaal	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
Winschoten II	Gasunie	59,4	0,4	8,1	10,1	2,0	5,6	4,1	6,4	9,9	3,1	1,7	2,8	5,2

Tabel 4.5 Afgevoerd stikstof (in miljoen Nm³)

Vergunning	Operator	Totaal	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
Winschoten II	Gasunie	60,4	15,9	1,5	2,1	1,8	8,3	3,6	8,0	7,0	3,2	0,9	4,7	0,3

5.

Aardwarmte

Dit hoofdstuk rapporteert over de ontwikkelingen met betrekking tot de exploratie en productie van aardwarmte in Nederland gedurende het afgelopen jaar. Er wordt een overzicht gegeven van de aardwarmteproductie in 2024 en de gerealiseerde aardwarmteproductie-installaties. Verder komen de aardwarmteboringen die in 2024 beëindigd zijn kort aan bod. Het laatste deel van dit hoofdstuk geeft een bondig overzicht van aardwarmtevergunningen in 2024.

5.1 Aardwarmteproductie in 2024

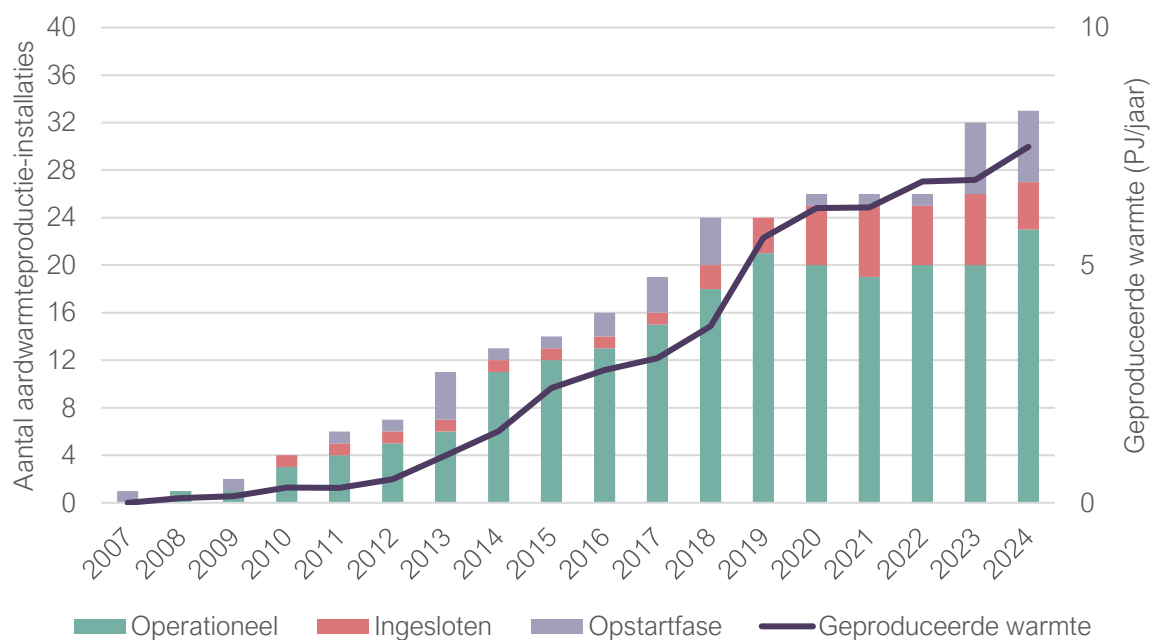
In 2024 is de cumulatieve gerapporteerde aardwarmteproductie 7,491 PJ¹⁸ (Figuur 5.1). Dit is 0,695 PJ (+ 10%) meer dan in 2023. Vanaf 2008 is er cumulatief 54,876 PJ aan aardwarmte geproduceerd.

NB: in bovenstaande productie wordt de geproduceerde warmte van Mijnwater Energiecentrale Heerlen, gerealiseerd in 2006, niet meegenomen. Dit project valt wettelijk gezien deels onder de Mijnbouwwet vanwege de diepte van de putten, maar is technisch gezien een warmte-koude opslag-installatie (WKO). De installatie wordt in het verdere hoofdstuk niet behandeld of apart genoemd.

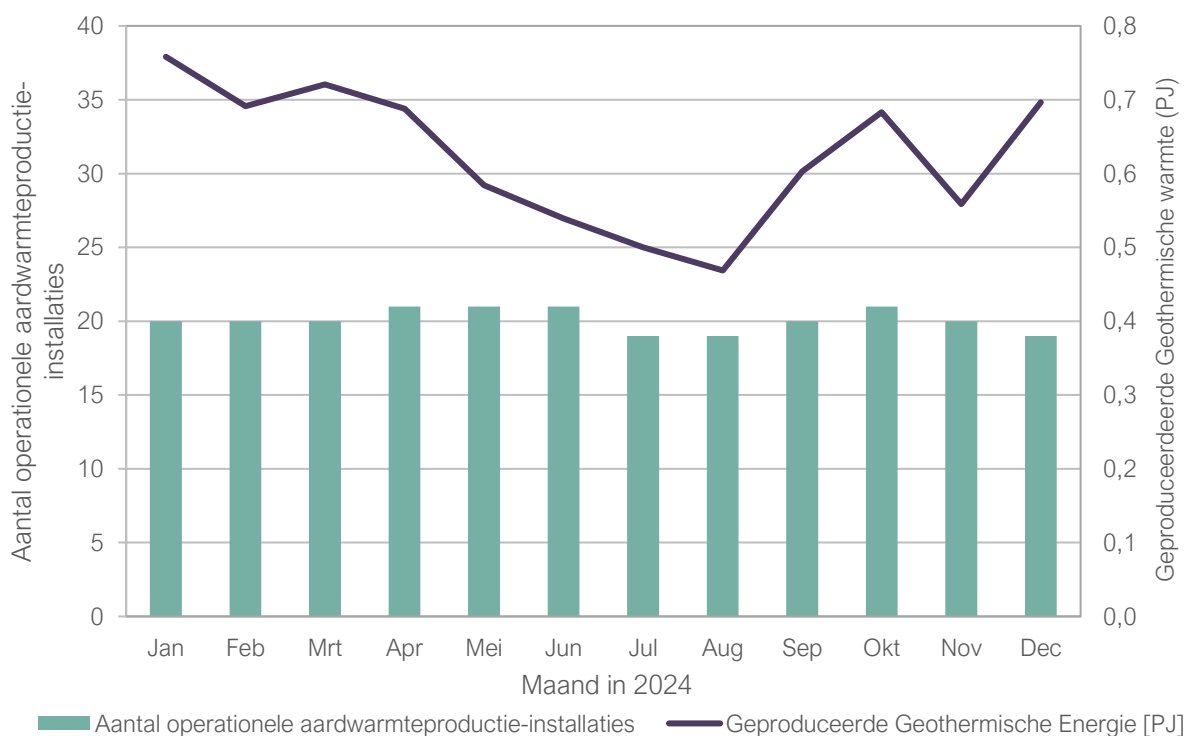
Figuur 5.2 geeft inzicht in de geaggregeerde productie van aardwarmte per maand. In dezelfde grafiek is ook het aantal productie-installaties af te lezen die hebben bijgedragen aan de maandproductie.

Bij de productie van aardwarmte komen beperkte hoeveelheden koolwaterstoffen mee, momenteel is dit in alle gevallen gas. Het gas is opgelost in het formatiewater en komt vrij als de druk van het productiewater in de productie-installatie onder het "bubble point" zakt.

¹⁸ 1 PJ = 10¹⁵ Joule



Figuur 5.1 Aantal aardwarmteproductie-installaties, onderverdeeld naar status operationeel, ingesloten en opstartfase, uitgezet tegen de jaarproductie aan aardwarmte (PJ/jaar). Tot en met 2013 is de jaarproductie afkomstig uit: Hernieuwbare energie in Nederland 2013. Centraal Bureau voor de Statistiek, Den Haag/Heerlen, 2014. ISBN: 978-90-357-1857-9.



Figuur 5.2 Maandelijkse aardwarmteproductie in petajoules (PJ) in 2024 en het aantal aardwarmteproductiesystemen dat per maand heeft bijgedragen aan de gerapporteerde productie. NB: niet alle installaties zijn het volledige jaar operationeel.

Tabel 5.1 geeft een overzicht van de geproduceerde warmte, meegeproduceerd gas en meegeproduceerde olie per jaar sinds 2008. Tot maart 2017 was er één installatie waar olie meegeproduceerd werd.

Tabel 5.1 Overzicht van geproduceerde warmte, meegeproduceerd gas en meegeproduceerde olie.

Jaar	Geproduceerde warmte (PJ)	Meegeproduceerd gas (x1000 Nm ³)	Meegeproduceerde olie (Sm ³)
2008	*1 0,096	-	-
2009	*1 0,142	-	-
2010	*1 0,318	-	-
2011	*1 0,316	-	-
2012	*1 0,495	-	-
2013	*1 0,993	-	-
2014	1,509	3.267	429
2015	2,417	4.378	186
2016	*2 2,792	7.670	130
2017	3,042	8.100	31
2018	3,714	*3 12.367	0
2019	5,578	*3 19.914	0
2020	6,199	*3 22.617	0
2021	*4 6,216	22.394	0
2022	*4 6,762	24.596	0
2023	*4 6,796	22.970	0
2024	7,491	27.363	0

*1 Getal afkomstig uit: Hernieuwbare energie in Nederland 2013. Centraal Bureau voor de Statistiek, Den Haag/Heerlen, 2014. ISBN: 978-90-357-1857-9.

*2 Bijstelling t.o.v. Delfstoffen en aardwarmte in Nederland, Jaarverslag 2016, vanwege actualisatie productiedata met terugwerkende kracht.

*3 Correctie van de gasbijvangst t.o.v. voorgaande jaarverslagen.

*4 Bijstelling t.o.v. Delfstoffen en aardwarmte in Nederland, Jaarverslag 2023, 2022 en 2021, vanwege actualisatie productiedata met terugwerkende kracht.

- Niet of niet volledig gerapporteerd.

5.2 Aardwarmteproductie-installaties in 2024

Het totaal aan aardwarmteproductie-installaties (exclusief Mijnwater Energiecentrale Heerlen) bedraagt nu 33 (Figuur 5.1 & Tabel 5.2). Deze aardwarmteproductie-installaties onttrekken warmte uit de diepe ondergrond, of beogen dat te gaan doen, door warm water te produceren en afgekoeld water te injecteren. Van deze 33 aardwarmteproductie-installaties zijn er in 2024 23 operationeel of deels operationeel geweest. Van de 10 niet-operationele installaties zijn 4 installaties ingesloten en zitten 6 installaties in de opstartfase.

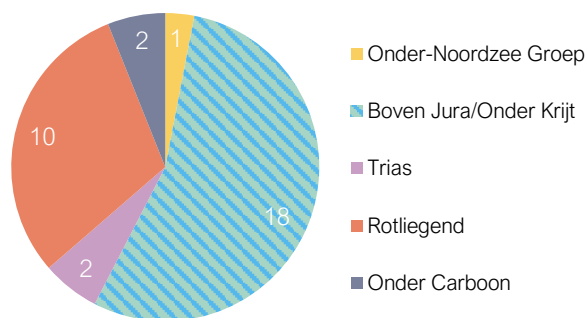
Tabel 5.2 Aardwarmteproductie-installaties.

	Naam productie-installatie	Putten	Vergunning aardwarmte	Operationeel in 2024
a	Mijnwater energiecentrale Heerlen	HLH-GT-1, 2 & 3	Heerlen	Ja, WKO
1	Installatie Bleiswijk	VDB-GT-101 & 2	Bleiswijk	Nee
2	Installatie Berkel en Rodenrijs	VDB-GT-5 & 6	Bleiswijk-1b	Nee
3	Pijnacker-Nootdorp Geothermie	PNA-GT-5 & 6	Pijnacker-Nootdorp-4	Ja
4	Den Haag Geothermie	HAG-GT-1 & 2	Den Haag	Ja
5	Pijnacker-Nootdorp Geothermie Zuid	PNA-GT-3 & 4	Pijnacker-Nootdorp-5	Ja
6	Koekoekspolder Geothermie	KKP-GT-1, 2 & 3	Kampen	Ja
7	Honselersdijk Geothermie	HON-GT-1 & 2	Honselersdijk	Nee
8	Californië Geothermie	CAL-GT-1, 2 & 3	Californië IV	Nee
9	MDM-GT-06 / MDM-GT-01	MDM-GT-6 & 1	Middenmeer I	Ja
10	MDM-GT-02 / MDM-GT-05	MDM-GT-2 & 5	Middenmeer I	Ja
11	Heemskerk Geothermie	HEK-GT-1 & 2	Heemskerk	Ja
12	MDM-GT-04 / MDM-GT-03	MDM-GT-3 & 4	Middenmeer II	Ja
13	De Lier Geothermie	LIR-GT-1 & 2	De Lier	Ja
14	Vierpolders Geothermie	BRI-GT-1 & 2	Vierpolders	Ja
15	Californië Geothermie 2	CAL-GT-4 & 5	Californië-V	Nee
16	Poeldijk Geothermie	PLD-GT-1 & 2	Poeldijk	Ja
17	Kwintsheul Geothermie	KHL-GT-1 & 2	Kwintsheul II	Ja
18	Maasland Geothermie	MLD-GT-1 & 2	Maasland	Ja
19	Lansingerland Geothermie	LSL-GT-1 & 2	Lansingerland	Ja
20	Zevenbergen Geothermie	ZVB-GT-1 & 2	Zevenbergen	Nee
21	Andijk Geothermie 1/2	ADK-GT-1 & 2	Andijk	Ja
22	Andijk Geothermie 3/4	ADK-GT-3 & 4	Andijk	Ja
23	Naaldwijk Geothermie	NLW-GT-1, 2, 3 & 4	Naaldwijk & Naaldwijk II	Ja
24	Luttelgeest Geothermie 1	LTG-GT-1, 2, 3, 7, 8, 9, 10 & 11	Luttelgeest	Ja
25	Tinte Geothermie	TNT-GT-1 & 2	Oostvoorne	Ja
26	Luttelgeest Geothermie 2	LTG-GT-4, 5 & 6	Luttelgeest II	Ja
27	Maasdijk Geothermie 3/4	MSD-GT-3 & 4	Maasdijk I	Ja
28	Maasdijk Geothermie 1/2	MSD-GT-1 & 2	Maasdijk I	Ja
29	Maasdijk Geothermie 5/6	MSD-GT-5 & 6	Maasdijk I	Nee
30	MDM-GT-08 / MDM-GT-09	MDM-GT-8 & 9	Middenmeer III	Ja
31	-	MON-GT-1 & 2	Monster I	Nee
32	-	DEL-GT-1 & 2	Delft I	Nee
33	-	VDB-GT-7 & 8	Zoetermeer I	Nee

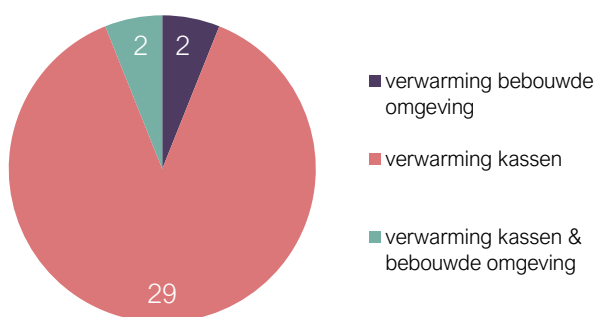
De warmte wordt geproduceerd uit laagpakketten van verschillende geologische eenheden op dieptes tussen de 700 en 2800 meter onder N.A.P. (Figuur 5.3 a & b). De diepte van het midden van de producerende zone in de productieput is weergegeven in Figuur 5.3 b. Voor het merendeel van de aardwarmte-installaties (18 installaties) zijn de laagpakketten van de Boven-Jura en Onder-Krijt het productieve interval. Dit geldt voor alle installaties gesitueerd in Zuid-Holland, behalve twee, die de aquifers van Trias ouderdom als productief interval hebben. De tien productie-installaties in Noord-Holland, Overijssel en Flevoland hebben als productief interval de laagpakketten van het Rotliegend, de twee installaties in het noorden van Limburg de laagpakketten van het Onder-Carboon tot Devoon en in Noord-Brabant is één installatie die de aquifers van de Onder-Noordzee Groep als productief geothermisch reservoir heeft.

De geproduceerde warmte wordt, op vier na, bij alle installaties primair ingezet voor de verwarming van kassen in de glastuinbouw. Eén project levert aan zowel de gebouwde omgeving als aan kassen in de glastuinbouw en één project beoogt dat te doen. Twee projecten leveren (of beogen dat te doen) enkel warmte aan bebouwde omgeving (Figuur 5.3 c).

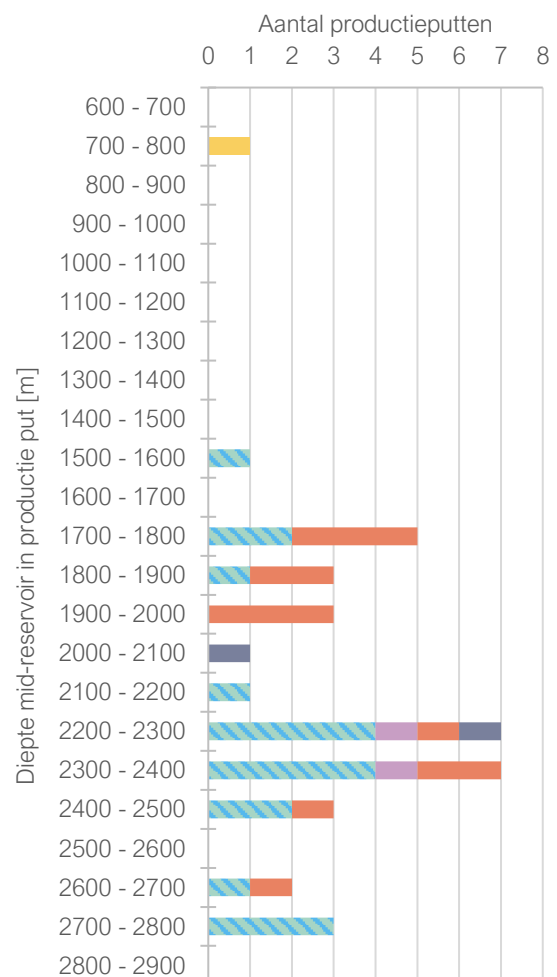
a) Stratigrafie van het productieve interval



c) (Beoogd) gebruik van de geproduceerde warmte



b) Diepte mid-reservoir in productieput

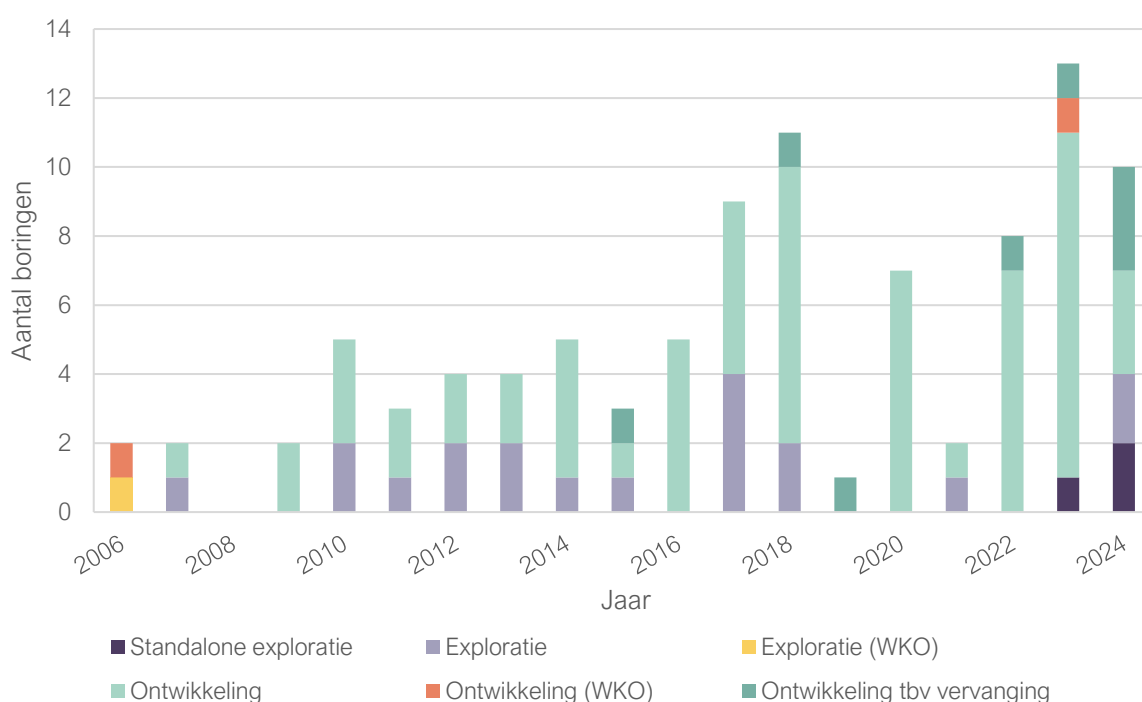


Figuur 5.3 a) Stratigrafie van het productieve interval, b) Diepte mid-reservoir van de gerealiseerde productieputten, die in productie, opstartfase of stilgelegd zijn (sommige aardwarmte-installaties hebben meerdere productieputten) en c) (beoogd) gebruik van de geproduceerde warmte.

5.3 Aardwarmteboringen in 2024

In 2024 zijn 10 aardwarmteboringen beëindigd (Hoofdstuk 12 en Figuur 5.2), waarvan 6 ontwikkelings- en 4 exploratieboringen. Twee boringen hebben geleid tot een nieuwe aardwarmteproductie-installatie (in vergunning Zoetermeer I). Twee boringen zijn met een wetenschappelijk doel geboord en zullen niet voor een installatie worden gebruikt. Drie boringen zijn tijdelijk gestaakt vanwege technische problemen. De overige 3 ontwikkelingsboringen zijn geboord met als doel uitgevallen putten te vervangen, om uiteindelijk de productie van aardwarmte te kunnen hervatten.

Vanaf 2006 zijn er in totaal 96 aardwarmteboringen gezet, hiervan zijn 90 onderdeel van een aardwarmteproductie-installatie. In 2024 zijn 27 daarvan operationele productieputten en 29 operationele injectieputten.



Figuur 5.4 Aantal succesvol afgeronde aardwarmteboringen beëindigd per kalenderjaar vanaf 2006. De boringen zijn onderverdeeld in: standalone exploratie¹⁹, exploratie²⁰, exploratie (WKO)²¹, ontwikkeling²², ontwikkeling (WKO)²³ en ontwikkeling t.b.v. vervanging²⁴.

¹⁹ Standalone exploratie: een boring gericht op het onderzoeken van de aanwezigheid en kwaliteit van de potentiële aquifers voor aardwarmtewinning, waarbij het boorgat direct na de boor- en testfase wordt geabandonneerd.

²⁰ Exploratie: een boring gericht op het onderzoeken van de aanwezigheid en kwaliteit van de potentiële aquifers voor aardwarmtewinning, waarbij in geval van succes het boorgat hergebruikt kan worden als put in een aardwarmteproductie-installatie.

²¹ Exploratie (WKO): een boring gericht op het onderzoeken van de aanwezigheid en kwaliteit van de potentiële aquifers voor aardwarmtewinning, waarbij in geval van succes het boorgat hergebruikt kan worden als put in een WKO-systeem.

²² Ontwikkeling: een boring gericht op een reeds bewezen aquifer voor aardwarmtewinning op die locatie. De boring zal als put onderdeel zijn van een aardwarmteproductie-installatie.

²³ Ontwikkeling (WKO): een boring gericht op een reeds bewezen aquifer voor aardwarmtewinning op die locatie. De boring zal als put onderdeel zijn van een WKO-systeem.

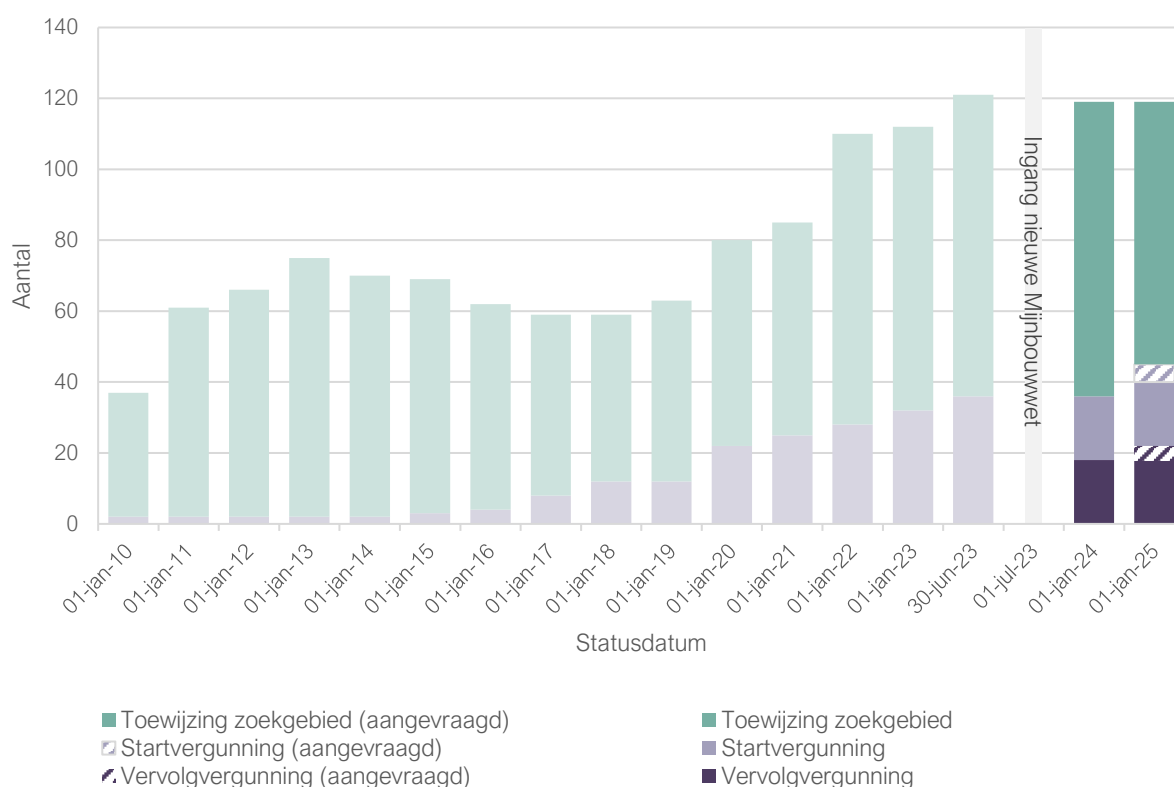
²⁴ Ontwikkeling t.b.v. vervanging: een boring gericht op een reeds bewezen aquifer voor aardwarmtewinning, ter vervanging van een uitgevallen put van een eerder gerealiseerde aardwarmteproductie-installatie.

5.4 Aardwarmtevergunningen

Op 1 januari 2025 waren 74 toewijzingen zoekgebieden van kracht, 5 startvergunningen aangevraagd en 18 startvergunningen van kracht, 4 vervolvergunningen aangevraagd en 18 vervolvergunningen van kracht (figuur 5.4). Onderstaande tabel 5.3 geeft een samenvatting hiervan. De mutaties over 2024 worden in paragrafen 8.5, 8.6 en 8.7 van hoofdstuk 8 gepresenteerd en een overzicht van geldende aardwarmtevergunningen wordt in Overzicht I gepresenteerd.

Tabel 5.3 Aardwarmtevergunningen (aangevraagd) per statusdatum 01-01-2025.

Aantal	Omschrijving
74	Toewijzing zoekgebieden verleend
0	Toewijzingen zoekgebieden in aanvraag
5	Startvergunningen voor aardwarmte in aanvraag
18	Startvergunningen voor aardwarmte van kracht
4	Vervolgvergunningen voor aardwarmte in aanvraag
18	Vervolgvergunningen voor aardwarmte van kracht



Figuur 5.5 Aantal aardwarmtevergunningen dat van kracht is per jaar. Voor datum 30 juni 2023 (vóór de wijziging van de Mijnbouwwet) zijn ook het aantal actieve opsporings- en winningsvergunningen weergegeven. Daarnaast zijn alleen voor statusdatum 01 januari 2025 de aangevraagde vergunningen gegeven.

6. Zout

Per 1 januari 2025 waren er zestien winningsvergunningen en geen opsporingsvergunningen van kracht. In 2024 is de aanvraag winningsvergunning Twenthe-Rijn Weelen Mos ingetrokken en is er één nieuwe aanvraag winningsvergunning Twenthe-Rijn Boekelerveld ingediend (zie Figuur 6.2). Een complete lijst van winningsvergunningen is te vinden in Overzicht J. Voor een overzicht van uitgevoerde boringen wordt doorverwezen naar Hoofdstuk 12.

De vergunningsgebieden bevinden zich in het noorden en oosten van het land omdat hier in de ondergrond zout van Zechstein en Trias ouderdom aanwezig is.

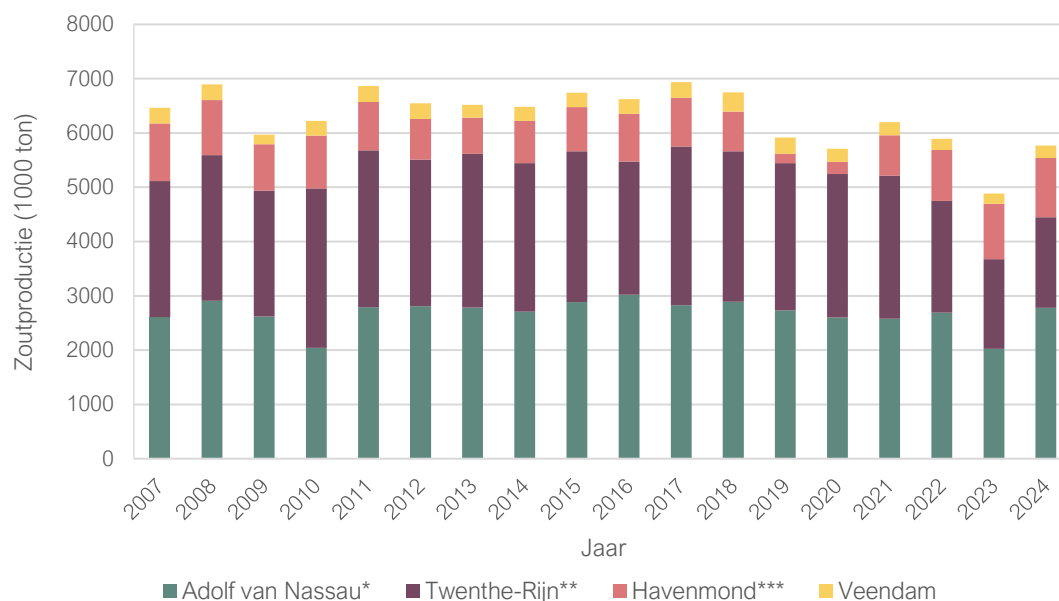
6.1 Zoutproductie in 2024

Tabel 6.1 geeft de productiecijfers voor zout per vergunning in 2024, de productiegegevens zijn gebaseerd op cijfers die door de operators zijn verstrekt en op NLOG gepubliceerd. De maandelijkse totale zoutproductie lag in 2024 tussen de 399 en 518 duizend ton. Uit bijna alle zoutwinningsvergunning wordt steenzout (ook wel haliet) gewonnen, enkel in de Veendam winningsvergunning wordt een ander type zout gewonnen, namelijk magnesiumzout.

Tabel 6.1 Zoutproductie in 2024 (in 1000 ton)

Vergunning	Operator	Jan	Feb	Mrt	Apr	Mei	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Total
Havenmond	Frisia	94	88	17	100	99	99	98	97	89	106	95	112	1.094
Twenthe-Rijn	Nobian	96	104	89	145	139	39	104	101	102	112	89	80	1.202
Twenthe-Rijn Helmerzijde	Nobian	0	0	0	0	0	0	5	4	5	8	7	6	35
Twenthe-Rijn Oude Maten	Nobian	23	23	14	13	13	0	11	9	12	6	11	10	145
Uitbr. Twenthe-Rijn	Nobian	34	26	16	24	25	7	36	32	21	23	16	28	288
Adolf van Nassau III	Nobian	88	94	104	125	114	84	97	103	94	95	100	104	1.200
Uitbr. Adolf van Nassau III	Nobian	115	137	136	53	98	153	143	155	153	127	151	156	1.577
Veendam	Nedmag	17	24	24	15	18	17	16	17	14	24	25	17	227
Totaal		467	496	400	475	505	399	511	518	489	501	494	513	5.768

Figuur 6.1 geeft een overzicht van de zoutproductie in de periode 2007 – 2024. Gedurende deze periode is de zoutproductie redelijk constant, tussen 5 en 7 miljoen ton per jaar. In 2024 bedroeg de totale zoutproductie 5,8 miljoen ton. Alleen in 2023 was de totale zoutproductie aan de lage kant veroorzaakt door een lagere vraag naar chloor.



Figuur 6.1 Zoutproductie 2007 – 2024 (in 1000 ton), de productiegegevens zijn gebaseerd op cijfers die door de operators zijn verstrekt.

* Inclusief Uitbreiding Adolf van Nassau III.

** Inclusief Uitbreiding Twenthe-Rijn, Twenthe-Rijn Helmerzijde en Twenthe-Rijn Oude Maten.

*** Inclusief Barradeel I (laatste productie in 2020) en Barradeel II (laatste productie in 2021). Start productie Havenmond 2021.

6.2 Opslag in zout cavernes

Opslagcavernes Aardgasbuffer Zuidwending

Op boorterrein Zuidwending, in de gemeente Veendam, heeft Nobian sinds 2007 gewerkt aan de uitloging van opslagcavernes ten behoeve van "Aardgasbuffer Zuidwending". Momenteel zijn er zes cavernes in gebruik voor de opslag van aardgas.

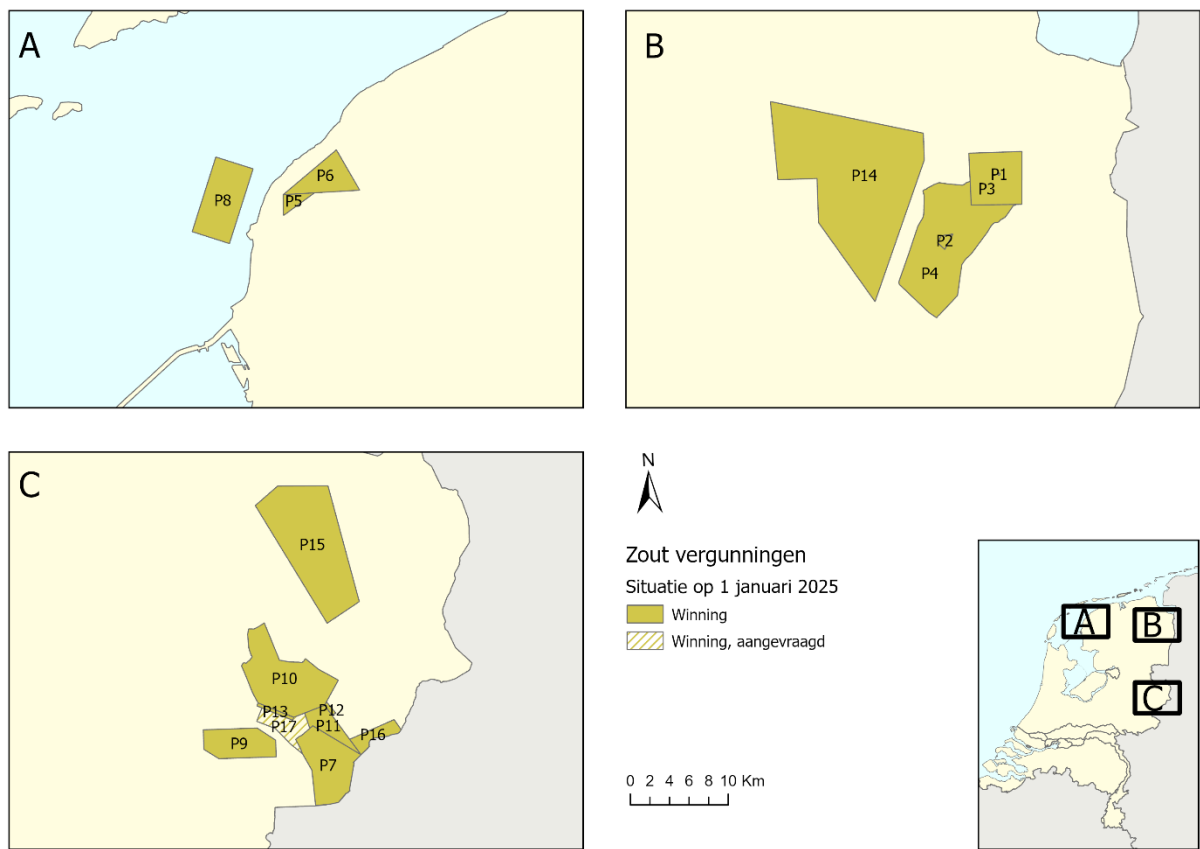
In 2023 is daarnaast door Nobian de uitloging van een zevende opslagcaverne afgerond. Hystock is voornemens deze caverne te gebruiken voor de opslag van waterstof. In 2021 en 2022 heeft HyStock een pilotproject uitgevoerd naar de opslag van waterstof. Binnen dit project zijn tests en metingen uitgevoerd in een boorgat.

Voor meer informatie over opslag zie Hoofdstuk 4.

6.3 Vergunningen voor zout

Namen van de winningsvergunningen voor steenzout, Land, zoals aangegeven in figuur 6.2.

Winningsvergunningen voor steenzout			
P1	Adolf van Nassau II	P9	Isidorushoeve
P2	Uitbreiding Adolf van Nassau II	P10	Twenthe-Rijn
P3	Adolf van Nassau III	P11	Uitbreiding Twenthe-Rijn
P4	Uitbreiding Adolf van Nassau III	P12	Twenthe-Rijn Helmerzijde
P5	Barradeel	P13	Twenthe-Rijn Oude Maten
P6	Barradeel II	P14	Veendam
P7	Buurse	P15	Weerselo
P8	Havenmond	P16	Zuidoost-Enschede
Aangevraagde winningsvergunningen voor steenzout			
P17	Twenthe-Rijn Boekelerveld		



Figuur 6.2 Vergunningen voor steenzout op 1 januari 2025.

7. Steenkool

Op 1 januari 2025 waren er vijf winningsvergunningen voor steenkool van kracht. In 2024 zijn er geen mijnbouwactiviteiten ondernomen binnen de vergunningsgebieden.

7.1 Winningsvergunningen voor Steenkool

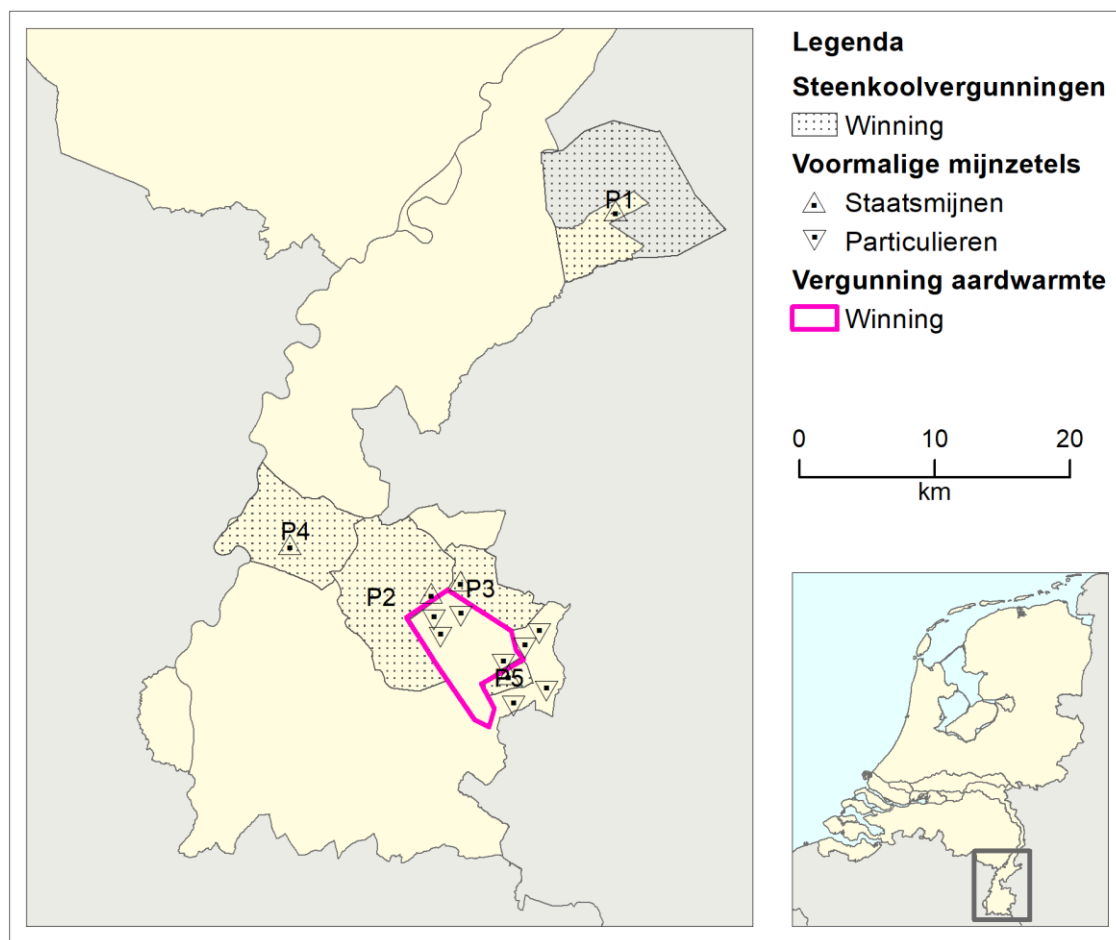
Winningsvergunningen, Land per 1 januari 2025

Vergunning	Vergunninghouder	In werking	Oppervlakte (km²)
Staatsmijn Beatrix	Koninklijke DSM N.V.	27-09-1920	130
Staatsmijn Emma	Koninklijke DSM N.V.	26-10-1906	73
Staatsmijn Hendrik	Koninklijke DSM N.V.	08-08-1910	24
Staatsmijn Maurits	Koninklijke DSM N.V.	12-03-1915	51
Staatsmijn Wilhelmina	Koninklijke DSM N.V.	08-01-1903	6
Totaal			284

7.2 Vergunningen voor steenkool

Namen van de winningsvergunningen voor steenkool op land, zoals aangegeven in de kaart op de volgende bladzijde:

Winningsvergunningen voor steenkool					
P1	Staatsmijn Beatrix	P3	Staatsmijn Hendrik	P5	Staatsmijn Wilhelmina
P2	Staatsmijn Emma	P4	Staatsmijn Maurits		



Figuur 7.1 Vergunningen voor steenkool per 1 januari 2025.

8.

Vergunningen, wijzigingen in 2024, Land

Wijzigingen met betrekking tot vergunningen op land gedurende 2024 staan in onderstaande tabellen vermeld. Tevens staan hierin alle lopende aanvragen voor vergunningen. In de overzichten G t/m K staan alle lopende vergunningen en de overzichtskaarten voor koolwaterstoffen (Figuur G.1) en aardwarmte (Figuur I.1) vergunningen.

8.1 Opsporingsvergunningen voor koolwaterstoffen

Aangevraagd

Vergunning	Pb EU	Datum	Sluiting	Staatscourant	Aanvrager(s)
Waskemeer *	C 84	22-03-2014	23-06-2014	10 937	NAM
Slootdorp-Oost *	C 55	14-02-2015	18-05-2015	10 234	Vermilion
Brielle *	C 170	23-05-2015	24-08-2015	15 891	ONE-Dyas cs; Vermilion

* Lopende aanvraag, al eerder gepubliceerd in Jaarverslag

Vervallen/Afstand gedaan

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km ²
Vermilion Energy Netherlands B.V.	IJsselmuiden	17-01-2024	447
Vermilion Energy Netherlands B.V.	Opmeer	19-12-2024	229
	Totaal		676

8.2 Winningsvergunningen voor koolwaterstoffen

Aangevraagd

Vergunning	Publicatie	Datum	Sluitingstermijn	Aanvrager(s)
Akkum *	-	02-06-2016	-	Vermilion

* Lopende aanvraag, al eerder gepubliceerd in Jaarverslag.

Verlengd

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	Tot en met
Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	Botlek IV	25-12-2024	31-12-2035

Totale oppervlakte koolwaterstof vergunningen

Totale oppervlakte	In vergunning
42 203 km ²	15 334 km ² (36,3%)



Figuur 8.1 Veranderingen in opsporings-, winnings- en opslagvergunningen voor koolwaterstoffen op land per 1 januari 2025.

8.3 Opslagvergunningen

Aangevraagd

Vergunning	Publicatie	Datum	Sluiting	Opslag van	Aanvrager(s)
Zuidwending	-	06-05-2024	-	H ₂	EnergyStock B.V. Nobian Salt B.V.

8.4 Vergunningen voor wetenschappelijk onderzoek en het voeren van centraal beleid voor aardwarmte

Aangevraagd

Vergunning	Staatscourant	Datum	Sluiting	Aanvrager(s)
Amsterdam-Diemen-Almere 1	-	08-10-2024	-	EBN B.V.

Startvergunning Verleend

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km ²
EBN B.V.	Ede-Veenendaal 1	01-05-2024	5
EBN B.V.	Eindhoven 3	07-11-2024	12
EBN B.V.	De Bilt-Zeist 1	19-12-2024	2
Totaal			19

Aangewezen uitvoerder

Vergunning	Uitvoerder	In werking
Ede-Veenendaal 1	EBN B.V.	01-05-2024
Eindhoven 3	EBN B.V.	07-11-2024
De Bilt-Zeist 1	EBN B.V.	19-12-2024

Startvergunning ingetrokken

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km ²
EBN B.V.	Haarlem Amsterdam-West 1	07-02-2024	8
Totaal			8

8.5 Toewijzing zoekgebieden voor aardwarmte

Aangewezen uitvoerder

Vergunning	Uitvoerder	In werking
Zoetermeer 2	IPS Geothermal Energy B.V.	31-05-2024

Ontheffing van verplichte deelname EBN

Vergunning	Uitvoerder	In werking
Kerkrade 1	Mijnwater Energy B.V.	31-05-2024

Verleend

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km²
Mijnwater Energy B.V.	Kerkrade 1	19-04-2024	29
Gaia Energy B.V., Aardwarmte Veenendaal B.V.	Veenendaal-Scherpenzeel 1	13-09-2024	105
Wayland Energy B.V.	Lansingerland 5	07-12-2024	6
		Totaal	140

Verlengd

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	Tot en met
Gemeente Zwolle	Zwolle	19-01-2024	02-02-2025
HVC Aardwarmte Wippolderlaan B.V.	Den Hoorn	01-03-2024	01-03-2025
HVC Aardwarmte Wippolderlaan B.V.	Kwintsheul 2	01-03-2024	31-05-2025
Equans Energy Solutions B.V.	Rotterdam Prins Alexander	23-03-2024	24-03-2025
Geothermie Plukmade B.V.	Made 2	25-06-2024	08-07-2025
Ennatuurlijk B.V.	Eindhoven 2	25-06-2024	30-11-2025
Gaia Energy B.V., MPD Groene Energie B.V.	Ede	18-07-2024	17-07-2025
Wayland Energy B.V.	Zuidplas 2	21-08-2024	20-08-2025
Aardyn B.V.	Rotterdam 4	23-10-2024	06-11-2025
Aardyn B.V., Geothermie Brabant B.V.	Someren	31-12-2024	04-01-2026
Aardwarmte Klazienaveen B.V.	Klazienaveen*		
Aardwarmte Klazienaveen B.V.	Klazienaveen 2*		

* verlening van toewijzing zoekgebied aangevraagd.

Vervallen/Ingetrokken

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km²
Aardyn B.V., Geothermie Brabant B.V.	West-Brabant	24-01-2024	284
Ennatuurlijk Aardwarmte Holding B.V.	Middenmeer 4	31-03-2024	62
Visser & Smit Hanab B.V.	Brakel-Zuidoost	24-04-2024	27
Essent Infrastructure Solutions B.V.			
Shell Geothermal B.V.	Drachten 3	03-06-2024	28
Essent Infrastructure Solutions B.V., Gemeente Haarlem	Haarlem-Schalkwijk	28-06-2024	100
GeoThermie Delft B.V.	Pijnacker-Nootdorp 6b	30-06-2024	9
Essent Infrastructure Solutions B.V.	Wellerlooi	01-07-2024	20
Larderel Energy B.V.	Eemland	22-10-2024	196
HVC Aardwarmte Maasdijk B.V.	Maasdijk 2	06-12-2024	4
Geothermie Groep Nederland B.V.	Erica	07-12-2024	72
Aardyn B.V., Eneco Warmte & Koude B.V.	Utrecht	10-12-2024	263
Essent Infrastructure Solutions B.V.			
Eavor Europe B.V.	Purmerend 2	21-12-2024	49
		Totaal	1.114

8.6 Startvergunningen voor aardwarmte

Aangevraagd

Vergunning	Publicatie	Datum	Sluitingstermijn	Aanvrager(s)
Poeldijk II *	-	12-07-2022	-	Aardwarmte Vogelaer B.V.
Kerkrade I	-	24-07-2024	-	Mijnwater Energy B.V.
Wateringen I	-	17-10-2024	-	HVC Aardwarmte Wippolderlaan B.V.
Made I	-	15-11-2024	-	Geothermie Plukmade B.V.
Kampen II	-	30-12-2024	-	Aardwarmtecluster KKP 1 B.V.

* Lopende aanvraag, al eerder gepubliceerd in Jaarverslag

Verleend – Ontwerpbesluit

Vergunninghouder	Naam	In werking	km²
IPS Geothermal Energy B.V.	Zoetermeer I	27-09-2024	4
		Totaal	4

Verleend

Vergunninghouder	Naam	In werking	km²
<i>Oorspronkelijk</i>			
GeoThermie Delft B.V.	Pijnacker-Nootdorp 6b		5*
<i>Na verlening</i>			
GeoThermie Delft B.V.	Delft I	04-05-2024	5*
		Totaal	5

* horizontaal en verticaal deel van toewijzing zoekgebied

Aangewezen uitvoerder

Vergunning	Uitvoerder	In werking
Delft I	Aardyn B.V. *	04-05-2024

* Geen vergunninghouder

Verlengd

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	Tot en met
Hoogweg Aardwarmte B.V.	Luttelgeest III	31-01-2024	24-02-2025
Geocombinatie Leeuwarden B.V.	Leeuwarden I	13-04-2024	31-05-2025
Trias Westland B.V.	Naaldwijk II	26-04-2024	07-05-2025
Ennatuurlijk Aardwarmte Middenmeer B.V.	Middenmeer III	26-04-2024	13-09-2025
Wayland Energy B.V.	Nootdorp-Oost I	09-08-2024	12-08-2025
Wayland Energy B.V.	Nootdorp-Oost II	30-08-2024	31-08-2025

Gewijzigd

Vergunning	Wijziging	In werking
Middenmeer III	Voorwaarden voor winning van aardwarmte	11-04-2024
Naaldwijk II	Aanpassing productieparameters	12-04-2024

Verkleind

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km²
Aardyn B.V. cs.	Oostvoorne	13-01-2024	4*
		Totaal	4

* gebied buiten aangevraagde vervolgvergunning is verlopen

Vervallen/Ingetrokken

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km²
Wayland Energy B.V.	Lansingerland II	25-06-2024	7
		Totaal	7

8.7 Vervolgvergunningen voor aardwarmte

Aangevraagd

Vergunning	Publicatie	Datum	Sluitingstermijn	Aanvrager(s)
Oostvoorne	-	13-01-2024	-	Aardyn B.V. cs
Den Haag I	-	27-05-2024	-	Aardyn B.V. cs
Luttelgeest II	-	18-10-2024	-	Aardwarmte Combinatie Luttelgeest B.V.
Pijnacker-Nootdorp 4d	-	04-11-2024	-	Ammerlaan Geothermie B.V.

Gewijzigd

Vergunning	Wijziging	In werking
Naaldwijk I	Aanpassing productieparameters	12-04-2024
Heerlen	Aanpassing productieparameters geplande uitbreiding aantal putten	n.a.v. 29-11-2024

8.8 Winningsvergunningen voor steenzout

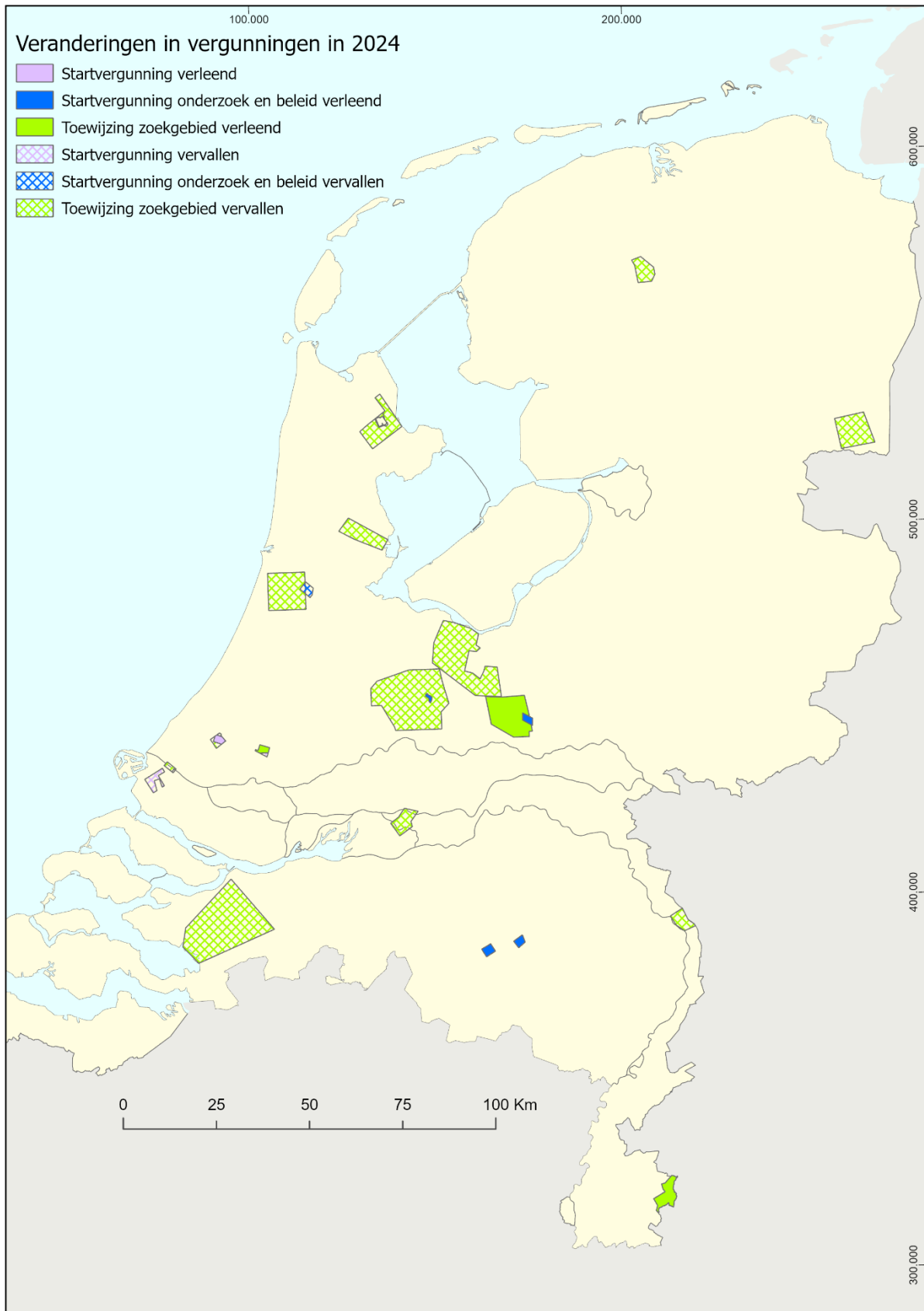
Aangevraagd

Vergunning	Publicatie	Datum	Sluitingstermijn	Aanvrager(s)
Twenthe-Rijn Welen Mos *	-	10-07-2018	-	Nobian
Twenthe-Rijn Boekelerveld	36 855	08-11-2024	07-02-2025	

* Aanvraag ingetrokken per 19 juli 2024

8.9 Winningsvergunningen voor steenkool

Geen wijzigingen.



Figuur 8.2 Veranderingen in vergunningen voor aardwarmte per 1 januari 2025.

9.

Vergunningen, wijzigingen in 2024, Zee

Wijzigingen met betrekking tot vergunningen op zee gedurende 2024 staan in onderstaande tabellen vermeld. Tevens staan hierin alle lopende aanvragen voor vergunningen.

9.1 Opsporingsvergunningen voor koolwaterstoffen

Aangevraagd

Vergunning	Pb EU	Datum	Sluiting	Staatscourant	Aanvrager(s)
M10 & M11 *	C450/8	28-11-2022	27-02-2023	33 041	Kistos NL1 B.V.

* Aanvraag door Kistos ingetrokken per 15 februari 2024

Verleend

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km ²
Petrogas E&P Netherlands B.V. cs	A18b	27-09-2024	119
Petrogas E&P Netherlands B.V. cs	B16c	27-09-2024	130
Meridian Resources B.V.	E13	10-10-2024	403
		Totaal	652

Samengevoegd

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km ²
<i>Oorspronkelijk</i>			
Jetex Petroleum Ltd	P8b		105
Jetex Petroleum Ltd	P10c		175
<i>Na samenvoeging</i>			
Jetex Petroleum Ltd	P8b & P10c	19-12-2024	280

Gesplitst

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km ²
<i>Oorspronkelijk</i>			
ONE-Dyas B.V.	F3a		62
<i>Na splitsing</i>			
ONE-Dyas B.V.	F3a & F3d-diep*	23-11-2024	62
ONE-Dyas B.V.	F3d-ondiep **	23-11-2024	10

* F3d-diep: bovengrens is basis Onder-Noordzee Groep

** F3d-ondiep: ondergrens is basis Onder-Noordzee Groep

Verlengd

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	Tot en met
Jetex Petroleum Ltd	P8b & P10c	19-12-2024	31-12-2027

Vervallen/Afstand gedaan

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km ²
Eni Energy Netherlands B.V.	L3	01-07-2024	406
Eni Energy Netherlands B.V.	G13b	23-08-2024	16
		Totaal	422

9.2 Winningsvergunningen voor koolwaterstoffen

Aangevraagd

Vergunning	Staatscourant	Datum	Sluitingstermijn	Aanvrager(s)
Q8, Q10b & Q11 *	-	20-12-2019	-	Kistos
J9 *	-	27-10-2022	-	NAM cs
L7e & L8f	-	29-07-2024	-	ENI

* Lopende aanvraag, al eerder gepubliceerd in Jaarverslag.

Verkleind

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km ²
TAQA Offshore B.V. cs	P15a, P15d, P15e & P15f	11-05-2024	89
TAQA Offshore B.V. cs	P15c, P15g, P15h & P15i	27-07-2024	23
TotalEnergies EP Nederland B.V.	K4a	07-08-2024	190
Eni Energy Netherlands B.V. cs	L10a, L10b & L11a *	26-10-2024	422
Wintershall Noordzee B.V. cs	D12a	04-12-2024	31
Wintershall Noordzee B.V. cs	D12b & D12c	11-12-2024	7

* Gebiedsbeschrijving is gerectificeerd bij besluit van 22 november 2024

Verlengd

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	Tot en met
ONE-Dyas B.V.	L11b	11-05-2024	31-12-2036
TAQA Offshore B.V. cs	P15a, P15d, P15e & P15f	11-05-2024	31-12-2035
Petrogas E&P Netherlands B.V.	A12d *	16-02-2024	31-12-2037
Petrogas E&P Netherlands B.V. cs	A18c *	16-02-2024	31-12-2037
ONE-Dyas B.V. cs	F6b **	25-06-2024	31-12-2046
ONE-Dyas B.V. cs	F6c & F6d **	25-06-2024	31-12-2040
Eni Energy Netherlands B.V. cs	L10a, L10b & L11a	26-10-2024	31-12-2037

* Beslissing op bezwaar van 30-8-2022 inzake verlengingsduur bij besluit van 21-7-2022: bezwaar is gegrond en besluit wordt herroepen (WJZ/43376404, Directie Wetgeving en Juridische Zaken).

** Beslissing op bezwaar van 20-12-2023 inzake verleningsduur bij besluit van 13-11-2023: bezwaar is gegrond en artikel 5 van het besluit wordt herroepen (WJZ/58776788, Directie Wetgeving en Juridische Zaken).

Ingetrokken/Vervallen

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km ²
Wintershall Noordzee B.V. cs	P12a	18-10-2024	4
Wintershall Noordzee B.V. cs	P6a	01-01-2025	21
Petrogas E&P Netherlands B.V. cs	P9a	25-12-2024	17
Petrogas E&P Netherlands B.V.	P9c	25-12-2024	18
Totaal			60

Oppervlakte

Totale oppervlakte zee	In vergunning voor koolwaterstoffen
56.396 km ²	16.546 km ² (29,3%)

9.3 Opsporingsvergunningen voor opslag

Aangevraagd

Vergunning	Staatscourant	Datum	Sluiting	Aanvrager(s)
K7a, K10b, K13b, K16a & K17b *	8 389	20-03-2024	19-06-2024	Wintershall Dea Carbon Management Solutions B.V.

* Aanvraag ingetrokken per 22 november 2024

Verleend

Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km ²
Shell Gas & Power Developments B.V.	O15, O17, O18, P13a, P14a, P16, P17 & P18a	19-03-2024	2.129
Shell Gas & Power Developments B.V.	K8a, K10a, K11a, K12a, K13a, K14a, K14b, K15a, K15b & K17a	20-07-2024	1.256
Totaal			3.385

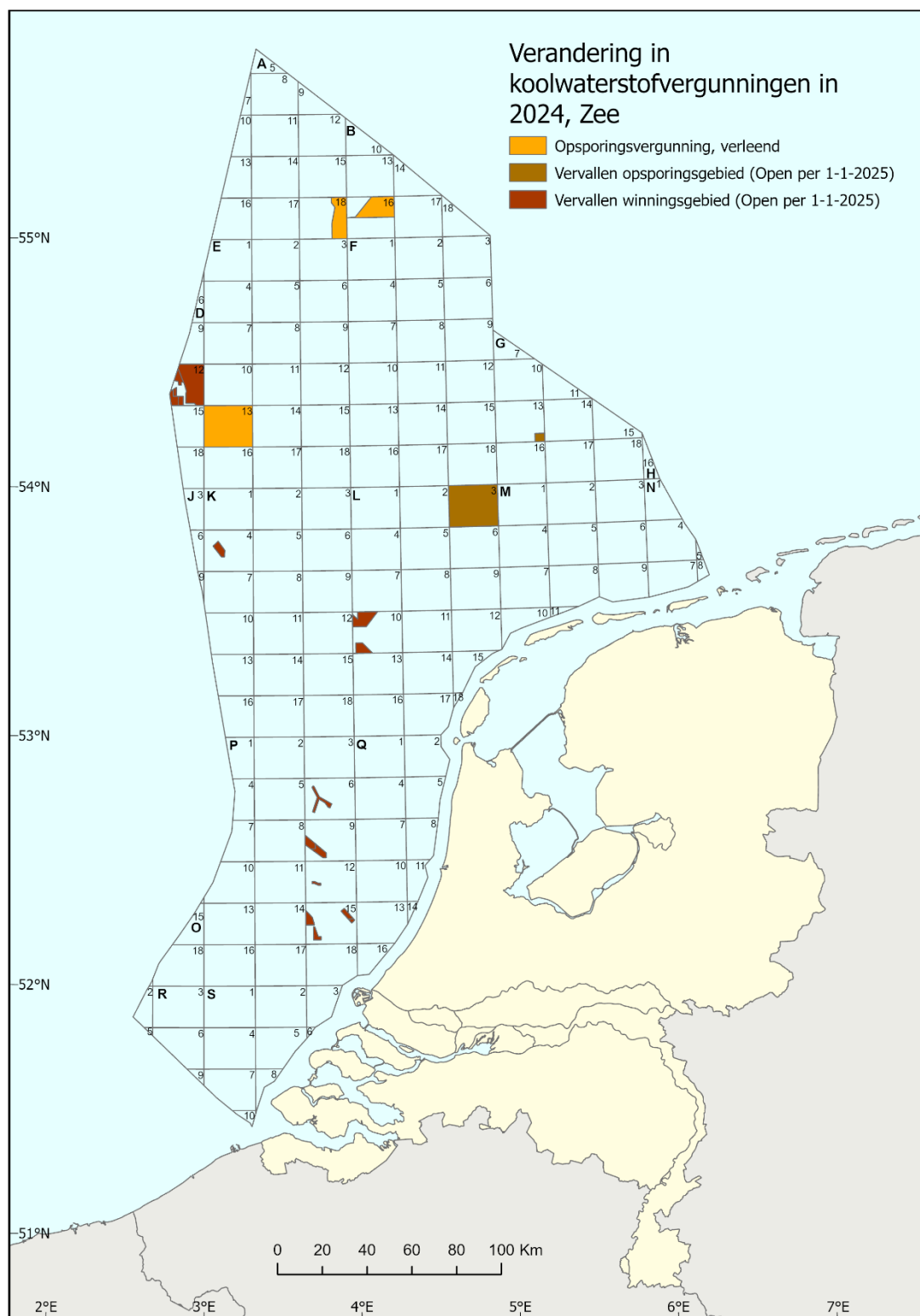
9.4 Opslagvergunningen

Aangevraagd

Vergunning	Staatscourant	Datum	Sluiting	Opslag van	Aanvrager(s)
K14-FA *	33 008	01-12-2022	02-03-2023	CO ₂	Shell Gas & Power Development B.V.
L4-A *	20 982	25-07-2023	25-10-2023	CO ₂	TotalEnergies E&P Nederland B.V.
P18-6 **	20 984	25-07-2023	25-10-2023	CO ₂	TAQA Offshore B.V. cs
L10-ALBE	5 514	20-02-2024	20-05-2024	CO ₂	Eni Netherlands CCUS B.V. cs

* Lopende aanvraag, al eerder gepubliceerd in Jaarverslag

** Aanvraag ingetrokken per 6 september 2024



Figuur 9.1 Veranderingen in opsporings- en winningsvergunningen voor koolwaterstoffen op zee per 1 januari 2025.

10.

Vergunningen, maatschappij- en naamswijzigingen, wijzigingen in 2024

Onderstaande tabellen geven chronologisch de wijzigingen weer die zich in 2024 hebben voorgedaan als gevolg van mutaties in consortia van in vergunningen deelnemende maatschappijen evenals naamswijzigingen van deelnemende maatschappijen of naamswijzigingen door juridische fusies.

10.1 Koolwaterstoffen

Maatschappijwijzigingen in opsporingsvergunningen

Vergunning	In Uit	Maatschappij	Toestemming	Staatscourant	In werking
B16b, B17, E3a, E6a, F1 & F2b	In	NAM Offshore B.V. *	05-05-2023	15 132	11-07-2024
	Uit	Nederlandse Maatschappij B.V.	Aardolie		
F4a	In	NAM Offshore B.V. *	05-05-2023	15 132	12-07-2024
	Uit	Nederlandse Maatschappij B.V.	Aardolie		
J9	In	NAM Offshore B.V. *	05-05-2023	15 132	12-07-2024
	Uit	Nederlandse Maatschappij B.V.	Aardolie		
J9	In	RockRose (NL) CS1 B.V.	20-04-2024	14 041	09-12-2024
	Uit	RockRose (NL) CS5 B.V.			
F4a	In	RockRose (NL) CS1 B.V.	20-04-2024	14 041	09-12-2024
	Uit	RockRose (NL) CS5 B.V.			
F3d-ondiep	In	Dana Petroleum Netherlands B.V. *	23-11-2024	39 436	24-12-2024
	Uit	Eni Energy Netherlands B.V.			
		ONE-Dyas B.V.			

* Nieuwe uitvoerder

Maatschappijwijzigingen in winningsvergunningen

Vergunning	In Uit	Maatschappij	Toestemming	Staatscourant	In werking
F17c	In	NAM Offshore B.V. *	05-05-2023	15 132	11-07-2024
	Uit	Nederlandse Aardolie B.V.			
K7	In	NAM Offshore B.V. *	05-05-2023	15 132	11-07-2024
	Uit	Nederlandse Aardolie B.V.			
K8 & K11a	In	NAM Offshore B.V. *	05-05-2023	15 132	12-07-2024
	Uit	Nederlandse Aardolie B.V.			
K14a	In	NAM Offshore B.V. *	05-05-2023	15 132	11-07-2024
	Uit	Nederlandse Aardolie B.V.			
K15	In	NAM Offshore B.V. *	05-05-2023	15 132	11-07-2024
	Uit	Nederlandse Aardolie B.V.			
K17a	In	NAM Offshore B.V. *	05-05-2023	15 132	11-07-2024
	Uit	Nederlandse Aardolie B.V.			
K18a	In	NAM Offshore B.V. *	05-05-2023	15 132	12-07-2024
	Uit	Nederlandse Aardolie B.V.			
L2	In	NAM Offshore B.V. *	05-05-2023	15 132	11-07-2024
	Uit	Nederlandse Aardolie B.V.			
L9	In	NAM Offshore B.V. *	05-05-2023	15 132	11-07-2024
	Uit	Nederlandse Aardolie B.V.			
L13	In	NAM Offshore B.V. *	05-05-2023	15 132	12-07-2024
	Uit	Nederlandse Aardolie B.V.			
G14a & G17b	In	NAM Offshore B.V.	05-05-2023	15 132	12-07-2024
	Uit	Nederlandse Aardolie B.V.			
J3a	In	NAM Offshore B.V.	05-05-2023	15 132	12-07-2024
	Uit	Nederlandse Aardolie B.V.			
K1a	In	NAM Offshore B.V.	05-05-2023	15 132	12-07-2024
	Uit	Nederlandse Aardolie B.V.			
K18b	In	NAM Offshore B.V.	05-05-2023	15 132	15-07-2024
	Uit	Nederlandse Aardolie B.V.			
L16a	In	NAM Offshore B.V.	05-05-2023	15 132	15-07-2024
	Uit	Nederlandse Aardolie B.V.			
E16a	In	Vermilion Netherlands Offshore B.V.	07-02-2024	4 895	
	Uit	Vermilion Energy Netherlands B.V.			
E17a & E17b	In	Vermilion Netherlands Offshore B.V.	07-02-2024	4 895	
	Uit	Vermilion Energy Netherlands B.V.			
F15a	In	Vermilion Netherlands Offshore B.V.	07-02-2024	4 895	

Vergunning	In Uit	Maatschappij	Toestemming	Staatscourant	In werking
K3b	Uit	Vermilion Energy Netherlands B.V.	07-02-2024	4 895	
	In	Vermilion Netherlands Offshore B.V.			
K4b & K5a	Uit	Vermilion Energy Netherlands B.V.	07-02-2024	4 895	
	In	Vermilion Netherlands Offshore B.V.			
K6a, K6b, L7a, L7b & L7c	Uit	Vermilion Energy Netherlands B.V.	07-02-2024	4 895	
	In	Vermilion Netherlands Offshore B.V.			
L1e	Uit	Vermilion Energy Netherlands B.V.	07-02-2024	4 895	
	In	Vermilion Netherlands Offshore B.V.			
L1f	Uit	Vermilion Energy Netherlands B.V.	07-02-2024	4 895	
	In	Vermilion Netherlands Offshore B.V.			
L4a & L4b	Uit	Vermilion Energy Netherlands B.V.	07-02-2024	4 895	
	In	Vermilion Netherlands Offshore B.V.			
P12a	Uit	Vermilion Energy Netherlands B.V.	07-02-2024	4 895	-
	In	Vermilion Netherlands Offshore B.V.			
L13	Uit	Vermilion Energy Netherlands B.V.	20-04-2024	14 041	09-12-2024
	In	RockRose (NL) CS1 B.V.			
K8 & K11a	Uit	RockRose (NL) CS5 B.V.	20-04-2024	14 041	09-12-2024
	In	RockRose (NL) CS1 B.V.			
E18a	Uit	RockRose (NL) CS5 B.V.	20-09-2024	31 198	09-12-2024
	In	RockRose (NL) CS1 B.V.			
E18a	Uit	RockRose (NL) CS5 B.V.	27-09-2024	32 476	12-12-2024
	In	-			
F16a & F16b	Uit	Eni Energy Netherlands B.V.	18-10-2024	34 629	12-12-2024
	In	-			
Q2c	Uit	Eni Energy Netherlands B.V.	25-12-2024		
	In	-			
	Uit	RockRose (NL) CS1 B.V.			

* Nieuwe uitvoerder

Naamswijzigingen

Oorspronkelijke maatschappij	Nieuwe maatschappij
Tenaz Energy Netherlands Offshore S.A.R.L.	Tenaz Energy Netherlands Offshore B.V.
Tenaz Energy Netherlands Offshore II S.A.R.L.	Tenaz Energy Netherlands Offshore II B.V.
Neptune Energy Participation Netherlands B.V.	Eni Energy Participation Netherlands B.V.
Neptune Energy Netherlands B.V.	Eni Energy Netherlands B.V.

Juridische fusies

Fuserende maatschappijen	Nieuwe maatschappij
RockRose (NL) CS1 B.V.	RockRose (NL) CS1 B.V.
RockRose (NL) CS5 B.V.	

10.2 Opslag

Maatschappijwijzigingen in opslagvergunningen

Geen wijzigingen.

Naamswijzigingen

Oorspronkelijke maatschappij	Nieuwe maatschappij
Neptune Energy CCUS B.V.	Eni Netherlands CCUS B.V.

10.3 Aardwarmte

Maatschappijwijzigingen in toewijzing zoekgebied

Vergunning	In Uit	Maatschappij	Toestemming	Staatscourant	In werking
Rotterdam	Prin In	Aardyn B.V. *	n.v.t.	13 633	19-04-2024
Alexander					
Utrecht	In	Aardyn B.V. *	n.v.t.	13 634	19-04-2024
		Eneco Warmte & Koude B.V.			
Den Haag 4a	In	Haagse Aardwarmte B.V.	n.v.t.	1 232	31-12-2024
Den Haag 6a	In	Haagse Aardwarmte B.V.	n.v.t.	1 221	31-12-2024
Nootdorp-Oost 2	In	Haagse Aardwarmte B.V.	n.v.t.	1 224	31-12-2024
Ypenburg 1a	In	Haagse Aardwarmte B.V.	n.v.t.	1 229	31-12-2024

* Nieuwe beoogde uitvoerder

Maatschappijwijzigingen in startvergunning

Geen wijzigingen.

Maatschappijwijzigingen in vervolgvergunning

Geen wijzigingen.

Naamswijzigingen

Oorspronkelijke maatschappij	Nieuwe maatschappij
Equans Energy Solutions B.V.	Essent Infrastructure Solutions B.V.
Fānqié Noordeinde Vastgoed B.V.	85 Degrees Renewable 3 & 4 B.V.*

* Per 4 februari 2022

10.4 Steenzout

Geen wijzigingen

10.5 Steenkool

Geen wijzigingen.

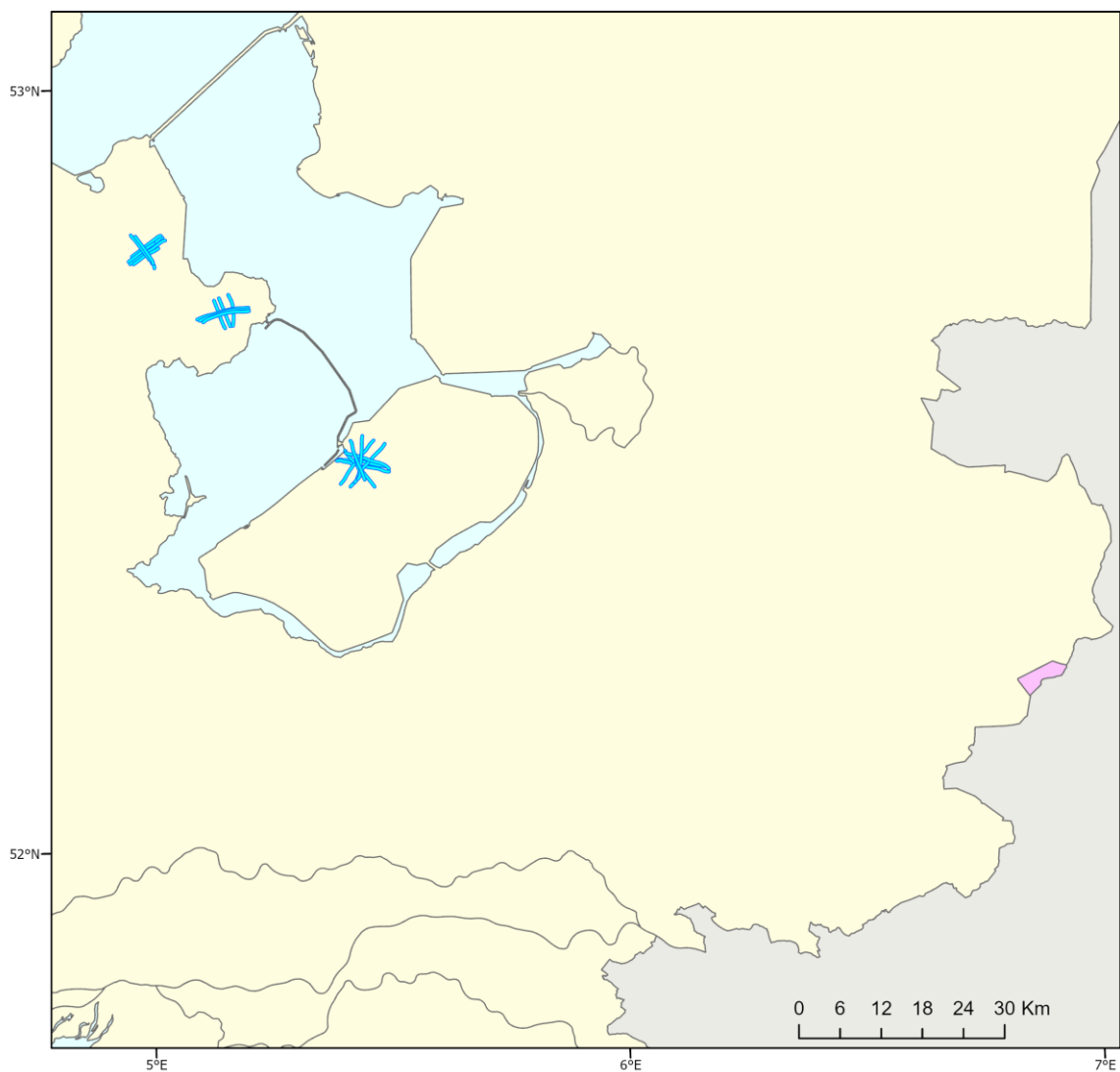
11.

Seismisch onderzoek

Gedurende 2024 is geen 2D en 3D seismiek opgenomen op zee. Op land is in 2024 één 3D-seismische survey uitgevoerd door Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen (SGW), op zowel Duits als Nederlands grondgebied, met een totale oppervlakte van circa 60 km². Het Nederlandse deel van deze 3D-survey, gelegen ten zuiden van Enschede, beslaat ongeveer 14 km² (zie figuur 11.1).

Daarnaast zijn op land in 2024 22 2D seismische lijnen opgenomen met een cumulatieve lengte van circa 136 km. Hiervan zijn 9 2D seismische lijnen opgenomen door HVC te Lelystad en zijn 13 2D lijnen opgenomen door Ennatuurlijk bij Andijk en Middenmeer (zie figuur 11.1). De lijnen opgenomen door Ennatuurlijk zijn zodanig geplaatst en geconfigureerd dat hiermee ook een cross-spread volume kon worden verkregen.

Het langjarige overzicht van seismische data-acquisitie staat vermeld in Overzicht M. Hierbij moet vermeld worden dat één 2D seismische lijn, die eind 2023 is opgenomen door Ennatuurlijk bij Moerdijk met een lengte van circa 6 km, niet is opgenomen in het jaarverslag over 2023. Deze 2D seismische lijn is dit jaar alsnog opgenomen in Overzicht M.



Overzicht seismische opnames in 2024

De situatie van 1 januari 2025

- 2D seismische data
- 3D seismische data



Figuur 11.1 Overzicht seismische opnames in 2024.

12.

Olie- en gasboringen beëindigd in 2024

De overzichten van de in 2024 beëindigde boringen zijn ingedeeld drie categorieën: koolwaterstoffen, aardwarmte en zout. Koolwaterstofboringen zijn gerangschikt naar boorlocatie, op land dan wel op zee. Verder zijn alle categorieën gerangschikt naar type boring: exploratie of ontwikkeling en ook evaluatie in de categorie koolwaterstoffen. Per categorie wordt een geaggregeerd overzicht van de booractiviteiten in 2024 getoond.

12.1 Koolwaterstoffen

In 2024 zijn er geen exploratieboringen uitgevoerd. Dit is een daling van 5 in het totaal aantal exploratieboringen ten opzichte van vorig jaar.

Er zijn in 2024 geen evaluatieboringen gezet. Het aantal evaluatieboringen is met 2 gedaald ten opzichte van vorig jaar.

Er zijn in totaal 7 ontwikkelingsboringen uitgevoerd in 2024, 5 meer dan in 2023. Alle ontwikkelingsboringen zijn op zee gezet, in winningsvergunningen. Alle 7 ontwikkelingsboringen hebben aangetoonde voorkomens als doel waar tot op heden nog geen gas uit is geproduceerd. De ontwikkelingsboring N05-A-03 is gestaakt en zal op een later moment hervat worden.

Zee

Ontwikkelingsboringen

	Naam boring	Vergunning	Uitvoerder	Resultaat
1	A15-A-01	A15a	Petrogas	Gas
2	A15-A-03	A15a	Petrogas	Gas
3	B10-A-01	A12b & B10a	Petrogas	Gas
4	B10-A-02	A12b & B10a	Petrogas	Gas
5	B10-A-03	A12b & B10a	Petrogas	Gas
6	N05-A-01	N04, N05 & N08	ONE-Dyas	Gas
7	N05-A-03	N04, N05 & N08	ONE-Dyas	Tijdelijk gestaakt

Samenvatting

Olie- en gasboringen beëindigd in 2024

Gebied	Type	Resultaat							Totaal
		Gas	Gas shows	Olie	Olie shows	Olie&Gas	Droog	Overig	
Land	Exploratie	-	-	-	-	-	-	-	-
	Evaluatie	-	-	-	-	-	-	-	-
	Ontwikkeling	-	-	-	-	-	-	-	-
Zee	Exploratie	-	-	-	-	-	-	-	-
	Evaluatie	-	-	-	-	-	-	-	-
	Ontwikkeling	6	-	-	-	-	-	1	7
Totaal		6	-	-	-	-	-	1	7

12.2 Aardwarmte

Afgelopen jaar zijn er 10 aardwarmteboringen gezet, dat zijn er 3 minder dan in 2023.

Van de 10 aardwarmteboringen waren er 4 van het type exploratieboring, 3 meer dan in het vorige jaar. Twee van deze exploratieboringen zijn geboord binnen het type vergunning “wetenschappelijk onderzoek en het voeren van centraal beleid”. In beide boringen zijn potentiële aquifers voor aardwarmtewinning gekend, gelogd en getest en beide boringen zijn volgens plan na afronding weer opgeruimd. De andere 2 exploratieboringen hebben geen potentieel aquifer aangetroffen in het secundaire doelreservoir. Beide boringen zullen vanuit een ondieper aquifer, waar wel potentie is aangetoond, warmte gaan winnen.

In 2024 zijn in totaal 6 ontwikkelingsboringen uitgevoerd, 6 minder dan in 2023. De 2 PLD-GT boringen en de MDM-GT-10 boring zijn gestaakt vanwege technische problemen en zullen later hervat worden.

Exploratieboringen

	Naam boring	Vergunning	Uitvoerder	Resultaat
1	HEE-01	Oss 2	EBN	Water
2	ORO-01	West-Brabant Noord 1	EBN	Water
3	VDB-GT-05	Bleiswijk 1b	IPS	Water
4	VDB-GT-07	Zoetermeer 2	IPS	Water

Ontwikkelingsboringen

	Naam boring	Vergunning	Uitvoerder	Resultaat
1	MDM-GT-10-S2	Middenmeer I	Ennatuurlijk	Tijdelijk gestaakt
2	PLD-GT-03-S1	Poeldijk 2	Aardwarmte Vogelaar	Tijdelijk gestaakt
3	PLD-GT-04-S2	Poeldijk 2	Aardwarmte Vogelaar	Tijdelijk gestaakt
4	VDB-GT-06	Bleiswijk 1b	IPS	Water
5	VDB-GT-08	Zoetermeer 2	IPS	Water
6	VDB-GT-101	Bleiswijk	IPS	Water

12.3 Zout

Net zoals in 2023 zijn er in 2024 geen zoutboringen uitgevoerd.



Figuur 12.1 Boringen beëindigd in 2024.

Overzichten

A. Aardgas- en aardolievoorkomens

Naar status, per 1 januari 2025

A.1. Aardgasvoorkomens

Ontwikkelde voorkomens

a. In productie

Voorkomen	Maatschappij	Vergunning naam [Type] ***	Gas/ Olie
Ameland-Oost	NAM	Noord-Friesland [wv]	G
Ameland-Westgat	NAM	Noord-Friesland [wv]	G
Anjum	NAM	Noord-Friesland [wv]	G
Assen	NAM	Drenthe IIb [wv]	G
Bedum	NAM	Groningen [wv]	G
Blesdijke-East	Vermilion	Gorredijk [wv], Steenwijk [wv]	G
Blija-Ferwerderadeel	NAM	Noord-Friesland [wv]	G
Blija-Zuid	NAM	Noord-Friesland [wv]	G
Blija-Zuidoost	NAM	Noord-Friesland [wv]	G
Botlek	NAM	Botlek IV [wv], Rijswijk [wv]	G
Coevorden	NAM	Hardenberg [wv], Schoonebeek [wv]	G
Collendoorn	NAM	Hardenberg [wv], Schoonebeek [wv]	G
De Blesse	Vermilion	Gorredijk [wv], Steenwijk [wv]	G
De Lier	NAM	Rijswijk [wv]	G&O
De Wijk	NAM	Drenthe IIb [wv], Schoonebeek [wv]	G
Den Velde	NAM	Hardenberg [wv], Schoonebeek [wv]	G
Diever	Vermilion	Drenthe VI [wv]	G
Eesveen	Vermilion	Drenthe VI [wv], Steenwijk [wv]	G
Eleveld	NAM	Drenthe IIb [wv]	G
Ezumazijl	NAM	Noord-Friesland [wv]	G
Faan	NAM	Groningen [wv]	G
Feerwerd	NAM	Groningen [wv]	G
Gaag	NAM	Rijswijk [wv]	G
Geesbrug	Vermilion	Drenthe V [wv]	G
Grolloo	Vermilion	Drenthe IV [wv]	G
Grootegast	NAM	Groningen [wv], Tietjerksteradeel III [wv]	G
Grouw-Rauwerd	Vermilion	Leeuwarden [wv], Oosterend [wv]	G
Hardenberg	NAM	Hardenberg [wv], Schoonebeek [wv]	G
Hardenberg-Oost	NAM	Hardenberg [wv], Schoonebeek [wv]	G

Voorkomen	Maatschappij	Vergunning naam [Type] ***	Gas/ Olie
Harkema	NAM	Tietjerksteradeel III [wv]	G
Heinenoord	NAM	Botlek IV [wv]	G
Hekelingen	NAM	Beijerland [wv], Botlek IV [wv]	G
Kollum	NAM	Tietjerksteradeel III [wv]	G
Kollum-Noord	NAM	Noord-Friesland [wv], Tietjerksteradeel III [wv]	G
Kommerzijl	NAM	Groningen [wv], Tietjerksteradeel III [wv]	G
Langezwaag	Vermilion	Gorredijk [wv]	G
Lauwersoog	NAM	Noord-Friesland [wv]	G
Leens	NAM	Groningen [wv]	G
Leeuwarden-Nijega	Vermilion	Leeuwarden [wv], Tietjerksteradeel II [wv]	G
Loon op Zand	Vermilion	Waalwijk [wv]	G
Loon op Zand-Zuid	Vermilion	Waalwijk [wv]	G
Maasdijk	NAM	Rijswijk [wv]	G
Marum	NAM	Groningen [wv], Tietjerksteradeel III [wv]	G
Middelburen	Vermilion	Akkrum [opv], Leeuwarden [wv]	G
Middelie	NAM	Middelie [wv]	G
Moddergat	NAM	Noord-Friesland [wv]	G
Molenpolder	NAM	Groningen [wv]	G
Monster	NAM	Rijswijk [wv]	G
Munnekezijl	NAM	De Marne [wv], Groningen [wv], Noord-Friesland [wv]	G
Nes	NAM	Noord-Friesland [wv]	G
Nieuwehorne	Vermilion	Gorredijk [wv]	G
Noordwolde	Vermilion	Gorredijk [wv]	G
Oostrum	NAM	Noord-Friesland [wv]	G
Opeinde	Vermilion	Leeuwarden [wv], Tietjerksteradeel II [wv]	G
Opeinde-Zuid	Vermilion	Akkrum [opv], Leeuwarden [wv]	G
Opende-Oost	NAM	Groningen [wv]	G
Oppenhuizen	Vermilion	Zuid-Friesland III [wv]	G
Oud-Beijerland Noord	NAM	Botlek IV [wv]	G
Oudeland	NAM	Beijerland [wv], Botlek IV [wv]	G
Pernis	NAM	Rijswijk [wv]	G
Pernis-West	NAM	Rijswijk [wv]	G
Pieterzijl Oost	NAM	Groningen [wv], Tietjerksteradeel III [wv]	G
Reedijk	NAM	Botlek IV [wv]	G
Rustenburger	NAM	Middelie [wv]	G
Saaksum	NAM	Groningen [wv]	G
Schoonebeek Gas	NAM	Schoonebeek [wv]	G
Spijkenisse-Intra	NAM	Botlek IV [wv]	G
Spijkenisse-Oost	NAM	Botlek IV [wv]	G

Voorkomen	Maatschappij	Vergunning naam [Type] ***	Gas/ Olie
Spijkenisse-West	NAM	Beijerland [wv], Botlek IV [wv]	G
Sprang	Vermilion	Waalwijk [wv]	G
Surhuisterveen	NAM	Groningen [wv], Tietjerksteradeel III [wv]	G
Tietjerksteradeel	Vermilion	Tietjerksteradeel II [wv]	G
Vinkega	Vermilion	Drenthe IIIa [wv], Drenthe IIa [wv], Gorredijk [wv]	G
Vries	NAM	Drenthe IIb [wv]	G
Waalwijk-Noord	Vermilion	Waalwijk [wv]	G
Wanneperveen	NAM	Schoonebeek [wv]	G
Warffum	NAM	Groningen [wv]	G
Warga-Wartena	Vermilion	Leeuwarden [wv]	G
Westbeemster	NAM	Bergen II [wv], Middelie [wv]	G
Weststellingwerf	Vermilion	Gorredijk [wv]	G
Wieringa	NAM	Groningen [wv], Noord-Friesland [wv], Tietjerksteradeel III [wv]	G
A12-FA	Petrogas	A12a [wv], A12d [wv]	G
A15-FA	Petrogas	A12a [wv], A12d [wv], A15a [wv]	G
A18-FA	Petrogas	A18a [wv], A18c [wv]	G
B10-FA	Petrogas	A12b & B10a [wv]	G
B13-FA	Petrogas	B10c & B13a [wv]	G
D12-B	Wintershall	D12a [wv], D12b & D12c [wv]	G
D12-D	Wintershall	D12a [wv]	G
F02a Hanze Pliocene	Dana Petroleum	F02a [wv]	G
F03-FB	Eni	F02a [wv], F03b [wv], F06a [wv]	G&O
F15a-A	TotalEnergies	F15a [wv]	G
F15a-B	TotalEnergies	F15a [wv]	G
G14-A&B	Eni	G14a & G17b [wv], G17a [wv]	G
G16a-A	Eni	G16a [wv]	G
G16a-B	Eni	G16a [wv]	G
G16a-C	Eni	G16a [wv]	G
G17a-S1	Eni	G17a [wv]	G
G17cd-A	Eni	G17c & G17d [wv]	G
J03-C Unit	TotalEnergies	J03a [wv], J03b & J06a [wv]	G
K01-A Unit	TotalEnergies	J03a [wv], K01a [wv], K04a [wv]	G
K02b-A	Eni	K02b [wv], K03a [wv], K03c [wv]	G
K04-A	TotalEnergies	K04a [wv], K04b & K05a [wv], K05b [wv]	G
K04-E	TotalEnergies	K04a [wv], K04b & K05a [wv]	G
K04-N	TotalEnergies	K04a [wv], K04b & K05a [wv]	G
K04a-B	TotalEnergies	K04a [wv]	G
K04a-D	TotalEnergies	J03b & J06a [wv], K04a [wv]	G
K04a-Z	TotalEnergies	K04a [wv]	G

Voorkomen	Maatschappij	Vergunning naam [Type] ***	Gas/ Olie
K05-C North	TotalEnergies	K05b [wv]	G
K05-C Unit	TotalEnergies	K04b & K05a [wv], K05b [wv]	G
K05-U	TotalEnergies	K02c [wv], K05b [wv]	G
K05a-A	TotalEnergies	K04a [wv], K04b & K05a [wv], K08 & K11a [wv]	G
K05a-B	TotalEnergies	K04b & K05a [wv], K05b [wv]	G
K05a-D	TotalEnergies	K04b & K05a [wv]	G
K05a-En	TotalEnergies	K04b & K05a [wv], K05b [wv]	G
K06-A	TotalEnergies	K03b [wv], K06a, K06b, L07a, L07b & L07c [wv]	G
K06-C	TotalEnergies	K06a, K06b, L07a, L07b & L07c [wv]	G
K06-D	TotalEnergies	K06a, K06b, L07a, L07b & L07c [wv], K09c & K09d [wv]	G
K06-DN	TotalEnergies	K06a, K06b, L07a, L07b & L07c [wv]	G
K06-G	TotalEnergies	K06a, K06b, L07a, L07b & L07c [wv]	G
K07-FA	NAM Offshore	K07 [wv]	G
K07-FB	NAM Offshore	J09 [opv], K07 [wv]	G
K07-FC	NAM Offshore	K07 [wv], K08 & K11a [wv]	G
K07-FE	NAM Offshore	K07 [wv]	G
K08-FA	NAM Offshore	K08 & K11a [wv]	G
K08-FC	NAM Offshore	K08 & K11a [wv]	G
K09ab-B	Eni	K09a & K09b [wv]	G
K12-B	Eni	K12a [wv], K15 [wv]	G
K12-B9	Eni	K12a [wv], K15 [wv]	G
K12-D	Eni	K12a [wv]	G
K12-G	Eni	K12a [wv], L10a, L10b & L11a [wv]	G
K12-S3	Eni	K12a [wv]	G
K14-FA	NAM Offshore	K14a [wv]	G
K14-FB	NAM Offshore	K14a [wv]	G
K15-FA	NAM Offshore	K15 [wv], L13 [wv]	G
K15-FB	NAM Offshore	K15 [wv]	G
K15-FC	NAM Offshore	K15 [wv]	G
K15-FD	NAM Offshore	K15 [wv]	G
K15-FE	NAM Offshore	K15 [wv]	G
K15-FG	NAM Offshore	K15 [wv]	G
K15-FH	NAM Offshore	K15 [wv]	G
K15-FI	NAM Offshore	K15 [wv]	G
K15-FK	NAM Offshore	K15 [wv]	G
K15-FL	NAM Offshore	K12a [wv], K15 [wv]	G
K15-FM	NAM Offshore	K15 [wv]	G
K15-FN	NAM Offshore	K15 [wv]	G
K17-FA	NAM Offshore	K17a [wv]	G

Voorkomen	Maatschappij	Vergunning naam [Type] ***	Gas/ Olie
K18-Golf	Wintershall	K15 [wv], K18b [wv]	G
L01-A	TotalEnergies	L01a [wv], L01d [wv], L04a & L04b [wv]	G
L02-FA	NAM Offshore	L02 [wv]	G
L02-FB	NAM Offshore	F17c [wv], L02 [wv]	G
L04-A	TotalEnergies	L04a & L04b [wv]	G
L04-F	TotalEnergies	L01e [wv], L04a & L04b [wv]	G
L04-G	TotalEnergies	L01f [wv], L04a & L04b [wv]	G
L04-I	TotalEnergies	L04a & L04b [wv]	G
L05-C	Wintershall	L05b [wv], L06b [wv]	G
L05a-A	Eni	L02 [wv], L04c [wv], L05a [wv]	G
L05a-D	Eni	L02 [wv], L05a [wv]	G
L06-B	Wintershall	L06a [wv]	G
L08-A-West	Wintershall	L08b, L08d & L08e [wv]	G
L08-D	ONE-Dyas	L08a & L08c [wv], L08b, L08d & L08e [wv], L11b [wv]	G
L08-P	Wintershall	L05c [wv], L08b, L08d & L08e [wv]	G
L09-FA	NAM Offshore	L09 [wv]	G
L09-FD	NAM Offshore	L09 [wv]	G
L09-FF	NAM Offshore	L09 [wv]	G
L09-FG	NAM Offshore	L09 [wv]	G
L09-FH	NAM Offshore	L09 [wv]	G
L09-FI	NAM Offshore	L09 [wv]	G
L09-FJ	NAM Offshore	L09 [wv]	G
L09-FK	NAM Offshore	L09 [wv]	G
L10-CDA	Eni	L10a, L10b & L11a [wv]	G
L10-M	Eni	L10a, L10b & L11a [wv]	G
L10-N	Eni	L10a, L10b & L11a [wv]	G
L10-O	Eni	K12a [wv], L10a, L10b & L11a [wv]	G
L10-P	Eni	L10a, L10b & L11a [wv]	G
L11-Gillian	ONE-Dyas	L11b [wv], L11c [wv]	G
L11b-A	ONE-Dyas	L11b [wv]	G
L12a-B	Eni	L12a [wv], L12b & L15b [wv], L15c [wv]	G
L12b-C	Eni	L12a [wv], L12b & L15b [wv]	G
L13-FB	NAM Offshore	L13 [wv]	G
L13-FC	NAM Offshore	L13 [wv]	G
L13-FD	NAM Offshore	L13 [wv]	G
L13-FE	NAM Offshore	L13 [wv]	G
L13-FF	NAM Offshore	L13 [wv]	G
L13-FG	NAM Offshore	L13 [wv]	G
L13-FI	NAM Offshore	L13 [wv]	G

Voorkomen	Maatschappij	Vergunning naam [Type] ***	Gas/ Olie
L15b-A	Eni	L12b & L15b [wv]	G
M07-A	ONE-Dyas	M07a [wv]	G
M07-B	ONE-Dyas	M07a [wv]	G
N07-FA	NAM	N07a [wv], Noord-Friesland [wv]	G
P10a De Ruyter Western Extension	Dana Petroleum	P10a [wv]	G
P11b Van Ghent East	Dana Petroleum	P11b [wv]	G
P11b Witte de With	Dana Petroleum	P11b [wv]	G
P15-11	TAQA Offshore	P15a, P15d, P15e & P15f [wv]	G
P15-19	TAQA Offshore	P15a, P15d, P15e & P15f [wv]	G
P18-2	TAQA Offshore	P18a [wv], P18c [wv]	G
P18-4	TAQA Offshore	P18a [wv]	G
P18-6	TAQA Offshore	P15c, P15g, P15h & P15i [wv], P18a [wv]	G
Q01-B	Wintershall	Q01c-Diep [wv], Q04a [wv]	G
Q01-D	Wintershall	Q01c-Diep [wv]	G
Q10-A	Kistos NL2	Q07 & Q10a [wv]	G
Q16-FA	ONE-Dyas	Q16a [wv]	G

b. Aardgasopslag

Voorkomen	Maatschappij	Vergunning naam [Type]***	Gas/Olie
Aardgasbuffer Zuidwending	EnergyStock	Zuidwending [osv]	G
Alkmaar	TAQA Piek Gas	Alkmaar [osv]	G
Bergermeer	TAQA Onshore	Bergermeer [osv]	G
Grijpskerk	NAM	Grijpskerk [osv]	G
Norg	NAM	Norg [osv]	G

Niet ontwikkelde voorkomens

a. Productiestart verwacht binnen 5 jaar

Voorkomen	Maatschappij	Vergunning naam [Type]***	Gas/Olie
Marumerlage	NAM	Groningen [wv]	G
Nes-Noord	NAM	Noord-Friesland [wv]	G
Papekop	Vermilion	Papekop [wv]	G&O
Rodewolt	NAM	Groningen [wv]	G
Ternaard	NAM	Noord-Friesland [wv]	G
Usquert	NAM	Groningen [wv]	G
B16-FA	Petrogas	B10c & B13a [wv], B16a [wv]	G
K15-FF	NAM	K15 [wv]	G
K18-FB	Wintershall	K18b [wv]	G

Voorkomen	Maatschappij	Vergunning naam [Type]***	Gas/Olie
L07-F	Eni	L07e & L08f [opv]	G
L10-11	Eni	L10a, L10b & L11a [wv]	G
L11-Clover	ONE-Dyas	L11d [wv]	G
L12a-A	Eni	L12a [wv], L12b & L15b [wv]	G
L16-Alpha	Wintershall	L16a [wv]	G
M09-FA	NAM	M09a [wv], Noord-Friesland [wv]	G
M10-FA	Kistos NL1	M10a, M10b & M11 [opv]	G
M11-FA	Kistos NL1	M10a, M10b & M11 [opv], Noord-Friesland [wv]	G
N04-A	ONE-Dyas	N04, N05 & N08 [wv]	G
N04-C	ONE-Dyas	N04, N05 & N08 [wv]	G
N05-A	ONE-Dyas	N04, N05 & N08 [wv]	G
N07-B	ONE-Dyas	N04, N05 & N08 [wv], N07c [wv]	G
P10b Van Brakel	Dana Petroleum	P10b [wv]	G
Q07-C	Kistos NL2	Q07 & Q10a [wv]	G
Q10-Beta	Kistos NL2	Q08, Q10b & Q11 [opv]	G
Q11-Beta	Kistos NL2	Q07 & Q10a [wv], Q08, Q10b & Q11 [opv]	G

b. Productiestart onbekend

Voorkomen	Maatschappij	Vergunning naam [Type]***	Gas/Olie
Allardsoog	NAM	Drenthe IIb [wv], Groningen [wv], Oosterwolde [opv]	G
Assen-Zuid	NAM	Drenthe IIb [wv]	G
Beerta	NAM	Groningen [wv]	G
Boskoop	-	Open	G
Buma	NAM	Drenthe IIb [wv]	G
Burum	NAM	Tietjerksteradeel III [wv]	G
Deurningen	NAM	Twenthe [wv]	G
D15 Tourmaline	Eni	D15a [wv], E13 [opv]	G
Egmond-Binnen	NAM	Middelie [wv]	G
Exloo	NAM	Drenthe IIb [wv]	G
Ezumazijl-South	NAM	Noord-Friesland [wv]	G
Haakswold	NAM	Schoonebeek [wv]	G
Heiloo	TAQA Offshore	Bergen II [wv]	G
Hollum-Ameland	NAM	Noord-Friesland [wv]	G
Kerkwijk	NAM	Andel Vb [wv], Utrecht [opv]	G
Kijkduin-Zee	NAM	Rijswijk [wv]	G
Langebrug	NAM	Groningen [wv]	G
Lankhorst	NAM	Schoonebeek [wv]	G
Maasgeul	NAM	Open	G

Voorkomen	Maatschappij	Vergunning naam [Type]***	Gas/Olie
Marknesse	Vermilion	Marknesse [wv]	G
Midlaren	NAM	Drenthe IIb [wv], Groningen [wv]	G&O
Molenaarsgraaf	-	Andel Vb [wv]	G
Nieuweschans	NAM	Groningen [wv]	G
Oosterwolde	-	Open	G
Oude Leede	NAM	Rijswijk [wv]	G
Rammelbeek	NAM	Twenthe [wv]	G
Schiermonnikoog-Wad	NAM	Noord-Friesland [wv]	G
Terschelling-Noord	-	Open	G
Terschelling-West	-	Open	G
Valthermond	NAM	Drenthe IIb [wv]	G
Vlagtwedde	NAM	Groningen [wv]	G
Wassenaar-Diep	NAM	Rijswijk [wv]	G
Werkendam-Diep	-	Open	G
Witten	NAM	Drenthe IIb [wv]	G
Woudsend	Vermilion	Zuid-Friesland III [wv]	G
Zevenhuizen-West	NAM	Groningen [wv]	G
Zuidwijk	TAQA Offshore	Bergen II [wv], Middelie [wv]	G
B17-A	-	B16b, B17, E03a, E06a, F01 & F02b [opv]	G
D12 Ilmenite	Wintershall	Open	G
E11-Vincent	-	Open	G
E12 Lelie	-	Open	G
E12 Tulp East	-	Open	G
E13 Epidoot	-	E13 [opv]	G
E17-3	Eni	E17a & E17b [wv], K02b [wv]	G
F03c Anteater	Dana Petroleum	F03a & F03d-Diep [opv], F03c [wv]	G
F16-P	Wintershall	F16a & F16b [wv]	G
J09 Alpha North	NAM	J09 [opv], K07 [wv]	G
K08-FB	NAM	K08 & K11a [wv]	G
K08-FD	NAM	K04b & K05a [wv], K08 & K11a [wv]	G
K08-FE	NAM	K08 & K11a [wv]	G
K08-FF	NAM	K08 & K11a [wv]	G
K09c-B	Eni	K09c & K09d [wv]	G
K14-FC	NAM	K14a [wv]	G
K16-5	-	Open	G
K17-FB	NAM	K17a [wv]	G
K17-Zechstein	NAM	K17a [wv]	G
K6-GT4	TotalEnergies	K06a, K06b, L07a, L07b & L07c [wv]	G
L02-FC	NAM	L01c [wv], L02 [wv]	G

Voorkomen	Maatschappij	Vergunning naam [Type]***	Gas/Olie
L05b-A	Wintershall	L05b [wv]	G
L07-D	-	Open	G
L08-I	-	Open	G
L10-19	Eni	L10a, L10b & L11a [wv]	G
L10-21	Eni	L10a, L10b & L11a [wv]	G
L10-6	Eni	L10a, L10b & L11a [wv]	G
L11-1	Eni	L10a, L10b & L11a [wv]	G
L11-7	Eni	L10a, L10b & L11a [wv]	G
L11-Elliot	ONE-Dyas	L11d [wv]	G
L11a-B	Eni	L10a, L10b & L11a [wv]	G
L12-FD	-	L09 [wv]	G
L13-FA	NAM	L13 [wv]	G
L13-FJ	NAM	L13 [wv]	G
L13-FK	NAM	L13 [wv]	G
L14-FB	Eni	L13 [wv]	G
L16-Bravo	Wintershall	L16a [wv]	G
L16-FA	Wintershall	K18b [wv], L16a [wv]	G
M01-A	-	M01a & M01c [wv]	G
M09-FB	NAM	M09a [wv], N07a [wv], Noord-Friesland [wv]	G
N04-B	ONE-Dyas	N04, N05 & N08 [wv], N07c [wv]	G
P01-FA	-	Open	G
P01-FB	-	Open	G
P02-Delta	-	Open	G
P02-E	-	Open	G
P06-Northwest	Wintershall	P06a [wv]	G
P12-F (P12-14)	Wintershall	Open	G
P15-S	TAQA Offshore	Open	G
P18-7	ONE-Dyas	Open	G
Q02-A	-	Open	G
Q13-FC	-	Q13b & Q14 [opv]	G
Q14-A	-	Q08, Q10b & Q11 [opv], Q13b & Q14 [opv]	G

Productie (tijdelijk) gestaakt

Voorkomen	Status **	Maatschappij	Vergunning naam [Type]***	Gas/Olie
's-Gravenzande	T	NAM	Rijswijk [wv]	G
Akkrum 1	A	Chevron USA	Akkrum [opv], Leeuwarden [wv]	G
Akkrum 13	A	Chevron USA	Akkrum [opv], Gorredijk [wv]	G
Akkrum 3	A	Chevron USA	Akkrum [opv]	G
Akkrum 9	A	Chevron USA	Akkrum [opv]	G
Andel-6 (Wijk & Aalburg)	T	Vermilion	Andel Va [wv]	G
Annerveen	U	NAM	Drenthe IIb [wv], Groningen [wv]	G&O
Appelscha	U	NAM	Drenthe IIb [wv]	G
Barendrecht	T	NAM	Rijswijk [wv]	G&O
Barendrecht-Ziedewij	U	NAM	Rijswijk [wv]	G
Bergen	U	TAQA Offshore	Bergen II [wv]	G
Blesdijke	A	Vermilion	Gorredijk [wv], Steenwijk [wv]	G
Blijham	U	NAM	Groningen [wv]	G
Boekel	U	TAQA Offshore	Bergen II [wv]	G
Boerakker	U	NAM	Groningen [wv]	G
Bozum	U	Vermilion	Oosterend [wv]	G
Brakel	T	Vermilion	Andel Va [wv]	G&O
Burum-Oost	U	NAM	Tietjerksteradeel III [wv]	G
Castricum-Zee	A	Wintershall	Middelie [wv]	G
Collendoornerveen	U	NAM	Schoonebeek [wv]	G
Dalen	T	NAM	Drenthe IIb [wv], Drenthe V [wv], Schoonebeek [wv]	G
De Hoeve	T	Vermilion	Gorredijk [wv]	G
De Klem	U	NAM	Beijerland [wv]	G
De Lutte	U	NAM	Rossum-De Lutte [wv], Twenthe [wv]	G
Donkerbroek-Main	A	Kistos NL1	Donkerbroek [wv], Donkerbroek-West [wv]	G
Donkerbroek-West	A	Kistos NL1	Donkerbroek [wv], Donkerbroek-West [wv]	G
Een	U	NAM	Drenthe IIb [wv], Groningen [wv]	G
Eernewoude	T	Vermilion	Leeuwarden [wv]	G
Emmen	A	NAM	Drenthe IIb [wv]	G
Emmen-Nieuw Amsterdam	T	NAM	Drenthe IIb [wv], Schoonebeek [wv]	G
Emshoern	A	NAM	Groningen [wv]	G
Engwierum	U	NAM	Noord-Friesland [wv]	G
Franeke	U	Vermilion	Leeuwarden [wv]	G
Gasselternijveen	U	NAM	Drenthe IIb [wv]	G
Geestvaartpolder	U	NAM	Rijswijk [wv]	G
Groet	U	TAQA Offshore	Bergen II [wv], Bergermeer [wv]	G
Groet Oost	U	TAQA Offshore	Middelie [wv]	G
Groningen	U	NAM	Groningen [wv]	G

Voorkomen	Status **	Maatschappij	Vergunning naam [Type]***	Gas/Olie
Harlingen Lower Cretaceous	U	Vermilion	Leeuwarden [wv]	G
Harlingen Upper Cretaceous	U	Vermilion	Leeuwarden [wv]	G
Hemrik (Akkrum 11)	A	Kistos NL 1	Akkrum 11 [wv]	G
Hoogenweg	A	NAM	Hardenberg [wv]	G
Houwerzijl	U	NAM	Groningen [wv]	G
Kiel-Windeweer	U	NAM	Drenthe IIb [wv], Groningen [wv]	G
Kollumerland	U	NAM	Tietjerksteradeel III [wv]	G
LDS-A	U	Vermilion	Drenthe VI [wv]	G
Leeuwarden 101 Rotliegend	A	Vermilion	Leeuwarden [wv]	G
Leidschendam	A	NAM	Rijswijk [wv]	G
Metslawier	T	NAM	Noord-Friesland [wv]	G
Metslawier-Zuid	T	NAM	Noord-Friesland [wv]	G
Middenmeer	U	Vermilion	Slootdorp [wv]	G
Nijensleek	U	Vermilion	Drenthe IIa [wv], Steenwijk [wv]	G
Noorderdam	U	NAM	Rijswijk [wv]	G
Norg-Zuid	A	NAM	Drenthe IIb [wv]	G
Oldelamer	T	Vermilion	Gorredijk [wv], Lemsterland [opv]	G
Oldenzaal	U	NAM	Rossum-De Lutte [wv], Twenthe [wv]	G
Oosterhesselen	T	NAM	Drenthe IIb [wv]	G
Oud-Beijerland Zuid	T	NAM	Beijerland [wv], Botlek IV [wv]	G
Oude Pekela	U	NAM	Groningen [wv]	G
Oudendijk	U	NAM	Beijerland [wv]	G
Pasop	U	NAM	Drenthe IIb [wv], Groningen [wv]	G
Q08-A	A	Wintershall	Middelie [wv], Q08, Q10b & Q11 [opv]	G
Ried	U	Vermilion	Leeuwarden [wv]	G
Roden	U	NAM	Drenthe IIb [wv], Groningen [wv]	G
Rossum-Weerselo	U	NAM	Rossum-De Lutte [wv], Twenthe [wv]	G
Roswinkel	A	NAM	Drenthe IIb [wv], Groningen [wv]	G
Schermer	U	TAQA Offshore	Bergen II [wv]	G
Sebaldeburen	T	NAM	Groningen [wv]	G
Sleen	A	NAM	Drenthe IIb [wv]	G
Slootdorp	U	Vermilion	Slootdorp [wv]	G
Sonnega-Weststellingwerf	U	Vermilion	Steenwijk [wv]	G
Starnmeer	U	TAQA Offshore	Bergen II [wv]	G
Suawoude	T	Vermilion	Leeuwarden [wv], Tietjerksteradeel II [wv]	G
Tubbergen	A	NAM	Tubbergen [wv]	G
Tubbergen-Mander	U	NAM	Tubbergen [wv]	G
Ureterp	U	NAM	Groningen [wv], Tietjerksteradeel II [wv], Tietjerksteradeel III [wv]	G

Voorkomen	Status **	Maatschappij	Vergunning naam [Type]***	Gas/Olie
Vierhuizen	T	NAM	De Marne [wv], Groningen [wv], Noord-Friesland [wv]	G
Wimmenum-Egmond	A	NAM	Middelie [wv]	G
Witterdiep	U	NAM	Drenthe IIb [wv]	G
Zevenhuizen	U	NAM	Groningen [wv]	G
Zuid-Schermer	U	TAQA Offshore	Bergen II [wv]	G
Zuidwal	U	Vermilion	Zuidwal [wv]	G
Zuidwending-Oost	U	NAM	Groningen [wv]	G
Ameland-Noord	T	NAM	M09a [wv], Noord-Friesland [wv]	G
D12-A	A	Wintershall	D12a [wv], D15a [wv]	G
D12-C	A	Wintershall	D12a [wv]	G
D15a-A	U	Eni	D12a [wv], D15a [wv]	G
D15a-A104	U	Eni	D15a [wv]	G
D18a-A	A	Neptune	D18a [wv]	G
E17a-A	U	Eni	E16a [wv], E17a & E17b [wv]	G
E18-A	A	Wintershall	Open	G
F03-FA	A	Spirit	F03a & F03d-Diep [opv]	G
F16-E	A	Wintershall	E18a [wv], F16a & F16b [wv]	G
G14-C	A	Neptune	G14a & G17b [wv]	G
G16a-D	U	Eni	G16a [wv]	G
Halfweg	A	Petrogas	Q01a-Ondiep, Q01b-Ondiep, Q01d-Ondiep & Q01e-Ondiep [wv], Q02c [wv]	G
K05-F	U	TotalEnergies	K04b & K05a [wv], K06a, K06b, L07a, L07b & L07c [wv]	G
K05-G	U	TotalEnergies	K04b & K05a [wv]	G
K05a-Es	U	TotalEnergies	K04b & K05a [wv]	G
K06-N	U	TotalEnergies	K06a, K06b, L07a, L07b & L07c [wv]	G
K06-T	U	TotalEnergies	K06a, K06b, L07a, L07b & L07c [wv]	G
K07-FD	T	NAM Offshore	K07 [wv]	G
K09ab-A	U	Eni	K09a & K09b [wv], K09c & K09d [wv], L07d [wv], L10a, L10b & L11a [wv]	G
K09ab-C	T	Eni	K09a & K09b [wv], K09c & K09d [wv]	G
K09ab-D	T	Eni	K09a & K09b [wv]	G
K09c-A	A	Neptune	K06a, K06b, L07a, L07b & L07c [wv], K09c & K09d [wv]	G
K09c-C	A	Neptune	K09c & K09d [wv]	G
K10-B (gas)	A	Wintershall	Open	G
K10-C	A	Wintershall	Open	G
K10-V	A	Wintershall	K07 [wv]	G
K11-FA	A	NAM	Open	G
K11-FB	A	GDF Production	Open	G
K11-FC	A	GDF Production	Open	G
K12-A	A	GDF Production	K12a [wv]	G
K12-C	A	Neptune	K12a [wv]	G

Voorkomen	Status **	Maatschappij	Vergunning naam [Type]***	Gas/Olie
K12-E	A	GDF Production	K09a & K09b [wv], K12a [wv]	G
K12-H (K12-S2 & K12-D5)	T	Eni	K12a [wv]	G
K12-K	U	Eni	K12a [wv]	G
K12-L	A	Neptune	K09c & K09d [wv], K12a [wv]	G
K12-M	A	Eni	K12a [wv]	G
K12-S1	A	GDF Production	K12a [wv]	G
K13-A	A	Wintershall	Open	G
K13-B	A	Wintershall	Open	G
K13-CF	A	Wintershall	Open	G
K13-DE	A	Wintershall	Open	G
K15-FJ	T	NAM Offshore	K15 [wv]	G
K15-FO	T	NAM Offshore	K15 [wv]	G
K15-FP	U	NAM Offshore	K15 [wv]	G
K15-FQ	A	NAM	K15 [wv], L13 [wv]	G
L04-B	A	Total	K06a, K06b, L07a, L07b & L07c [wv], L04a & L04b [wv]	G
L04-D	U	TotalEnergies	L04a & L04b [wv]	G
L05-B	A	Wintershall	L05b [wv]	G
L06d-S1	A	ONE	Open	G
L07-A	A	Total	K06a, K06b, L07a, L07b & L07c [wv]	G
L07-B	U	TotalEnergies	K06a, K06b, L07a, L07b & L07c [wv]	G
L07-C	A	TotalEnergies	K06a, K06b, L07a, L07b & L07c [wv]	G
L07-G	U	TotalEnergies	K06a, K06b, L07a, L07b & L07c [wv]	G
L07-H	A	TotalEnergies	K06a, K06b, L07a, L07b & L07c [wv]	G
L07-H South-East	A	TotalEnergies	K06a, K06b, L07a, L07b & L07c [wv]	G
L07-N	A	Total	K06a, K06b, L07a, L07b & L07c [wv]	G
L08-A	A	Wintershall	L08a & L08c [wv], L08b, L08d & L08e [wv]	G
L08-G	A	Wintershall	L08a & L08c [wv]	G
L08-H	A	Wintershall	L08a & L08c [wv]	G
L09-FB	U	NAM	L09 [wv]	G
L09-FC	U	NAM Offshore	L09 [wv]	G
L09-FE	T	NAM Offshore	L09 [wv]	G
L09-FL	U	NAM Offshore	L09 [wv]	G
L09-FM	T	NAM Offshore	L09 [wv]	G
L10-G	A	Neptune	L10a, L10b & L11a [wv]	G
L10-K	A	GDF Production	L07e & L08f [opv], L10a, L10b & L11a [wv]	G
L10-Q	T	Eni	L10a, L10b & L11a [wv]	G
L10-S1	A	Placid	L10a, L10b & L11a [wv]	G
L10-S2	A	Neptune	L10a, L10b & L11a [wv]	G
L10-S3	A	GDF Production	Open	G
L10-S4	U	Eni	L10a, L10b & L11a [wv]	G

Voorkomen	Status **	Maatschappij	Vergunning naam [Type]***	Gas/Olie
L11-Lark	A	GDF Production	L10a, L10b & L11a [wv]	G
L11a-A	A	GDF Production	L10a, L10b & L11a [wv]	G
L13-FH	A	NAM	L13 [wv]	G
L14-FA	A	Transcanada	Open	G
Markham	U	Spirit	J03a [wv], J03b & J06a [wv]	G
P02-NE	A	Wintershall	Open	G
P02-SE	A	Wintershall	Open	G
P06-D	A	Wintershall	P06a [wv]	G
P06-Main	A	Wintershall	P06a [wv]	G
P06-South	A	Wintershall	Open	G
P09-A	A	Wintershall	Open	G
P09-B	A	Wintershall	Open	G
P11-12	A	ONE-Dyas	Open	G
P11a-E	A	ONE-Dyas	Open	G
P11b Van Nes	U	Dana Petroleum	P11b [wv]	G
P12-C	A	Wintershall	P12b [opv]	G
P12-SW	A	Wintershall	Open	G
P14-A	A	Wintershall	Open	G
P15-09	U	TAQA Offshore	P15a, P15d, P15e & P15f [wv], P15c, P15g, P15h & P15i [wv], P18a [wv]	G
P15-10	A	TAQA	P15c, P15g, P15h & P15i [wv]	G
P15-12	A	TAQA	P15a, P15d, P15e & P15f [wv]	G
P15-13	U	TAQA Offshore	P15a, P15d, P15e & P15f [wv]	G
P15-14	A	TAQA	Open	G
P15-15	U	TAQA Offshore	P15a, P15d, P15e & P15f [wv]	G
P15-16	A	TAQA Offshore	P15a, P15d, P15e & P15f [wv]	G
P15-17	U	TAQA Offshore	P15a, P15d, P15e & P15f [wv]	G
Q04-A	A	Wintershall	Open	G
Q04-B	A	Wintershall	Open	G
Q05-A	A	Wintershall	Open	G
Q08-B	A	Wintershall	Q08, Q10b & Q11 [opv]	G
Q16-Maas	U	ONE-Dyas	Open	G
Q16-Maasmond	T	ONE-Dyas	Open	G

** T = productie tijdelijk beëindigd, U = productie beëindigd, A = verlaten.

*** opv = opsporingsvergunning, wv = winningsvergunning, osv = opslagvergunning.

A.2. Aardolievoorkomens

Ontwikkelde voorkomens

a. In productie

Voorkomen	Maatschappij	Vergunning naam [Type]***	Gas/Olie
Rotterdam	NAM	Rijswijk [wv]	O
F02a Hanze	Dana Petroleum	F02a [wv]	O
P11b De Ruyter	Dana Petroleum	P10a [wv], P11b [wv]	O
P15 Rijn	TAQA Offshore	P15a, P15d, P15e & P15f [wv], P15c, P15g, P15h & P15i [wv]	O
Q13a-Amstel	Eni	Q13a [wv]	O

Niet ontwikkelde voorkomens

a. Productiestart (verwacht) binnen 5 jaar

Voorkomen	Maatschappij	Vergunning naam [Type]***	Gas/Olie
F06-IJssel	ONE-Dyas	F06a [wv], F06b [wv], F06c & F06d [wv]	O
Orion	Kistos NL2	Q07 & Q10a [wv]	O
P15/P18 Waal	TAQA Offshore	P15a, P15d, P15e & P15f [wv], P15c, P15g, P15h & P15i [wv], P18a [wv]	O
Wassenaar-Zee	NAM	Q13b & Q14 [opv], Rijswijk [wv]	O

b. Productiestart onbekend

Voorkomen	Maatschappij	Vergunning naam [Type]***	Gas/Olie
Alblasserdam	-	Open	O
Denekamp	NAM	Tubbergen [wv]	O
Gieterveen	NAM	Drenthe IIb [wv], Groningen [wv]	O
Lekkerkerk/blg	-	Open	O
Noordwijk	NAM	Rijswijk [wv]	O
Ottoland	Vermilion	Andel Va [wv]	O
Stadskanaal	NAM	Groningen [wv]	O&G
Woubrugge	-	Open	O
Zweelo	NAM	Drenthe IIb [wv]	O
B18-FA	-	F03a & F03d-Diep [opv]	O
F03-FC	-	F03a & F03d-Diep [opv]	O
F03c Bokje	Dana Petroleum	F03c [wv]	O
F06b Snellius	ONE-Dyas	F06b [wv]	O
F06b Zulu North	Dana Petroleum	F03c [wv], F06b [wv]	O
F14-FA	-	Open	O
F17-FA (Korvet)	-	F17a-Diep [wv]	O
F17-FB (Brigantijn)	-	F17a-Diep [wv]	O

Voorkomen	Maatschappij	Vergunning naam [Type]***	Gas/Olie
F17-NE (Rembrandt)	Wintershall	F17a-diep [wv], F17c [wv]	O
F17-SW (Vermeer)	Wintershall	F17a-diep [wv], F17c [wv], L02 [wv]	O
F18-FA (Fregat)	-	Open	O
K10-B (oil)	-	Open	O
L01-FB	-	Open	O
L05a-E	Eni	L01c [wv], L02 [wv], L04c [wv], L05a [wv]	O
P08-A Horizon-West	-	Open	O
P12-West (P12-3)	Wintershall	Open	O&G
Q01-Northwest	-	Open	O
Q13-FB	NAM	Q13b & Q14 [opv], Rijswijk [wv]	O

Productie (tijdelijk) gestaakt

Voorkomen	Status **	Maatschappij	Vergunning naam [Type]***	Gas/Olie
Berkel	A	NAM	Rijswijk [wv]	O&G
IJsselmonde	A	NAM	Rijswijk [wv]	O&G
Moerkapelle	A	NAM	Rijswijk [wv]	O
Pijnacker	A	NAM	Rijswijk [wv]	O
Rijswijk	A	NAM	Rijswijk [wv]	O&G
Schoonebeek Olie	T	NAM	Schoonebeek [wv]	O
Wassenaar	A	NAM	Rijswijk [wv]	O
Werkendam	A	NAM	Open	O
Zoetermeer	A	NAM	Rijswijk [wv]	O
Haven	A	Petrogas	Q01a-ondiep, Q01b-ondiep, Q01d-ondiep & Q01e-ondiep [wv]	O
Helder	A	Petrogas	Q01a-ondiep, Q01b-ondiep, Q01d-ondiep & Q01e-ondiep [wv]	O
Helm	A	Petrogas	Q01a-ondiep, Q01b-ondiep, Q01d-ondiep & Q01e-ondiep [wv]	O
Hoorn	A	Petrogas	Open	O
Horizon	A	Petrogas	Open	O
Kotter	A	Wintershall	K18b [wv]	O
Logger	A	Wintershall	L16a [wv]	O
P11b Van Ghent	U	Dana Petroleum	P11b [wv]	O

** T = productie tijdelijk beëindigd, U = productie beëindigd, A = verlaten.

*** opv = opsporingsvergunning, wv = winningsvergunning, osv = opslagvergunning.

B. Aardgasproductie in miljoen Nm³

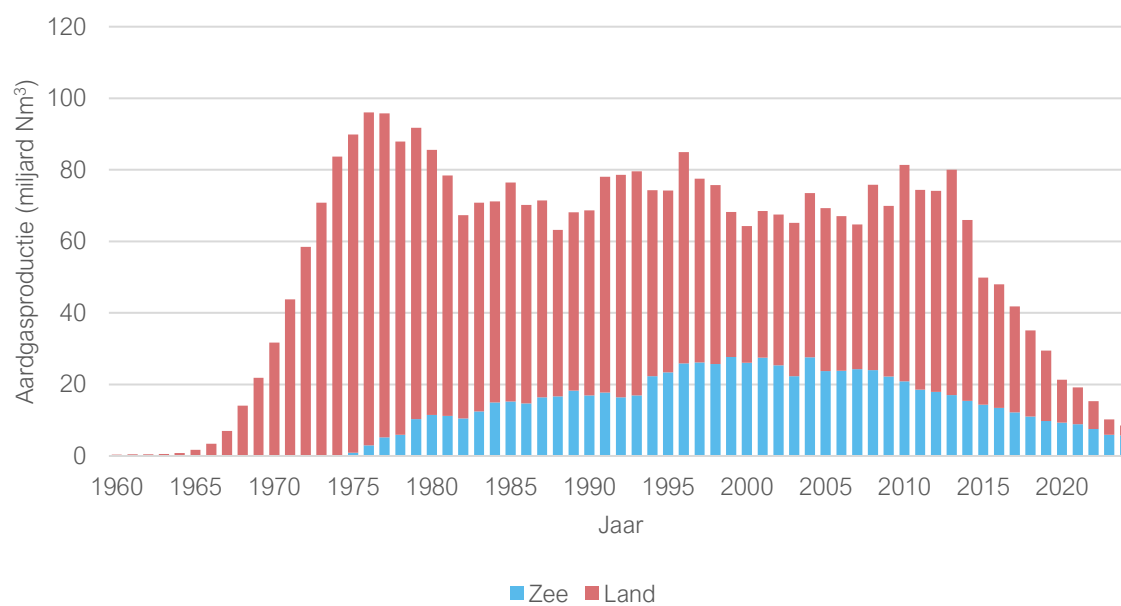
Jaar	* Land	Zee	Totaal
1960	363,8	-	363,8
1961	451,0	-	451,0
1962	509,8	-	509,8
1963	571,3	-	571,3
1964	830,0	-	830,0
1965	1.722,6	-	1.722,6
1966	3.376,9	-	3.376,9
1967	7.033,3	-	7.033,3
1968	14.107,3	-	14.107,3
1969	21.884,4	-	21.884,4
1970	31.663,6	7,5	31.671,1
1971	43.820,0	2,3	43.822,3
1972	58.423,8	1,3	58.425,1
1973	70.840,8	7,4	70.848,2
1974	83.720,2	13,8	83.734,0
1975	88.993,0	912,7	89.905,7
1976	93.145,9	2.930,3	96.076,2
1977	90.583,8	5.191,9	95.775,7
1978	81.935,1	5.967,8	87.902,9
1979	81.354,2	10.351,9	91.706,1
1980	74.103,0	11.466,6	85.569,6
1981	67.204,3	11.178,9	78.383,2
1982	56.853,8	10.492,0	67.345,8
1983	58.302,5	12.480,7	70.783,2
1984	56.236,0	14.958,5	71.194,5
1985	61.182,9	15.227,2	76.410,1
1986	55.409,8	14.732,7	70.142,5
1987	55.039,3	16.364,7	71.404,0
1988	46.514,7	16.667,7	63.182,4
1989	49.810,1	18.286,8	68.096,9
1990	51.719,3	16.918,6	68.637,9
1991	60.378,5	17.705,3	78.083,8
1992	62.252,6	16.371,9	78.624,5

Jaar	* Land	Zee	Totaal
1993	62.680,9	16.914,2	79.595,1
1994	51.982,7	22.301,2	74.283,9
1995	50.826,7	23.409,8	74.236,5
1996	59.024,5	25.914,7	84.939,2
1997	51.412,3	26.133,0	77.545,3
1998	49.993,9	25.716,1	75.710,0
1999	40.574,8	27.673,6	68.248,4
2000	38.203,4	26.031,5	64.234,9
2001	40.951,7	27.518,3	68.470,0
2002	42.137,6	25.364,7	67.502,3
2003	42.881,1	22.273,8	65.154,9
2004	45.880,1	27.592,8	73.472,9
2005	45.498,2	23.779,6	69.277,8
2006	43.169,5	23.858,0	67.027,5
2007	40.463,3	24.243,3	64.706,6
2008	51.799,2	23.994,9	75.794,1
2009	47.717,2	22.196,7	69.913,9
2010	60.486,6	20.877,9	81.364,4
2011	55.884,1	18.530,6	74.414,7
2012	56.227,1	18.530,6	74.117,8
2013	63.038,8	17.028,1	80.066,8
2014	50.569,3	15.406,2	65.975,5
2015	35.518,0	14.339,8	49.857,8
2016	34.472,8	13.486,7	47.959,5
2017	29.628,8	12.218,2	41.846,9
2018	23.997,9	11.067,8	35.065,7
2019	19.659,8	9.796,1	29.455,9
2020	11.963,5	9.356,5	21.320,0
2021	10.291,1	8.860,7	19.151,8
2022	7.779,4	7.527,7	15.307,1
2023	4.322,1	5.917,8	10.240,0
2024	2.754,7	5.726,3	8.481,0
Totaal	2.802.128,6	821.185,9	3.623.314,5

* Exclusief de bijvangst van aardgas ("meegeproduceerd gas") uit start- en vervolgvergunningen voor aardwarmte.

N.B. In dit overzicht wordt de aardgasproductie weergegeven voor gasvelden op land en op zee. Deze waarden kunnen licht afwijken van die in Hoofdstuk 3, waar de productie per vergunning wordt gepresenteerd.

Aardgasproductie 1960 – 2024



C. Aardgasreserves en cumulatieve productie in miljarden Nm³

Jaar per 1 januari	Land		Zee		Totaal	
	verwachte reserve	cumulatieve productie	verwachte reserve	cumulatieve productie	verwachte reserve	cumulatieve productie
1974	2.125	256	200	-	2.325	256
1975	2.125	339	200	-	2.325	339
1976	2.025	428	322	1	2.347	429
1977	1.923	521	348	4	2.271	525
1978	1.891	612	344	9	2.235	621
1979	1.827	694	325	15	2.152	709
1980	1.917	775	288	25	2.205	801
1981	1.850	849	282	37	2.133	886
1982	1.799	917	261	48	2.060	965
1983	1.748	973	258	59	2.006	1.032
1984	1.714	1.032	257	71	1.971	1.103
1985	1.662	1.088	266	86	1.928	1.174
1986	1.615	1.149	275	101	1.889	1.250
1987	1.568	1.205	284	116	1.852	1.321
1988	1.523	1.260	287	132	1.810	1.392
1989	1.475	1.306	303	149	1.778	1.455
1990	1.444	1.356	323	167	1.767	1.523
1991	1.687	1.408	316	184	2.002	1.592
1992	1.648	1.468	329	202	1.976	1.670
1993	1.615	1.530	337	218	1.953	1.749
1994	1.571	1.593	334	235	1.904	1.828
1995	1.576	1.645	316	257	1.892	1.902
1996	1.545	1.696	304	281	1.850	1.977
1997	1.504	1.755	325	307	1.829	2.062
1998	1.491	1.806	353	333	1.845	2.139
1999	1.453	1.856	341	359	1.794	2.215
2000	1.420	1.897	319	386	1.740	2.283
2001	1.371	1.935	313	412	1.684	2.347
2002	1.332	1.976	316	440	1.648	2.416
2003	1.290	2.018	310	465	1.600	2.483
2004	1.286	2.061	244	487	1.530	2.548
2005	1.236	2.107	253	515	1.489	2.622

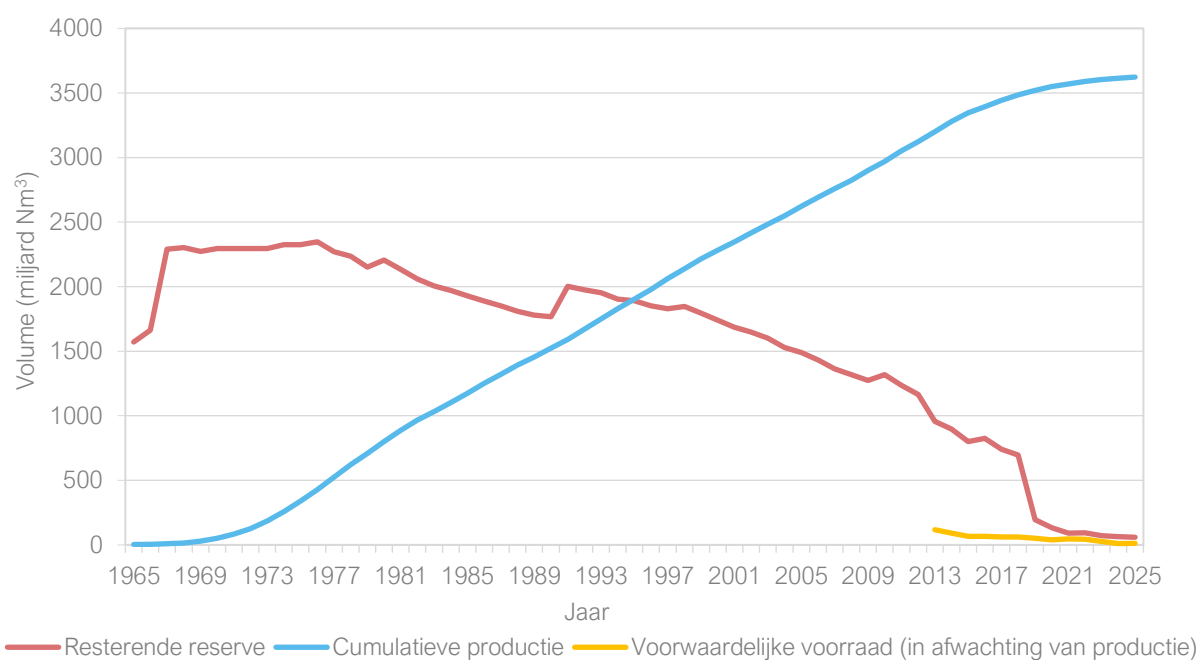
Jaar per 1 januari	Land		Zee		Totaal	
	verwachte reserve	cumulatieve productie	verwachte reserve	cumulatieve productie	verwachte reserve	cumulatieve productie
2006	1.218	2.152	213	539	1.431	2.691
2007	1.168	2.196	195	563	1.363	2.758
2008	1.129	2.236	188	587	1.317	2.823
2009	1.101	2.288	173	611	1.274	2.899
2010	1.143	2.336	174	633	1.317	2.969
2011	1.080	2.396	155	654	1.236	3.050
2012	1.012	2.452	153	673	1.165	3.124

Per 2013 is de tabel aangepast i.v.m. de introductie van PRMS:

- Rem Res = resterende reserves.
- Cont Res = voorwaardelijke voorraad: contingent resources (development pending).
- Cum Prod = cumulatieve productie.

Jaar per 1 januari	Land			Zee			Totaal		
	Rem Res	Cont Res	Cum prod	Rem Res	Cont Res	Cum prod	Rem Res	Cont Res	Cum prod
2013	850	67	2.508	105	49	690	955	117	3.199
2014	805	60	2.571	92	32	707	897	92	3.279
2015	705	41	2.622	94	24	723	799	65	3.345
2016	734	40	2.658	92	25	737	825	66	3.394
2017	653	41	2.692	87	21	750	740	62	3.442
2018	620	39	2.722	75	24	762	695	62	3.484
2019	125	18	2.746	71	32	773	196	50	3.519
2020	66	21	2.766	66	19	783	133	39	3.549
2021	35	33	2.777	57	13	792	92	46	3.569
2022	38	19	2.787	54	24	801	93	43	3.588
2023	27	19	2.794	45	7	810	72	26	3.604
2024	24	8	2.798	40	2	816	64	10	3.614
2025	22	9	2.802	37	3	821	59	12	3.623

Aardgasreserves en cumulatieve productie (1 januari 2025), 1965 – 2025



Historische productie 2014 – 2024 en aanbod aardgas (Midden Scenario) uit de kleine velden 2025 – 2049, in miljard m³ Geq.

Jaar	Historische productie	Verwacht aanbod uit land reserves	Verwacht aanbod uit zee reserves	Verwacht aanbod uit land voorwaardelijke voorraad	Verwacht aanbod uit zee voorwaardelijke voorraad	Verwacht aanbod uit land nog te ontdekken voorkomens	Verwacht aanbod uit zee nog te ontdekken voorkomens
2014	26,4	-	-	-	-	-	-
2015	23,9	-	-	-	-	-	-
2016	22,6	-	-	-	-	-	-
2017	20,2	-	-	-	-	-	-
2018	17,9	-	-	-	-	-	-
2019	15,3	-	-	-	-	-	-
2020	14,9	-	-	-	-	-	-
2021	14,2	-	-	-	-	-	-
2022	12,0	-	-	-	-	-	-
2023	9,9	-	-	-	-	-	-
2024	9,6	-	-	-	-	-	-
2025	-	2,3	5,9	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	-	1,9	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	-	1,5	5,3	0,2	0,1	0,1	0,3
2028	-	1,2	4,4	0,5	0,2	0,2	0,7
2029	-	1,1	3,9	1,0	0,9	0,3	1,3

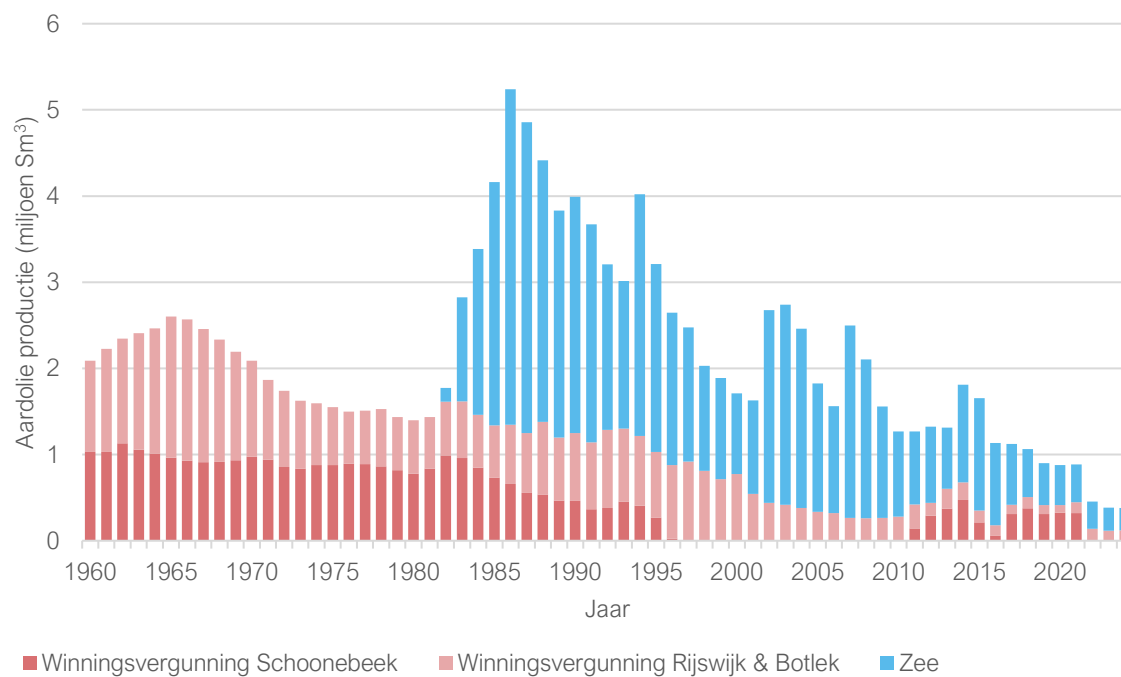
Jaar	Historische productie	Verwacht aanbod uit land reserves	Verwacht aanbod uit zee reserves	Verwacht aanbod uit land voorwaardelijke voorraad	Verwacht aanbod uit zee voorwaardelijke voorraad	Verwacht aanbod uit land nog te ontdekken voorkomens	Verwacht aanbod uit zee nog te ontdekken voorkomens
2030	-	0,8	3,4	1,1	0,7	0,3	1,7
2031	-	0,7	2,9	0,9	0,5	0,3	1,9
2032	-	0,6	2,4	0,7	0,4	0,4	2,0
2033	-	0,5	2,0	0,5	0,3	0,4	1,9
2034	-	0,5	1,7	0,4	0,2	0,4	1,9
2035	-	0,5	0,8	0,3	0,2	0,4	1,7
2036	-	0,0	0,6	0,3	0,1	0,4	1,6
2037	-	0,0	0,6	0,3	0,1	0,4	1,4
2038	-	0,0	0,4	0,0	0,1	0,3	1,3
2039	-	0,0	0,4	0,0	0,0	0,2	1,1
2040	-	0,0	0,3	0,0	0,0	0,2	0,9
2041	-	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1	0,7
2042	-	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,6
2043	-	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,5
2044	-	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,5
2045	-	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,4
2046	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4
2047	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
2048	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
2049	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
Totaal	-	11,5	41,6	6,0	3,7	5,0	23,6

D. Aardolieproductie in miljoen Sm³

Jaar	Winningsvergunning Schoonebeek	Winningsvergunning Rijswijk & Botlek	Zee	Totaal
tot 1959	11,749	-	-	11,749
1960	1,031	1,058	-	2,089
1961	1,030	1,197	-	2,227
1962	1,129	1,217	-	2,346
1963	1,057	1,350	-	2,407
1964	1,011	1,454	-	2,465
1965	0,963	1,638	-	2,601
1966	0,932	1,636	-	2,568
1967	0,913	1,545	-	2,458
1968	0,914	1,419	-	2,333
1969	0,933	1,262	-	2,195
1970	0,976	1,112	-	2,088
1971	0,941	0,927	-	1,868
1972	0,856	0,883	-	1,739
1973	0,838	0,787	-	1,626
1974	0,878	0,716	-	1,594
1975	0,877	0,672	-	1,549
1976	0,892	0,605	-	1,497
1977	0,891	0,618	-	1,509
1978	0,862	0,668	-	1,530
1979	0,820	0,616	-	1,436
1980	0,779	0,618	-	1,397
1981	0,839	0,597	-	1,436
1982	0,988	0,625	0,160	1,773
1983	0,960	0,656	1,209	2,825
1984	0,847	0,616	1,922	3,384
1985	0,735	0,603	2,825	4,163
1986	0,659	0,689	3,890	5,237
1987	0,556	0,693	3,608	4,857
1988	0,536	0,845	3,033	4,414
1989	0,464	0,732	2,635	3,830
1990	0,463	0,785	2,745	3,992
1991	0,366	0,777	2,528	3,671

Jaar	Winningsvergunning Schoonebeek	Winningsvergunning Rijswijk & Botlek	Zee	Totaal
1992	0,379	0,907	1,921	3,207
1993	0,454	0,849	1,710	3,013
1994	0,406	0,811	2,805	4,023
1995	0,268	0,761	2,182	3,211
1996	0,023	0,857	1,767	2,647
1997	-	0,918	1,557	2,474
1998	-	0,810	1,219	2,029
1999	-	0,715	1,173	1,888
2000	-	0,776	0,936	1,713
2001	-	0,542	1,085	1,628
2002	-	0,439	2,236	2,675
2003	-	0,416	2,325	2,741
2004	-	0,381	2,082	2,463
2005	-	0,335	1,490	1,825
2006	-	0,322	1,238	1,561
2007	-	0,264	2,233	2,497
2008	-	0,261	1,841	2,102
2009	-	0,264	1,296	1,560
2010	-	0,281	0,982	1,262
2011	0,144	0,277	0,848	1,270
2012	0,149	0,290	0,884	1,323
2013	0,374	0,230	0,710	1,314
2014	0,473	0,204	1,133	1,809
2015	0,214	0,135	1,307	1,656
2016	0,063	0,116	0,957	1,136
2017	0,310	0,109	0,705	1,124
2018	0,375	0,133	0,556	1,064
2019	0,311	0,102	0,487	0,901
2020	0,326	0,086	0,468	0,880
2021	0,322	0,127	0,437	0,885
2022	0,000	0,140	0,313	0,453
2023	0,000	0,117	0,268	0,385
2024	0,000	0,122	0,260	0,382
Totaal	43,418	42,573	65,970	151,959

Aardolie productie 1960 – 2024



E. Aardoliereserves en cumulatieve productie in miljoen Sm³

Jaar per 1 januari	Land		Zee		Totaal	
	verwachte reserve	cumulatieve productie	verwachte reserve	cumulatieve productie	verwachte reserve	cumulatieve productie
1970	36,0	35,4	-	-	36,0	35,4
1971	34,0	37,5	-	-	34,0	37,5
1972	32,0	39,4	-	-	32,0	39,4
1973	29,0	41,1	-	-	29,0	41,1
1974	27,0	42,8	-	-	27,0	42,8
1975	40,0	44,4	14,0	-	54,0	44,4
1976	51,0	45,9	14,0	-	65,0	45,9
1977	49,0	47,4	16,0	-	65,0	47,4
1978	46,0	48,9	7,0	-	53,0	48,9
1979	44,0	50,4	9,0	-	53,0	50,4
1980	43,0	51,9	11,0	-	54,0	51,9
1981	41,0	53,3	14,0	-	55,0	53,3
1982	39,0	54,7	20,0	-	59,0	54,7
1983	38,0	56,3	49,0	0,2	87,0	56,5
1984	37,0	57,9	41,0	1,4	78,0	59,3
1985	41,0	59,4	34,0	3,3	75,0	62,7
1986	42,0	60,7	36,0	6,1	78,0	66,8
1987	40,0	62,1	35,0	10,0	75,0	72,1
1988	41,0	63,3	33,0	13,6	74,0	76,9
1989	39,0	64,7	32,0	16,6	71,0	81,4
1990	41,0	65,9	27,0	19,3	68,0	85,2
1991	40,0	67,2	24,0	22,0	64,0	89,2
1992	38,0	68,3	26,0	24,6	64,0	92,9
1993	37,0	69,6	24,0	26,5	61,0	96,1
1994	35,0	70,9	23,0	28,2	58,0	99,1
1995	34,0	72,1	22,0	31,0	56,0	103,1
1996	33,0	73,1	17,0	33,2	50,0	106,3
1997	33,0	74,0	22,0	34,9	55,0	109,0
1998	12,0	74,9	25,0	36,5	37,0	111,4
1999	8,0	75,7	26,0	37,7	34,0	113,5
2000	7,0	76,5	25,0	38,9	32,0	115,3

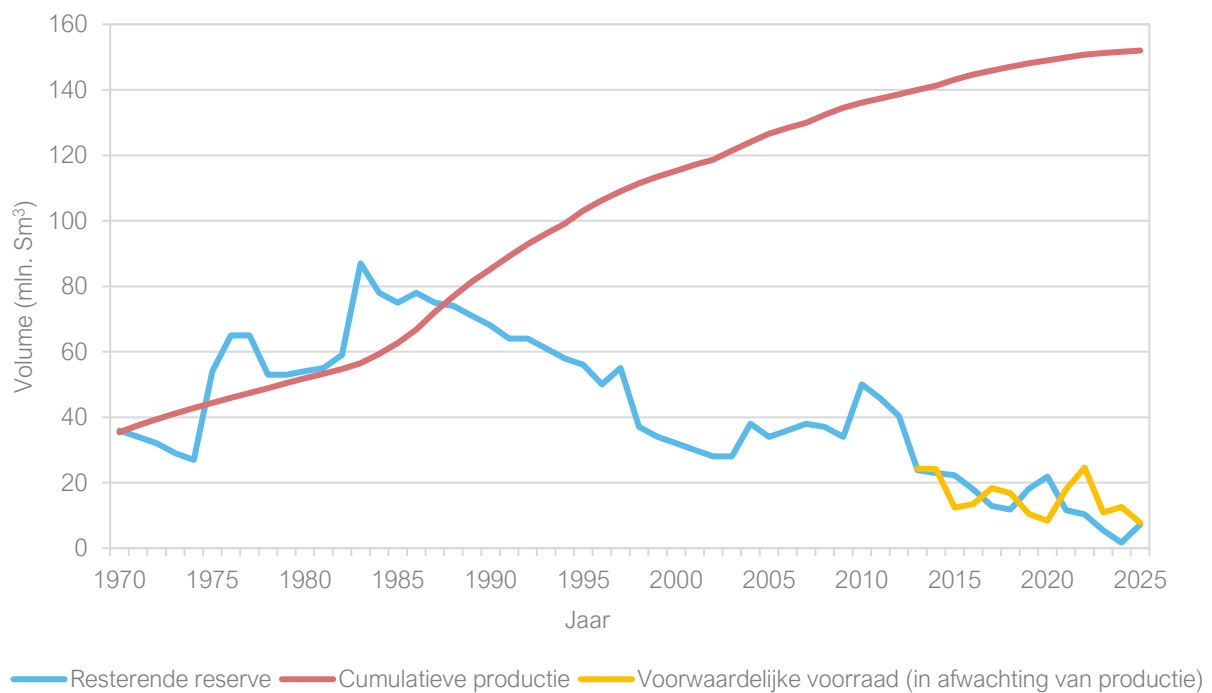
Jaar per 1 januari	Land		Zee		Totaal	
	verwachte reserve	cumulatieve productie	verwachte reserve	cumulatieve productie	verwachte reserve	cumulatieve productie
2001	6,0	77,2	24,0	39,8	30,0	117,1
2002	5,0	77,8	23,0	40,9	28,0	118,7
2003	5,0	78,2	23,0	43,1	28,0	121,4
2004	21,0	78,6	17,0	45,5	38,0	124,1
2005	19,0	79,0	15,0	47,6	34,0	126,6
2006	23,0	79,3	13,0	49,0	36,0	128,4
2007	24,0	79,7	14,0	50,3	38,0	129,9
2008	24,0	79,9	13,0	52,5	37,0	132,4
2009	25,0	80,2	9,0	54,4	34,0	134,5
2010	37,0	80,5	13,0	55,6	50,0	136,1
2011	33,7	80,7	12,0	56,6	45,7	137,4
2012	28,6	81,2	11,8	57,5	40,4	138,6

Per 2013 is de tabel aangepast i.v.m. de introductie van PRMS:

- Rem Res = resterende reserves.
- Cont Res = voorwaardelijke voorraad: contingent resources (development pending).
- Cum Prod = cumulatieve productie.

Jaar per 1 januari	Land			Zee			Totaal		
	Rem Res	Cont Res	Cum prod	Rem Res	Cont Res	Cum prod	Rem Res	Cont Res	Cum prod
2013	17,7	23,7	81,6	6,1	0,6	58,4	23,8	24,3	140,0
2014	18,0	18,7	82,2	5,0	5,4	59,1	23,0	24,1	141,3
2015	18,2	9,6	82,9	4,1	2,8	60,2	22,3	12,4	143,1
2016	9,0	11,5	83,2	9,1	2,0	61,5	18,0	13,5	144,7
2017	9,2	9,1	83,4	3,7	9,3	62,5	12,9	18,4	145,9
2018	8,2	8,9	83,8	3,6	7,9	63,2	11,8	16,8	147,0
2019	7,9	8,9	84,3	10,3	1,5	63,7	18,2	10,4	148,1
2020	8,3	6,7	84,7	13,6	1,7	64,2	21,9	8,4	149,0
2021	9,2	5,0	85,2	2,5	13,0	64,7	11,6	18,0	149,9
2022	8,4	3,9	85,6	1,9	20,7	65,1	10,3	24,6	150,8
2023	4,1	6,5	85,8	1,3	4,4	65,4	5,4	10,9	151,2
2024	0,8	7,6	85,9	0,9	5,0	65,7	1,7	12,6	151,6
2025	5,5	4,4	86,0	1,7	3,4	66,0	7,2	7,8	152,0

Aardolie reserves en cumulatieve productie (1 januari 2025), 1970 – 2025



Historische productie en aanbod aardolie uit de kleine velden tot en met 2040, in miljoen Sm³.

Jaar	Historische productie	Verwacht aanbod uit reserves	Verwacht aanbod uit voorwaardelijke voorraad
2014	1,3	-	-
2015	1,8	-	-
2016	1,7	-	-
2017	1,1	-	-
2018	1,1	-	-
2019	1,1	-	-
2020	0,9	-	-
2021	0,9	-	-
2022	0,5	-	-
2023	0,4	-	-
2024	0,4	-	-
2025	-	0,4	0,0
2026	-	0,5	0,0
2027	-	0,6	0,2
2028	-	0,6	0,7
2029	-	0,5	0,9
2030	-	0,5	0,8
2031	-	0,5	0,7
2032	-	0,4	0,5
2033	-	0,5	0,5

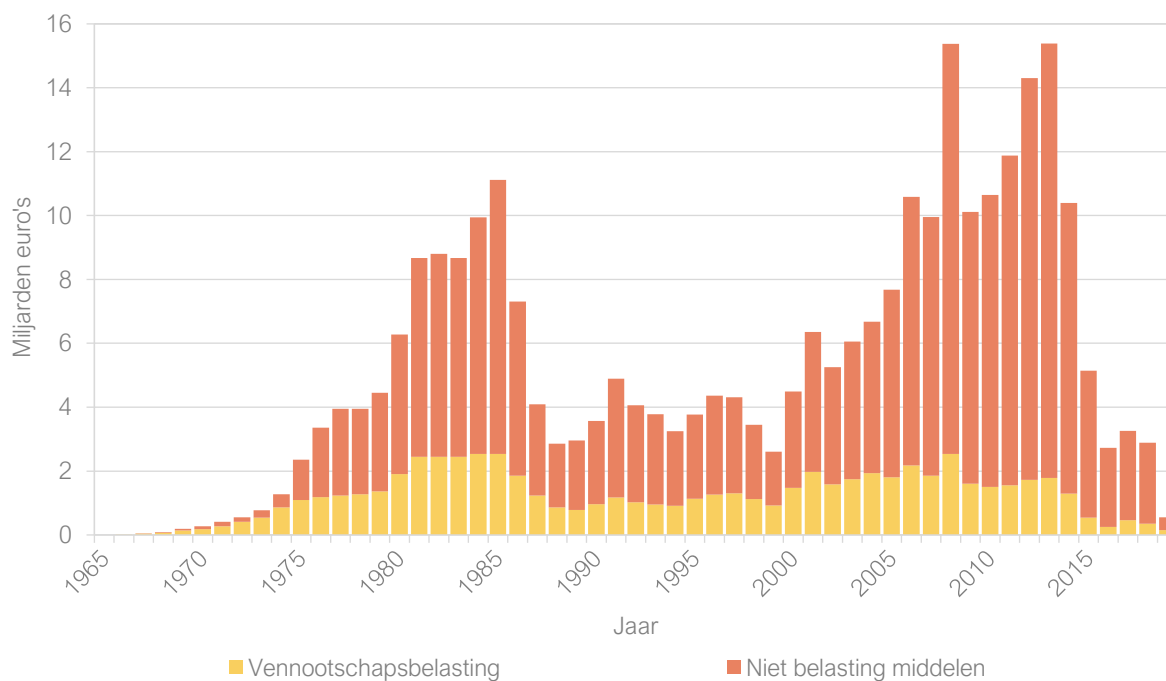
Jaar	Historische productie	Verwacht aanbod uit reserves	Verwacht aanbod uit voorwaardelijke voorraad
2034	-	0,5	0,5
2035	-	0,4	0,5
2036	-	0,4	0,4
2037	-	0,4	0,4
2038	-	0,4	0,4
2039	-	0,4	0,4
2040	-	0,4	0,3
Totaal	-	7,2	7,2

F. Aardgasbaten

Jaar	Niet belasting middelen (10 ⁹ €)	Vennootschapsbelasting (10 ⁹ €)	Totaal (10 ⁹ €)
1965	-	-	-
1966	-	0,01	0,01
1967	0,01	0,04	0,05
1968	0,02	0,07	0,09
1969	0,05	0,14	0,19
1970	0,09	0,18	0,27
1971	0,14	0,27	0,41
1972	0,14	0,41	0,55
1973	0,23	0,54	0,77
1974	0,41	0,86	1,27
1975	1,27	1,09	2,36
1976	2,18	1,18	3,36
1977	2,72	1,23	3,95
1978	2,68	1,27	3,95
1979	3,09	1,36	4,45
1980	4,36	1,91	6,27
1981	6,22	2,45	8,67
1982	6,35	2,45	8,80
1983	6,22	2,45	8,67
1984	7,40	2,54	9,94
1985	8,58	2,54	11,12
1986	5,45	1,86	7,31
1987	2,86	1,23	4,09
1988	2,00	0,86	2,86
1989	2,18	0,78	2,96
1990	2,61	0,96	3,57
1991	3,72	1,17	4,89
1992	3,04	1,02	4,06
1993	2,83	0,95	3,78
1994	2,34	0,91	3,25
1995	2,64	1,13	3,77
1996	3,10	1,26	4,36
1997	3,01	1,30	4,31
1998	2,33	1,12	3,45
1999	1,69	0,92	2,61
2000	3,02	1,47	4,49
2001	4,37	1,98	6,35
2002	3,67	1,58	5,25
2003	4,31	1,74	6,05
2004	4,74	1,94	6,68

Jaar	Niet belasting middelen (10 ⁹ €)	Vennootschapsbelasting (10 ⁹ €)	Totaal (10 ⁹ €)
2005	5,88	1,80	7,68
2006	8,40	2,18	10,58
2007	8,09	1,86	9,95
2008	12,83	2,54	15,37
2009	8,51	1,60	10,11
2010	9,14	1,50	10,64
2011	10,33	1,55	11,88
2012	12,58	1,72	14,30
2013	13,60	1,78	15,38
2014	9,10	1,29	10,39
2015	4,60	0,54	5,14
2016	2,48	0,25	2,73
2017	2,80	0,46	3,26
2018	2,65	0,35	3,00
2019	0,40	0,15	0,56

Aardgasbaten (in miljarden euro's), 1965 – 2019



De getallen voor de bovenstaande gasbaten worden direct door het ministerie van Klimaat en Groene Groei aangeleverd. De batens zijn hier weergegeven op zogenaamde transactiebasis. Dit betekent dat de batens zijn toegerekend aan het jaar waarin de winning plaats heeft gevonden. De daadwerkelijke ontvangst van de batens door de Staat (kasbasis) vindt met enige vertraging hierop plaats.

Niet belasting middelen bestaan uit: oppervlakterechten, cijns, winstaandeel, dividenduitkeringen GasTerra en de dividenduitkeringen van EBN, die namens de Staat in de winning deelneemt.

Vanaf 2019 wordt alleen nog een raming gemaakt van de niet belasting middelen op kasbasis, daarom worden de historische gegevens t/m 2019 en prognoses separaat weergegeven. Onderstaande tabel toont de gasbaten voor 2019 t/m 2024 en een raming hiervan voor de jaren 2025 tot en met 2030 in miljoenen euro's. Het dividend van EBN bedroeg in 2024 € 1.329 miljoen en de mijnbouwafrachten bedroegen in 2024 € 292,7 miljoen. Het dividend van GasTerra zal naar nul gaan vanaf 2028, omdat GasTerra wordt opgeheven.

Niet belasting middelen (in miljoenen euro's) 2019 – 2030 (gebaseerd op raming van februari 2025)

Jaar	Dividend EBN	Dividend GasTerra	Mijnbouwafrachten	Totaal (10 ⁶ €)
2019	141,8	3,6	432,4	557,8
2020	35,9	3,6	34,8	74,3
2021	2,8	3,6	25,8	32,2
2022	0	3,6	1.614,6	1.618,2
2023	2.159	3,6	2.429	4.591,6
2024	1.329	3,6	292,7	1.625,3
Raming				
2025	431	3,6	180	614,6
2026	580	3,6	10	593,6
2027	140	3,6	0	143,6
2028	0	0	0	0
2029	0	0	30	30
2030	0	0	30	30

De ramingen voor de jaren 2025 tot en met 2030 zijn gebaseerd op de gasprijsraming van het CPB (op basis van de gashandelsprijzen zoals gepubliceerd op de TTF). Er is geraamd met de volgende gasprijzen in eurocent per kubieke meter:

Raming gasprijzen in eurocent per kubieke meter

Jaar	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gasprijs	46	39	31	26	24	25

G. Vergunningen voor koolwaterstoffen

Per 1 januari 2025

G.1. Opsporingsvergunningen voor koolwaterstoffen, land

	Vergunninghouder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
1	Vermilion Energy Netherlands B.V.	Akkrum*	210	14-03-2013		10 461
2	Vermilion Energy Netherlands B.V.	Engelen	97	14-10-2009	31-12-2025	16 878
3	Vermilion Energy Netherlands B.V.	Follega	3	15-06-2010	30-06-2025	9 426
4	Vermilion Energy Netherlands B.V.	Hemelum	450	17-01-2012	28-12-2028	1 490
5	Vermilion Energy Netherlands B.V.	Lemsterland	111	15-06-2010	30-06-2025	9 427
6	Vermilion Energy Netherlands B.V.	Oosterwolde	127	20-04-2007	31-12-2025	83
7	Vermilion Energy Netherlands B.V.	Utrecht	1.144	26-04-2007	31-12-2025	85
Totaal			2.142			

* Winningsvergunning aangevraagd

G.2. Winningsvergunningen voor koolwaterstoffen, Land

	Vergunninghouder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
1	Kistos NL1 B.V.	Akkrum 11	6	26-07-2012	04-04-2025	6 909
2	Kistos NL1 B.V.	Donkerbroek	22	04-04-1995	04-04-2025	66
3	Kistos NL1 B.V.	Donkerbroek-West	2	16-03-2011	04-04-2025	4 902
4	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	Beijerland	140	14-02-1997	14-02-2027	243
5	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	Botlek IV	219	23-12-2022	31-12-2035	35 375
6	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V. ExxonMobil Producing Netherlands B.V.	De Marne	7	04-10-1994	04-10-2034	189
7	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	Drenthe IIB	1.881	17-03-2012		6 883
8	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	Groningen	2.970	30-05-1963		126
9	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	Hardenberg	161	22-10-1990	22-10-2035	149
10	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	Middelie	946	12-05-1969		94
11	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V. ExxonMobil Producing Netherlands B.V.	Noord-Friesland	1.593	27-02-1969		47
12	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	Rijswijk	1.094	03-01-1955		21
13	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	Rossum-De Lutte	46	12-05-1961		116
14	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	Schoonebeek	930	03-05-1948		110
15	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	Tietjerksteradeel III	168	25-01-2018		5 149
16	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	Tubbergen	177	11-03-1953		80
17	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	Twenthe	276	01-04-1977		26
18	ONE-Dyas TAQA Offshore B.V.	Botlek-Maas	3	04-03-2014	19-07-2026	7 445
19	ONE-Dyas B.V.	Botlek Breeddiep	9	23-12-2022	19-07-2026	35 375

	Vergunninghouder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
20	ONE-Dyas B.V.	Botlek Maasmond	3	10-07-2019	19-07-2026	39 438
21	TAQA Offshore Dana Petroleum Netherlands RockRose (NL) CS1 B.V.	B.V. Bergen II B.V.	221	23-12-2006		232
22	TAQA Onshore B.V.	Bergermeer	19	23-12-2006		232
23	TAQA Piek Gas Dana Petroleum Netherlands RockRose (NL) CS1 B.V.	B.V. Alkmaar B.V.	12	23-12-2006		232
24	Vermilion Energy Netherlands Parkmead (E&P) Ltd.	B.V. Andel VA	61	05-08-2015	29-12-2038	29 954
25	Vermilion Energy Netherlands Parkmead (E&P) Ltd.	B.V. Andel VB	142	05-08-2015	29-12-2038	29 954
26	Vermilion Energy Netherlands B.V.	Drenthe IIA	7	17-03-2012		6 883
27	Vermilion Energy Netherlands B.V.	Drenthe IIIA	1	17-03-2012		6 885
28	Vermilion Energy Netherlands B.V. Parkmead (E&P) Ltd.	Drenthe IV	7	18-07-2007		140
29	Vermilion Energy Netherlands Parkmead (E&P) Ltd.	B.V. Drenthe V	25	20-06-2015		18 037
30	Vermilion Energy Netherlands Parkmead (E&P) Ltd.	B.V. Drenthe VI	363	20-06-2015		18 037
31	Vermilion Energy Netherlands B.V.	Gorredijk	629	29-07-1989	31-12-2039	145
32	Vermilion Energy Netherlands B.V.	Leeuwarden	276	27-02-1969		46
33	Vermilion Energy Netherlands B.V.	Marknesse	19	26-01-2010	09-03-2030	1 446
34	Vermilion Energy Netherlands B.V.	Oosterend	69	05-09-1985		84
35	Vermilion Energy Netherlands Parkmead (E&P) Ltd.	B.V. Papekop	35	08-06-2006	19-07-2031	113
36	Vermilion Energy Netherlands B.V.	Slootdorp	99	01-05-1969		94
37	Vermilion Energy Netherlands B.V.	Steenwijk	99	16-09-1994	16-09-2029	177
38	Vermilion Energy Netherlands B.V.	Tietjerksteradeel II	251	25-01-2018		5 149
39	Vermilion Energy Netherlands B.V.	Waalwijk	101	17-08-1989	31-12-2035	154
40	Vermilion Energy Netherlands B.V.	Zuid-Friesland III	105	09-03-2010	19-04-2030	4 016
41	Vermilion Energy Netherlands B.V.	Zuidwal	6	07-11-1984		190
Totaal			13.200			

G.3. Opsporingsvergunningen voor koolwaterstoffen, Zee

	Vergunninghouder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
1	Dana Petroleum Netherlands B.V. Eni Energy Netherlands B.V.	F03d-ondiep	10	23-11-2024	29-1-2028	39 436
2	Eni Energy Netherlands B.V.	L07e & L08f	41	12-4-2022	23-5-2026	10 390
3	Jetex Petroleum Ltd	P08b, P10c	280	19-12-2024	31-12-2027	42 437
4	Kistos NL1 B.V.	M10a, M10b & M11	76	28-07-2007	29-08-2028	152
5	Kistos NL2 B.V.	P12b	161	21-01-2023	03-03-2028	3 399
6	Kistos NL2 B.V.	Q08, Q10b & Q11*	758	29-09-2018		56 679
7	Kistos NL2 B.V.	Q13b & Q14	346	21-01-2023	03-03-2028	3 399
8	Meridian Resources B.V.	E13	403	10-10-2024	20-11-2027	32 858
9	NAM Offshore B.V.	B16b, B17, E03a, E06a, F01 & F02b	1.344	23-07-2020	02-09-2027	40 590
10	NAMj Offshore B.V. RockRose (NL) CS5 B.V.	F04a	178	24-02-2022	02-09-2026	6 678-n1
11	NAM Offshore B.V. ONE-Dyas B.V. RockRose (NL) CS1 B.V. Wintershall Noordzee B.V.	J09*	18	11-04-2014		10 508
12	ONE-Dyas B.V.	F03a & F03d-diep	62	23-11-2024	29-1-2028	39 436
13	ONE-Dyas B.V.	M02a	28	22-11-2011	29-08-2025	1 486
14	ONE-Dyas B.V. Hansa Hydrocarbons Limited	M03b & N01a	183	23-12-2022	31-12-2025	35 377
15	Petrogas E&P Netherlands B.V. RockRose (NL) CS5 B.V. TAQA Offshore B.V.	A18b	119	27-9-2024	7-11-2028	32 854
16	Petrogas E&P Netherlands B.V. RockRose (NL) CS5 B.V. TAQA Offshore B.V.	B16c	130	27-9-2024	7-11-2028	32 854
Totaal			4.127			

* Winningsvergunning aangevraagd

G.4. Winningsvergunningen voor koolwaterstoffen, Zee

	Vergunninghouder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
1	Dana Petroleum Netherlands B.V. ONE-Dyas B.V. RockRose (NL) CS1 B.V. TAQA Offshore B.V.	F02a	245	24-8-1982	31-12-2042	139
2	Dana Petroleum Netherlands B.V. Eni Energy Netherlands B.V. TAQA Offshore B.V.	F03c	291	15-4-2020	8-3-2026	22 283-n1
3	Dana Petroleum Netherlands B.V.	P10a	5	31-5-2005	31-12-2027	102
4	Dana Petroleum Netherlands B.V.	P10b	100	7-4-2009	31-12-2027	70
5	Dana Petroleum Netherlands B.V.	P11b	210	3-4-2004	31-12-2027	67
6	Eni Energy Netherlands B.V.	D15a	63	6-9-1996	5-9-2028	138

	Vergunninghouder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
	DNO North Sea (U.K.) limited Wintershall Noordzee B.V.					
7	Eni Energy Netherlands B.V.	D18a	58	29-8-2012	9-10-2032	19 757
	DNO North Sea (U.K.) limited Wintershall Noordzee B.V.					
8	Eni Energy Netherlands B.V.	E16a	29	29-6-2007	9-8-2032	128
	TotalEnergies EP Nederland B.V. Vermilion Energy Netherlands B.V.					
9	Eni Energy Netherlands B.V.	E17a & E17b	114	28-6-2007	8-8-2032	128
	TotalEnergies EP Nederland B.V. Vermilion Energy Netherlands B.V.					
10	Eni Energy Netherlands B.V.	F03b	44	15-4-2020	31-12-2047	22 283-n1
	TAQA Offshore B.V.					
11	Eni Energy Netherlands B.V.	G14a & G17b	193	15-12-2006	31-12-2035	248
	NAM Offshore B.V. TAQA Offshore B.V.					
12	Eni Energy Netherlands B.V.	G16a	133	6-1-1992	6-1-2032	245
13	Eni Energy Netherlands B.V.	G17a	48	28-12-2020	14-12-2026	1 763
14	Eni Energy Netherlands B.V.	G17c & G17d	130	10-11-2000	10-11-2025	188
	Wintershall Noordzee B.V.					
15	Eni Energy Netherlands B.V.	K02b	110	20-1-2004	31-7-2039	16
16	Eni Energy Netherlands B.V.	K03a	83	24-8-1998	31-7-2039	122
17	Eni Energy Netherlands B.V.	K03c	32	26-11-2005	31-12-2025	233
18	Eni Energy Netherlands B.V.	K09a & K09b	90	11-8-1986	11-8-2026	129
	ONE-Dyas B.V. Tenaz Energy Netherlands Offshore B.V. Tenaz Energy Netherlands Offshore II B.V.					
19	Eni Energy Netherlands B.V.	K09c & K09d	147	18-12-1987	18-12-2027	229
	ONE-Dyas B.V. Tenaz Energy Netherlands Offshore B.V. Tenaz Energy Netherlands Offshore II B.V.					
20	Eni Energy Netherlands B.V.	K12a	267	18-2-1983	31-12-2044	11
	ONE-Dyas B.V. Production North Sea Netherlands Ltd. Tenaz Energy Netherlands Offshore B.V. Tenaz Energy Netherlands Offshore II B.V.					
21	Eni Energy Netherlands B.V.	L01c	12	17-1-2020	14-3-2031	16 108
22	Eni Energy Netherlands B.V.	L04c	12	7-1-1994	7-1-2034	2
23	Eni Energy Netherlands B.V.	L05a	163	15-3-1991	15-3-2031	55
24	Eni Energy Netherlands B.V.	L07d	6	17-2-2021	20-6-2033	8 975
25	Eni Energy Netherlands B.V.	L10a, L10b & L11a	422	13-1-1971	31-12-2037	4
	Eni Energy Participation Netherlands B.V.					

	Vergunninghouder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
	ONE-Dyas B.V.					
	Tenaz Energy Netherlands Offshore B.V.					
	Tenaz Energy Netherlands Offshore II B.V.					
26	Eni Energy Netherlands B.V.	L12a	119	25-9-2008	14-3-2030	189
	Mercuria Hydrocarbons B.V.					
	ONE-Dyas B.V.					
	Wintershall Noordzee B.V.					
27	Eni Energy Netherlands B.V.	L12b & L15b	92	6-8-2008	12-3-2030	155
	Mercuria Hydrocarbons B.V.					
	Wintershall Noordzee B.V.					
28	Eni Energy Netherlands B.V.	L15c	4	7-9-1990	7-9-2030	172
29	Eni Energy Netherlands B.V.	N07b	87	14-2-2015	9-3-2034	5 845
	Tenaz Energy Netherlands Offshore B.V.					
	Tenaz Energy Netherlands Offshore II B.V.					
30	Eni Energy Netherlands B.V.	Q13a	30	28-11-2006	31-12-2034	231
	Aceiro Energy B.V.					
	TAQA Offshore B.V.					
31	Kistos NL2 B.V.	Q07 & Q10a	472	14-7-2017	24-8-2042	41 910
32	NAM Offshore B.V.	F17c	18	4-12-1996	31-12-2035	207
33	NAM Offshore B.V.	K07	408	8-7-1981	31-12-2030	120
34	NAM Offshore B.V.	K08 & K11a	435	26-10-1977	31-12-2030	197
	ONE-Dyas B.V.					
	RockRose (NL) CS1 B.V.					
	Wintershall Noordzee B.V.					
35	NAM Offshore B.V.	K14a	125	16-1-1975	31-12-2030	6
36	NAM Offshore B.V.	K15	412	14-10-1977	31-12-2030	197
37	NAM Offshore B.V.	K17a	200	19-1-1989	19-1-2029	12
38	NAM Offshore B.V.	K18a	31	15-3-2007	8-5-2026	57
	Wintershall Noordzee B.V.					
39	NAM Offshore B.V.	L02	406	15-3-1991	15-3-2031	55
40	NAM Offshore B.V.	L09	409	18-9-2010	9-5-2035	14 911
41	NAM Offshore B.V.	L13	413	26-10-1977	31-12-2030	197
	ONE-Dyas B.V.					
	RockRose (NL) CS1 B.V.					
	Wintershall Noordzee B.V.					
42	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	M09a	213	10-4-1990	10-4-2030	56
	ExxonMobil Producing Netherlands B.V.					
43	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.	N07a	141	23-12-2003	10-3-2034	252
44	ONE-Dyas B.V.	F06a	8	9-9-1982	31-12-2042	139
	TAQA Offshore B.V.					
45	ONE-Dyas B.V.	F06b	260	14-11-2023	31-12-2046	31 772
	Dana Petroleum Netherlands B.V.					
46	ONE-Dyas B.V.	F06c & F6d	11	14-11-2023	31-12-2040	31 773

	Vergunninghouder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
	Dana Petroleum Netherlands B.V.					
47	ONE-Dyas B.V.	L11b	47	15-6-1984	31-12-2036	110
48	ONE-Dyas B.V.	L11c	7	21-12-2018	24-8-2031	143
49	ONE-Dyas B.V.	L11d	172	21-12-2018	24-8-2031	143
	Eni Energy Netherlands B.V.					
50	ONE-Dyas B.V.	M01a & M01c	54	28-6-2007	7-6-2025	128
51	ONE-Dyas B.V.	M07a	64	22-3-2001	31-12-2035	19
	TAQA Offshore B.V.					
52	ONE-Dyas B.V.	N04, N05 & N08	430	25-7-2019	4-9-2049	42 716
	Hansa Hydrocarbons Limited					
53	ONE-Dyas B.V.	N07c	87	14-2-2015	9-3-2034	5 845
	Hansa Hydrocarbons Limited					
54	ONE-Dyas B.V.	P18b	37	14-7-2017	24-8-2030	41 916
	TAQA Offshore B.V.					
55	ONE-Dyas B.V.	P18d	2	20-9-2012	31-10-2027	23 457
	TAQA Offshore B.V.					
56	ONE-Dyas B.V.	Q16a	28	29-12-1992	29-12-2032	227
	TotalEnergies EP Nederland B.V.					
57	ONE-Dyas B.V.	Q16c-diep	21	20-9-2012	31-10-2027	23 465
	TAQA Offshore B.V.					
58	ONE-Dyas B.V.	S03a	2	20-9-2012	31-10-2027	23 466
	TAQA Offshore B.V.					
59	ONE-Dyas B.V.	T01	1	20-9-2012	31-10-2027	23 467
	TAQA Offshore B.V.					
60	Petrogas E&P Netherlands B.V.	A12a	132	1-7-2005	31-12-2039	129
	RockRose (NL) CS1 B.V.					
	TAQA Offshore B.V.					
61	Petrogas E&P Netherlands B.V.	A12b & B10a	79	3-2-2022	16-3-2037	3 997
	RockRose (NL) CS1 B.V.					
	TAQA Offshore B.V.					
62	Petrogas E&P Netherlands B.V.	A12d	33	1-7-2005	31-12-2037	129
	RockRose (NL) CS1 B.V.					
	TAQA Offshore B.V.					
63	Petrogas E&P Netherlands B.V.	A15a	67	27-12-2011	31-12-2039	746
	RockRose (NL) CS1 B.V.					
64	Petrogas E&P Netherlands B.V.	A18a	110	1-7-2005	31-12-2039	129
	RockRose (NL) CS1 B.V.					
	TAQA Offshore B.V.					
65	Petrogas E&P Netherlands B.V.	A18c	47	1-7-2005	31-12-2037	125
	RockRose (NL) CS1 B.V.					
	TAQA Offshore B.V.					
66	Petrogas E&P Netherlands B.V.	B10c & B13a	252	1-7-2005	31-12-2039	129
	RockRose (NL) CS1 B.V.					

	Vergunninghouder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
	TAQA Offshore B.V.					
67	Petrogas E&P Netherlands B.V. RockRose (NL) CS1 B.V.	B16a	67	4-7-2023	31-12-2039	19 400
	TAQA Offshore B.V.					
68	Petrogas E&P Netherlands B.V.	Q01a-ondiep, Q01b-ondiep, Q01d-ondiep & Q01e-ondiep	4	23-12-2017	31-12-2029	193
69	Petrogas E&P Netherlands B.V. RockRose (NL) CS1 B.V.	Q02c	32	14-7-1994	14-7-2034	18
70	Spirit Energy Nederland B.V. RockRose (NL) CS1 B.V.	J03b & J06a	47	6-11-1992	6-11-2032	219
	TotalEnergies EP Nederland B.V.					
71	TAQA Offshore B.V. Dana Petroleum Netherlands B.V. ONE-Dyas B.V. RockRose (NL) CS1 B.V.	P15a, P15d, P15e & P15f	89	12-7-1984	31-12-2035	110
	Wintershall Noordzee B.V.					
72	TAQA Offshore B.V. Dana Petroleum Netherlands B.V. ONE-Dyas B.V. RockRose (NL) CS1 B.V.	P15c, P15g, P15h & P15i	23	7-5-1992	7-5-2032	114
	Wintershall Noordzee B.V.					
73	TAQA Offshore B.V.	P18a	105	30-4-1992	30-4-2032	99
74	TAQA Offshore B.V. Dana Petroleum Netherlands B.V. RockRose (NL) CS1 B.V.	P18c	6	2-6-1992	2-6-2032	99
	TotalEnergies EP Nederland B.V. RockRose (NL) CS1 B.V.	F15a	53	6-5-1991	6-5-2031	52
	Vermilion Energy Netherlands B.V.					
76	TotalEnergies EP Nederland B.V. NAM Offshore B.V.	J03a	30	12-1-1996	12-1-2036	22
77	TotalEnergies EP Nederland B.V. NAM Offshore B.V.	K01a	40	10-2-1997	31-12-2034	46
78	TotalEnergies EP Nederland B.V.	K02c	42	21-1-2004	31-12-2036	16
79	TotalEnergies EP Nederland B.V. Vermilion Energy Netherlands B.V.	K03b	7	30-1-2001	20-6-2033	19
80	TotalEnergies EP Nederland B.V.	K04a	190	29-12-1993	29-12-2033	220
81	TotalEnergies EP Nederland B.V. RockRose (NL) CS1 B.V. Vermilion Energy Netherlands B.V.	K04b & K05a	229	1-6-1993	1-6-2033	87
82	TotalEnergies EP Nederland B.V.	K05b	126	7-11-1996	31-12-2041	126
83	TotalEnergies EP Nederland B.V.	K06a, K06b, L07a, L07b & L07c	415	17-2-2021	20-6-2033	8 975

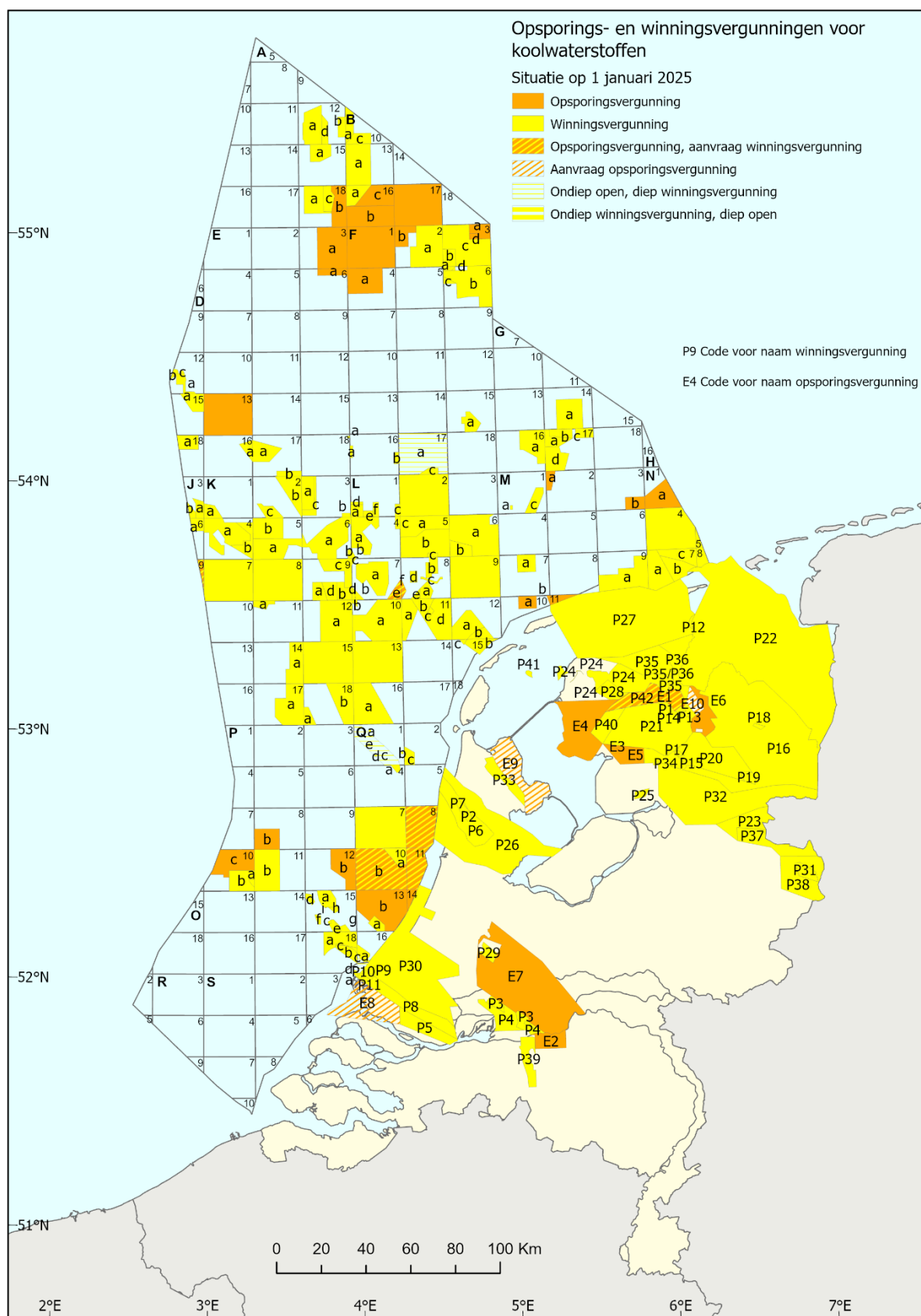
	Vergunninghouder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
	Vermilion Energy Netherlands B.V.					
84	TotalEnergies EP Nederland B.V.	L01a	31	12-9-1996	31-12-2034	135
	SGPO Van Dyke B.V.					
85	TotalEnergies EP Nederland B.V.	L01d	7	13-11-1996	31-12-2028	207
86	TotalEnergies EP Nederland B.V.	L01e	12	13-11-1996	31-12-2027	207
	Vermilion Energy Netherlands B.V.					
87	TotalEnergies EP Nederland B.V.	L01f	17	14-1-2003	14-1-2033	235
	Vermilion Energy Netherlands B.V.					
88	TotalEnergies EP Nederland B.V.	L04a & L04b	141	30-12-1981	20-6-2033	230
	Vermilion Energy Netherlands B.V.					
89	Wintershall Noordzee B.V.	D12a	31	6-9-1996	31-12-2031	138
	Eni Energy Participation Netherlands B.V.					
90	Wintershall Noordzee B.V.	D12b & D12c	7	3-6-2017	14-7-2037	32 476
	Eni Energy Netherlands B.V.					
	GAZPROM International UK Ltd.					
	ONE-Dyas B.V.					
91	Wintershall Noordzee B.V.	E18a	1	4-10-2002	21-10-2032	175
	Dana Petroleum Netherlands B.V.					
	RockRose (NL) CS1 B.V.					
92	Wintershall Noordzee B.V.	F16a & F16b	18	4-10-2002	21-10-2032	175
93	Wintershall Noordzee B.V.	F17a-diep	386	14-5-2016	24-6-2033	43 400
	Eni Energy Netherlands B.V.					
	TAQA Offshore B.V.					
	Tenaz Energy Netherlands Offshore B.V.					
94	Wintershall Noordzee B.V.	K18b	155	15-3-2007	31-12-2040	57
	NAM Offshore B.V.					
	RockRose (NL) CS1 B.V.					
95	Wintershall Noordzee B.V.	L05b	237	28-6-2003	9-8-2038	134
	Dana Petroleum Netherlands B.V.					
96	Wintershall Noordzee B.V.	L05c	8	3-12-1996	31-12-2028	209
	Dana Petroleum Netherlands B.V.					
97	Wintershall Noordzee B.V.	L06a	332	24-11-2010	4-1-2031	18 910
	Dana Petroleum Netherlands B.V.					
98	Wintershall Noordzee B.V.	L06b	60	1-7-2003	11-8-2038	134
	Dana Petroleum Netherlands B.V.					
99	Wintershall Noordzee B.V.	L08a & L08c	44	18-8-1988	18-8-2028	146
	ONE-Dyas B.V.					
102	Wintershall Noordzee B.V.	L08b, L08d & L08e	69	17-05-1993	17-05-2033	78
	Dana Petroleum Netherlands B.V.					
	ONE-Dyas B.V.					
103	Wintershall Noordzee B.V.	L16a	238	12-06-1984	11-06-2028	84
	NAM Offshore B.V.					
	RockRose (NL) CS1 B.V.					

	Vergunninghouder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
106	Wintershall Noordzee B.V. TAQA Offshore B.V.	Q01c-diep	140	23-12-2017	31-12-2030	193
107	Wintershall Noordzee B.V. Mercuria Hydrocarbons B.V. RockRose (NL) CS1 B.V.	Q04a	9	02-12-1999	02-12-2030	228
			Totaal	12.421		

G.5. Overzichtskaart vergunningen koolwaterstoffen

Namen van de (aangevraagde) opsporing en winningsvergunningen voor koolwaterstoffen, zoals aangegeven in Figuur G.1.

Opsporingsvergunningen					
E1	Akkrum	E4	Hemelum	E7	Utrecht
E2	Engelen	E5	Lemsterland		
E3	Follega	E6	Oosterwolde		
Aangevraagde opsporingsvergunningen					
E8	Brielle	E9	Slootdorp-Oost	E10	Waskemeer
Winningsvergunningen					
P1	Akkrum 11	P15	Drenthe IIa	P29	Papekop
P2	Alkmaar	P16	Drenthe IIb	P30	Rijswijk
P3	Andel Va	P17	Drenthe IIIa	P31	Rossum-De Lutte
P4	Andel Vb	P18	Drenthe IV	P32	Schoonebeek
P5	Beijerland	P19	Drenthe V	P33	Slootdorp
P6	Bergen II	P20	Drenthe VI	P34	Steenwijk
P7	Bergermeer	P21	Gorredijk	P35	Tietjerksteradeel II
P8	Botlek IV	P22	Groningen	P36	Tietjerksteradeel III
P9	Botlek Breeddiep	P23	Hardenberg	P37	Tubbergen
P10	Botlek Maasmond	P24	Leeuwarden	P38	Twenthe
P11	Botlek-Maas	P25	Marknesse	P39	Waalwijk
P12	De Marne	P26	Middelie	P40	Zuid-Friesland III
P13	Donkerbroek	P27	Noord-Friesland	P41	Zuidwal
P14	Donkerbroek-West	P28	Oosterend		
Aangevraagde winningsvergunningen					
P42	Akkrum				



Figuur G.1. Opsporings- en winningsvergunningen voor koolwaterstoffen per 1 januari 2025

H. Opslagvergunningen

Per 1 januari 2025

H.1. Opslagvergunningen, Land

	Vergunninghouder		Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant	Opslag van
1	EnergyStock B.V.		Zuidwending	1	11-4-2006	11-4-2036	77	Aardgas
	Nobian Salt B.V.							
2	Gasunie Transport Services B.V.		Winschoten II	<1	15-11-2010	13-5-2079	18 321	Stikstof
3	N.V. Waterleidingbedrijf Noord-Holland	PWN	Andijk	5	12-12-2019	22-1-2040	69 014	Zout water
4	Nederlandse Maatschappij B.V.	Aardolie	Grijpskerk	27	1-4-2003		67	Aardgas
5	Nederlandse Maatschappij B.V.	Aardolie	Norg	81	1-4-2003		68	Aardgas
6	Nobian Salt B.V.		Twenthe-Rijn de Marssteden	2	2-10-2010	12-11-2040	15 650	Gasolie
7	Nobian Salt B.V.		Winschoten III	28	15-11-2010	13-5-2079	18 321	Stikstof
8	TAQA Onshore B.V.		Bergermeer	19	8-1-2007	30-6-2050	7	Aardgas
9	TAQA Piek Gas Dana Netherlands RockRose (NL) B.V.	B.V. Petroleum B.V. CS1 B.V.	Alkmaar	12	1-4-2003		68	Aardgas
Totaal				175				

H.2. Opsporingsvergunningen voor CO₂ opslag, Zee

	Vergunninghouder		Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
1	Shell Gas & Power Developments B.V.		K08a, K10a, K11a, K12a, K13a, K14a, K14b, K15a, K15b & K17a	1.256	20-7-2024	30-8-2030	24 968
2	Shell Gas & Power Developments B.V.		O15, O17, O18, P13a, P14a, P16, P17 & P18a	2.129	19-3-2024	29-4-2030	8 979
Totaal				3.385			

H.3. Opslagvergunningen, Zee

	Vergunninghouder		Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant	Opslag van
1	TAQA Offshore EBN CCS B.V.	B.V.	P18-2	27	13-07-2022	31-12-2041	18 510	Koolstofdioxide
2	TAQA Offshore B.V.		P18-4	11	01-01-2021	01-01-2041	21 233	Koolstofdioxide
Totaal				38				

I. Vergunningen voor aardwarmte, Land

Per 1 januari 2025

I.1. Vergunningen voor onderzoek en centraal beleid voor aardwarmte

	Vergunninghouder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
1	EBN B.V.	Amstelland 1	14	24-05-2023	31-12-2025	15 163
2	EBN B.V.	De Bilt-Zeist 1	2	19-12-2024	31-12-2026	42 825
3	EBN B.V.	Ede-Veenendaal 1	5	1-5-2024	31-12-2026	14 743
4	EBN B.V.	Eindhoven 3	12	7-11-2024	31-12-2026	35082-n1
5	EBN B.V.	Oss 2	5	23-12-2023	31-12-2025	1 396
6	EBN B.V.	West-Brabant Noord 1	2	29-11-2023	31-12-2025	33 384
		Totaal	40			

I.2. Toewijzing zoekgebied voor aardwarmte

	Vergunninghouder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
1	Aardyn B.V.	Bommelerwaard 2	53	13-3-2021	23-4-2025	13 788
2	Aardyn B.V.	Brielle 2	29	13-10-2009	30-11-2025	15 990
	GeoMEC-4P Realisatie & Exploitatie B.V.					
3	Aardyn B.V.	Delft-Abtswoude	12	10-6-2021	21-7-2025	33 918
4	Aardyn B.V.	Den Haag 4a	59	4-2-2021	11-11-2027	6 428
	Haagse Aardwarmte B.V.					
	Haagse Aardwarmte Leyweg B.V.					
5	Aardyn B.V.	Den Haag 6a	23	4-2-2021	29-10-2027	6 426
	Haagse Aardwarmte B.V.					
	Haagse Aardwarmte Leyweg B.V.					
6	Aardyn B.V.	Nootdorp-Oost 2	6	13-2-2020	15-10-2027	11 275
	Eneco Warmte & Koude B.V.					
	Haagse Aardwarmte B.V.					
	Haagse Aardwarmte Leyweg B.V.					
7	Aardyn B.V.	Rotterdam 4	20	18-12-2012	6-11-2025	2013/208
8	Aardyn B.V.	Rotterdam-Stad	69	26-9-2020	6-11-2028	50 991
	Gemeente Rotterdam					
	Shell Geothermal B.V.					
9	Aardyn B.V.	Rotterdam Prins Alexander	20	15-2-2021	24-3-2025	8 459

	Vergunninghouder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
	Essent Infrastructure Solutions B.V.					
10	Aardyn B.V.	Someren	105	18-7-2020	4-1-2026	39 740
	Geothermie Brabant B.V.					
11	Aardyn B.V.	Terheijden 2	23	12-1-2021	22-2-2025	2 223
	Izzy Projects B.V.					
12	Aardyn B.V.	Vierpolders	7	10-2-2010	30-12-2025	2 211
	GeoMEC-4P Realisatie & Exploitatie B.V.					
13	Aardyn B.V.	Ypenburg 1a	32	31-3-2022	15-10-2027	9 359
	Eneco Warmte & Koude B.V.					
	Haagse Aardwarmte B.V.					
	Haagse Aardwarmte Leyweg B.V.					
14	DDGeothermie Sneek B.V.	Sneek	53	16-1-2019	31-12-2027	3 279
15	Eavor Europe B.V.	Almere 1	63	14-1-2023	24-2-2028	2 634
16	Eavor Europe B.V.	Leiden 2	96	18-8-2021		39 080
17	Eavor Europe B.V.	Tilburg 1	59	29-6-2023	9-8-2026	18 604
	Ennatuurlijk B.V.					
18	Ecw geo andijk b.v.	Andijk 2	121	22-2-2023	4-4-2026	6 368
19	EnergieWende B.V.	De Lier 9	20	27-4-2023	3-9-2026	12 957
	De Bruijn Geothermie B.V.					
20	Ennatuurlijk B.V.	Breda-Moerdijk 1	96	11-11-2022	22-12-2028	30 920
	Ennatuurlijk Aardwarmte Moerdijk B.V.					
21	Ennatuurlijk B.V.	Eindhoven 2	66	19-10-2021	30-11-2025	44 559
22	Essent Infrastructure Solutions B.V.**	Rotterdam-Bar	222	21-1-2021	5-11-2028	3 725
	Shell Geothermal B.V.					
23	FrieslandCampina Consumer Products International B.V.	Leeuwarden 5	158	14-3-2018	21-3-2027	15 509
24	Gaia Energy B.V.	Amersfoort	33	11-9-2020	22-10-2026	48 119
	Duurzaam Opwekken Amersfoort B.V.					
25	Gaia Energy B.V.	Amstelveen-Haarlemmermeer 1	33	14-1-2023	24-2-2028	2 637
	Energie Transitie Support B.V.					
26	Gaia Energy B.V.	De Ronde Venen 1	82	25-3-2023	5-5-2027	9 810
	IPS Geothermal Energy B.V.					
27	Gaia Energy B.V.	Ede	40	5-6-2020	17-7-2025	31 394
	MPD Groene Energie B.V.					
28	Gaia Energy B.V.	Kudelstaart 1	97	14-1-2023	24-2-2027	2 640
	High Tree Energy B.V.					
29	Gaia Energy B.V.	Oss	41	14-6-2022	25-7-2026	16 167
	Energie Transitie Support B.V.					
30	Gaia Energy B.V.	Uithoorn 1	12	14-1-2023	24-2-2028	2 641

	Vergunninghouder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
	Energie Transitie Support B.V.					
31	Gaia Energy B.V.	Veenendaal-Scherpenzeel 1	105	13-9-2024	24-10-2028	30421
	Aardwarmte Veenendaal B.V.					
32	Gemeente Tilburg	Tilburg-Zuid 1	34	14-6-2023	25-7-2027	17 053
33	Gemeente Zwolle	Zwolle	74	23-12-2017	2-2-2025	2018/202
34	GeoPower Exploitatie B.V.	Maasland 6	7	18-4-2020	29-5-2025	23 010
35	GeoPower Exploitatie B.V.	Maasland 8	1	3-2-2022	27-2-2025	9 879
36	Green Well Westland B.V.	Honselersdijk 5	1	15-12-2023	25-1-2028	35 218
37	N.V. HVC	Alkmaar	32	17-10-2018	27-11-2026	65 375
38	N.V. HVC	Almere-Diemen 1	272	14-1-2023	24-2-2028	2 635
	Gemeente Almere					
	Vattenfall Power Generation Netherlands B.V.					
39	N.V. HVC	Den Helder	21	14-11-2018	27-12-2026	65 384
40	N.V. HVC	Drechtsteden	27	5-2-2019	18-3-2027	11 074
41	N.V. HVC	Edam-Volendam 1	44	25-1-2023	7-3-2028	3 655
	SVP Productie B.V.					
42	N.V. HVC	Hoorn	75	8-7-2021	18-8-2026	35 518
43	N.V. HVC	Lelystad	20	14-11-2018	27-12-2026	67 020
44	N.V. HVC	Velsen	31	18-12-2018	27-1-2027	73 447
45	HVC Aardwarmte Maasdijk B.V.	Westland-Zuidwest 1a	36	27-1-2021	10-4-2026	4 791
46	HVC Aardwarmte Wippolderlaan B.V.	Den Hoorn	8	21-1-2020	1-3-2025	4 906
47	HVC Aardwarmte Wippolderlaan B.V.	Kwintsheul 2	6	19-7-2019	31-5-2025	41 655
48	HVC Aardwarmte Wippolderlaan B.V.	Wateringen 1*	1	4-2-2021		6 428
49	HVC Aardwarmte Wippolderlaan B.V.	Wateringen 2*	< 1	4-2-2021		6 426
50	IPS Geothermal Energy B.V.	Westeinder 1	62	14-1-2023	24-2-2027	2 639
51	IPS Geothermal Energy B.V.**	Zoetermeer 2	15	30-10-2021	30-5-2027	45 551
52	Aardwarmtecluster I KKP B.V.	Kampen 2*	5	6-10-2022		27 241
53	Aardwarmte Klazienaveen B.V.	Klazienaveen	61	27-10-2010	aangevraagd	17 245
54	Aardwarmte Klazienaveen B.V.	Klazienaveen 2	15	30-1-2021	aangevraagd	5 543
55	Geocombinatie Leeuwarden B.V.	Leeuwarden	27	28-10-2014	8-12-2026	31 137
56	Mijnwater Energy B.V.	Kerkrade 1	29	19-4-2024	30-5-2028	12 741-n1
57	Nature's Heat B.V.	Honselersdijk 6	4	15-12-2023	25-1-2028	35 214
58	Geothermie Plukmade B.V.	Made 2	53	28-5-2019	8-7-2025	30 925
59	Shell Geothermal B.V.	Capelle Aan Den IJssel	40	9-2-2021	22-3-2026	7 578
	Eneco Warmte & Koude B.V.					
60	Shell Geothermal B.V.	Rijnland	235	25-8-2021		39 442
	D4 B.V.					
61	Shell Geothermal B.V.	Rotterdam 7	70	21-1-2021	5-11-2028	3 720

	Vergunninghouder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
	Essent Infrastructure Solutions B.V.					
62	Shell Geothermal B.V.	Rotterdam-Haven	245	10-1-2020	30-9-2028	2 717
	Havenbedrijf Rotterdam N.V.					
63	Tellus Nijmegen B.V.	Nijmegen	193	14-4-2021	25-5-2026	19 746
64	Tellus Renkum B.V.	Renkum	433	14-7-2020	24-8-2025	38 613
65	Vattenfall Power Generation Netherlands B.V.	Amsterdam-Amstelveen 1	336	14-1-2023	24-2-2028	2 636
	Eneco Heat Production & Industrials B.V.					
	Gemeente Amsterdam					
	Provincie Noord-Holland					
66	Aardwarmte Vogelaar B.V.**	Poeldijk 2*	3	19-9-2019		52 379
67	Duurzaam Voorne Holding B.V.	Nissewaard 2	76	16-10-2021	26-11-2025	44 345
68	Wayland Energy B.V.	Lansingerland 5	6	7-12-2024	17-1-2029	41 072
69	Wayland Energy B.V.	Leiden 3	31	18-8-2021		39 081
70	Yeager Energy B.V.	Nissewaard	68	16-10-2021	26-11-2025	44 344
71	Yeager Energy B.V.	Oude Rijn	89	18-8-2021		39 083
72	Yeager Energy B.V.	Purmerend 3	55	9-11-2021	20-12-2025	46 526
73	Wayland Energy B.V.	Zoetermeer	23	30-10-2021	30-5-2027	45 549
74	Wayland Energy B.V.	Zuidplas 2	53	25-8-2021	20-8-2025	39 440
Totaal			4.772			

* Startvergunning aangevraagd

** Vergunninghouder is de aangewezen uitvoerder

I.3. Startvergunningen voor aardwarmte

	Vergunninghouder / Aangewezen uitvoerder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
1	GeoThermie Delft B.V. *	Delft I	5	4-5-2024	15-6-2026	15 269
2	Aardyn B.V.	Den Haag**	10	16-4-2020		22 460
	Haagse Aardwarmte Leyweg B.V.					
3	Aardyn B.V.	Oostvoorne**	4	3-12-2020		64 446
	Duurzaam Voorne Holding B.V.					
4	Ammerlaan Geothermie B.V.	Pijnacker-Nootdorp 4d	1	30-6-2023	10-8-2025	18 758
5	Ennatuurlijk Aardwarmte Middenmeer B.V.	Middenmeer III	14	3-8-2022	13-9-2025	25 904
6	Hoogweg Aardwarmte B.V.	Luttelgeest III	53	13-1-2022	24-2-2025	1 730
7	HVC Aardwarmte Maasdijk B.V.	Maasdijk I	19	25-3-2023	5-5-2025	9 796
8	HVC Aardwarmte Polanen B.V.	Monster I	11	27-1-2023	9-3-2025	4 011
9	IPS Geothermal Energy B.V.	Bleiswijk	4	28-11-2008	30-6-2025	237
	85 Degrees Renewables 1 & 2 B.V.					
10	IPS Geothermal Energy B.V.	Bleiswijk 1b	2	20-3-2015	30-6-2025	8 784
	85 Degrees Renewable 3 & 4 B.V.					
11	Geocombinatie Leeuwarden B.V.	Leeuwarden I	3	21-4-2021	31-5-2025	21 237

	Vergunninghouder / Aangewezen uitvoerder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
12	Aardwarmte Combinatie Luttelgeest B.V.	Luttelgeest II**	25	3-12-2020		64 901
13	Nappa B.V.	Californie V	5	6-7-2017	30-6-2025	39 833
14	Trias Westland B.V.	Naaldwijk II	5	5-3-2021	7-5-2025	12 014-n1
15	Wayland Energy B.V.	Lansingerland III	11	30-6-2023	10-8-2025	18 694
16	Wayland Energy B.V.	Nootdorp-Oost I	11	1-7-2022	12-8-2025	18 668
17	Wayland Energy B.V.	Nootdorp-Oost II	5	20-7-2022	31-8-2025	19 772
18	Californië Wijnen Geothermie B.V. GeoWeb B.V.	Californie IV	4	6-7-2017	30-6-2025	39 843
			Totaal	192		

* Aangewezen uitvoerder is Aardyn B.V.

** vervolg vergunning aangevraagd

I.4. Vervolgvergunningen voor aardwarmte

	Vergunninghouder / Aangewezen uitvoerder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
1	Aardyn B.V. GeoMEC-4P Realisatie & Exploitatie B.V.	Vierpolders	6	21-6-2017	1-8-2052	36 194
2	Ammerlaan Geothermie B.V.	Pijnacker- Nootdorp 4	4	24-12-2016	3-2-2052	3 132
3	Ce-Ren Beheer B.V.	Heemskerk	3	15-4-2016	26-5-2046	20 802
4	Gebroeders Duijvestijn Energie B.V.	Pijnacker- Nootdorp 5	5	24-12-2016	3-2-2052	3 136
5	ECW Geo Andijk B.V.	Andijk	5	24-5-2019	4-7-2054	30 715
6	EnergieWende B.V. De Bruijn Geothermie B.V.	De Lier	6	14-7-2016	24-8-2051	38 394
7	Ennatuurlijk Aardwarmte Middenmeer B.V.	Middenmeer I	5	5-2-2019	18-3-2054	11 105
8	Ennatuurlijk Aardwarmte Middenmeer B.V.	Middenmeer II	3	5-2-2019	18-3-2054	13 570
9	GeoPower Exploitatie B.V.	Maasland	5	8-1-2019	18-2-2054	1 501
10	Green Well Westland B.V.	Honselersdijk	3	2-7-2019	12-8-2054	41 236
11	Hoogweg Aardwarmte B.V.	Luttelgeest	6	24-5-2019	4-7-2052	30 998
12	Aardwarmtecluster I KKP B.V.	Kampen	5	27-9-2014	7-11-2044	28 239
13	Mijnwater Energy B.V.	Heerlen	41	13-10-2009	23-11-2044	15 963
14	Nature's Heat B.V.	Kwintshoek	3	19-7-2019	29-8-2054	41 655
15	Trias Westland B.V.	Naaldwijk	5	20-12-2019	30-1-2050	70 986
16	Visser & Smit Hanab B.V. GeoBrothers B.V.	Zevenbergen	3	18-12-2019	28-1-2053	70 528
17	Aardwarmte Vogelaar B.V.	Poeldijk	5	31-8-2017	11-10-2052	52 090
18	Wayland Energy Bergschenhoek B.V.	Lansingerland	5	8-1-2019	18-2-2054	3 389
			Totaal	118		

I.5. Overzichtskaart vergunningen aardwarmte

Namen van de toewijzing zoekgebieden, start- en vervolgv vergunningen voor aardwarmte, zoals aangegeven in Figuur I.1.

Startvergunningen voor wetenschappelijk onderzoek en het voeren van centraal beleid					
O1	Amstelland 1	O3	Ede-Veenendaal 1	O5	Oss 2
O2	De Bilt-Zeist 1	O4	Eindhoven 3	O6	West-Brabant Noord 1
Aangevraagde Startvergunningen voor wetenschappelijk onderzoek en het voeren van centraal beleid					
O7	Amsterdam-Diemen-Almere 1				
Toewijzing zoekgebieden					
Z1	Alkmaar	Z25	Hoorn	Z51	Rotterdam 4
Z2	Almere 1	Z26	Kampen 2	Z52	Rotterdam 7
Z3	Almere-Diemen 1	Z27	Kerkrade 1	Z53	Rotterdam Prins
Z4	Amersfoort	Z28	Klazienaveen	Z54	Alexander Rotterdam-Bar
Z5	Amstelveen-Haarlemmermeer 1	Z29	Klazienaveen 2		
		Z30	Kudelstaart 1	Z55	Rotterdam-Haven
Z6	Amsterdam-Amstelveen 1	Z31	Kwintsheul 2	Z56	Rotterdam-Stad
		Z32	Lansingerland 5	Z57	Sneek
Z7	Andijk 2	Z33	Leeuwarden	Z58	Someren
Z8	Bommelerwaard 2	Z34	Leeuwarden 5	Z59	Terheijden 2
Z9	Breda-Moerdijk 1	Z35	Leiden 2	Z60	Tilburg 1
Z10	Brielle 2	Z36	Leiden 3	Z61	Tilburg-Zuid 1
Z11	Capelle aan den IJssel	Z37	Lelystad	Z62	Uithoorn 1
Z12	De Lier 9	Z38	Maasland 6	Z63	Veenendaal-Scherpenzeel 1
Z13	De Ronde Venen 1	Z39	Maasland 8		
Z14	Delft-Abtswoude	Z40	Made 2	Z64	Velsen
Z15	Den Haag 4a	Z41	Nijmegen	Z65	Vierpolders
Z16	Den Haag 6a	Z42	Nissewaard	Z66	Wateringen 1
Z17	Den Helder	Z43	Nissewaard 2	Z67	Wateringen 2
Z18	Den Hoorn	Z44	Nootdorp-Oost 2	Z68	Westeinder 1
Z19	Drechtsteden	Z45	Oss	Z69	Westland-Zuidwest 1a
Z20	Edam-Volendam 1	Z46	Oude Rijn	Z70	Ypenburg 1a
Z21	Ede	Z47	Poeldijk 2	Z71	Zoetermeer
Z22	Eindhoven 2	Z48	Purmerend 3	Z72	Zoetermeer 2
Z23	Honselersdijk 5	Z49	Renkum	Z73	Zuidplas 2
Z24	Honselersdijk 6	Z50	Rijnland	Z74	Zwolle

Startvergunningen

S1	Bleiswijk	S7	Lansingerland III	S13	Monster I
S2	Bleiswijk 1b	S8	Leeuwarden I	S14	Naaldwijk II
S3	Californië IV	S9	Luttelgeest II	S15	Nootdorp-Oost I
S4	Californië V	S10	Luttelgeest III	S16	Nootdorp-Oost II
S5	Delft I	S11	Maasdijk I	S17	Oostvoorne
S6	Den Haag	S12	Middenmeer III	S18	Pijnacker-Nootdorp 4d

Aangevraagde Startvergunningen

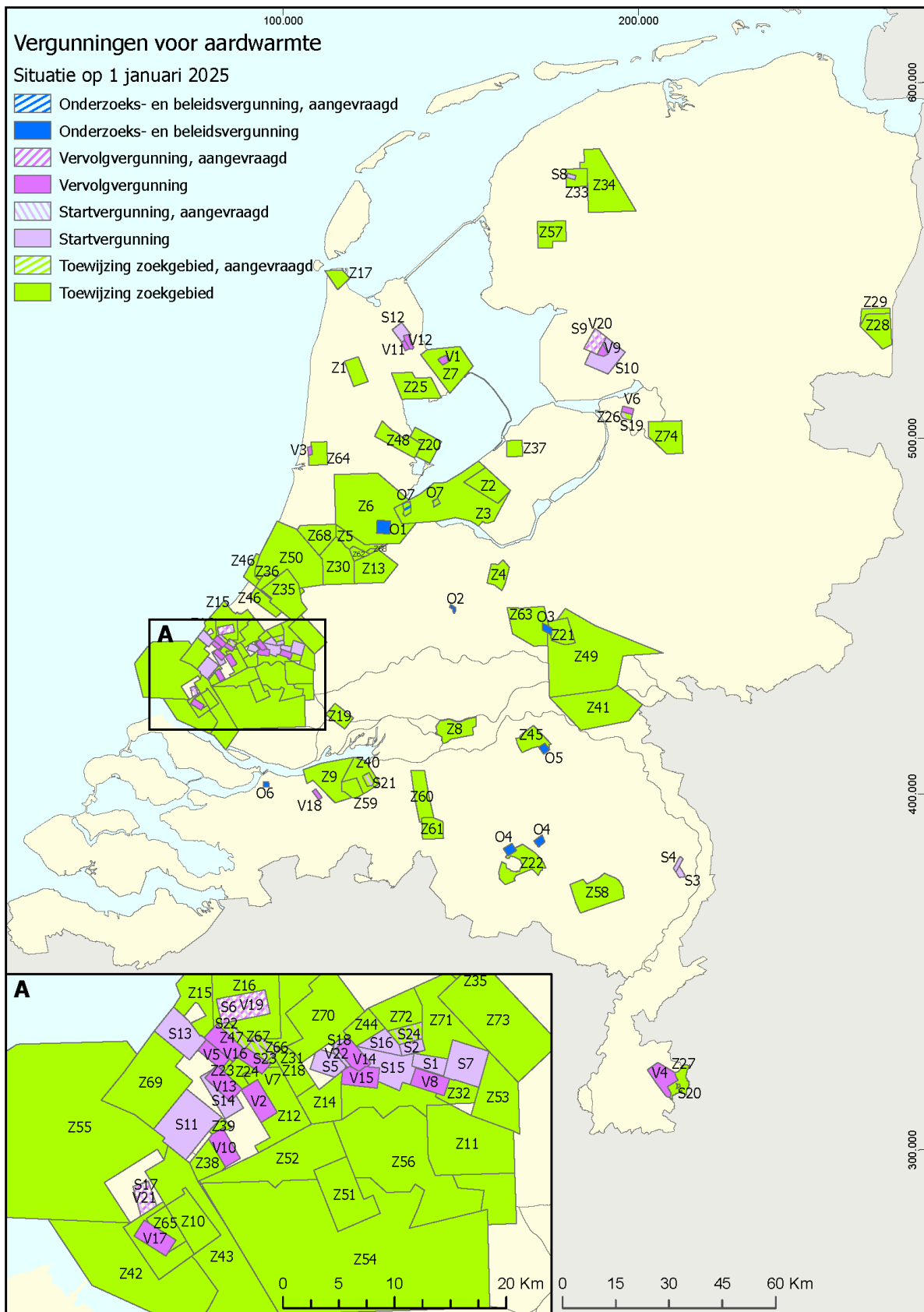
S19	Kampen II	S21	Made I	S23	Wateringen I
S20	Kerkrade I	S22	Poeldijk II	S24	Zoetermeer I

Vervolgvergunningen

V1	Andijk	V7	Kwintsheul	V13	Naaldwijk
V2	De Lier	V8	Lansingerland	V14	Pijnacker-Nootdorp 4
V3	Heemskerk	V9	Luttelgeest	V15	Pijnacker-Nootdorp 5
V4	Heerlen	V10	Maasland	V16	Poeldijk
V5	Honselersdijk	V11	Middenmeer I	V17	Vierpolders
V6	Kampen	V12	Middenmeer II	V18	Zevenbergen

Aangevraagde Vervolgvergunningen

V19	Den Haag I	V21	Oostvoorne	V22	Pijnacker-Nootdorp 4d
V20	Luttelgeest II				



Figuur I.1. Toewijzing zoekgebieden, start- en vervolgvergunningen voor aardwarmte per 1 januari 2025.

J. Vergunningen voor steenzout

Per 1 januari 2025

J.1. Opsporingsvergunningen voor steenzout, Land

Geen opsporingsvergunningen per 1 januari 2025.

J.2. Winningsvergunningen voor steenzout, Land

	Vergunninghouder	Vergunning	km ²	In werking	Einde	Staatscourant
1	Frisia Zout B.V.	Barradeel	3	22-08-1998	22-08-2054	157
2	Frisia Zout B.V.	Barradeel II	17	12-06-2004	26-04-2062	110
3	Frisia Zout B.V.	Havenmond	32	03-01-2012	13-02-2052	405
4	Gasunie Transport Services B.V.	Adolf van Nassau II	<1	16-11-2010		18 324
5	Nedmag B.V.	Veendam	171	01-08-1980		148
6	Nobian Salt B.V.	Adolf van Nassau III	28	16-11-2010		18 324
7	Nobian Salt B.V.	Buurse	30	18-06-1918		Staatsblad 421
8	Nobian Salt B.V.	Isidorushoeve	20	08-06-2012	19-07-2052	14 668
9	Nobian Salt B.V.	Twenthe-Rijn	48	20-10-1933		207
10	Nobian Salt B.V.	Twenthe-Rijn Helmerzijde	1	29-10-2008	09-12-2048	216
11	Nobian Salt B.V.	Twenthe-Rijn Oude Maten	1	01-06-2013	12-07-2053	18 332
12	Nobian Salt B.V. EnergyStock B.V.	Uitbreiding Adolf van Nassau II	1	21-12-2009		81
13	Nobian Salt B.V.	Uitbreiding Adolf van Nassau III		21-12-2009		81
14	Nobian Salt B.V.	Uitbreiding Twenthe-Rijn	77	01-12-1994		249
15	Nobian Salt B.V.	Weerselo	9	13-03-1967		76
16	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co KG	Zuidoost-Enschede	80	07-03-2014	17-04-2064	7 304
Totaal			526			

K. Vergunningen voor steenkool

Per 1 januari 2025

K.1. Winningsvergunningen voor steenkool, Land

	Vergunninghouder	Vergunning	In werking	km ²	Staatsblad
1	Koninklijke DSM N.V.	Staatsmijn Beatrix	27-09-1920	130	752
2	Koninklijke DSM N.V.	Staatsmijn Emma	26-10-1906	73	270
3	Koninklijke DSM N.V.	Staatsmijn Hendrik	08-08-1910	24	249
4	Koninklijke DSM N.V.	Staatsmijn Maurits	12-03-1915	51	146
5	Koninklijke DSM N.V.	Staatsmijn Wilhelmina	08-01-1903	6	4
		Totaal		284	

L. Verdeling blokken, Zee

Per 1 januari 2025

Blok(deel)	Open gebied (km ²)	Uitvoerder	Vergunning (km ²)	
			Opsporing	Winning
A04	0			
A05	91			
A07	47			
A08	382			
A09	141			
A10	129			
A11	392			
A12a		Petrogas		132
A12b		Petrogas		31
A12c	194			
A12d		Petrogas		33
A13	211			
A14	393			
A15a		Petrogas		67
A15b	326			
A16	293			
A17	395			
A18a		Petrogas		110
A18b		Petrogas	119	
A18c		Petrogas		47
A18d	119			
B10a		Petrogas		48
B10b	85			
B10c		Petrogas		46
B13a		Petrogas		206
B13b	187			
B14	198			
B15	0			
B16a		Petrogas		67
B16b		NAM	198	
B16c		Petrogas	130	
B17		NAM	395	
B18	199			
D03	2			
D06	60			
D09	149			
D12a		Wintershall		31
D12b		Wintershall		6
D12c		Wintershall		2
D12d	183			
D12e	33			
D15a		Eni		63
D15b	184			
D18a		Eni		58
D18b	139			
E01	374			
E02	396			

Blok(deel)	Open gebied (km ²)	Uitvoerder	Vergunning (km ²)	
			Opsporing	Winning
E03a		NAM	248	
E03b	148			
E04	398			
E05	398			
E06a		NAM	41	
E06b	357			
E07	400			
E08	400			
E09	400			
E10	401			
E11	401			
E12	401			
E13		Meridian	403	
E14	403			
E15	403			
E16a		Eni		29
E16b	375			
E17a		Eni		87
E17b		Eni		27
E17c	290			
E18a		Wintershall		1
E18b	403			
F01		NAM	396	
F02a		Dana NL		245
F02b		NAM	67	
F02c	85			
F03a		One-Dyas	51	
F03b		Eni		44
F03c		Dana NL		291
F03d		Dana NL/One-Dyas	(ondiep/diep) 10	
F04a		NAM	178	
F04b	220			
F05	398			
F06a		One-Dyas		8
F06b		One-Dyas		260
F06c		One-Dyas		10
F06d		One-Dyas		2
F06e	10			
F06f	108			
F07	400			
F08	400			
F09	400			
F10	401			
F11	401			
F12	402			
F13	403			
F14	403			
F15a		Total		53
F15b	350			
F16a		Wintershall		7
F16b		Wintershall		12
F16c	386			
F17a	(ondiep) 386	Wintershall		(diep) 386

Blok(deel)	Open gebied (km ²)	Uitvoerder	Vergunning (km ²)	
			Opsporing	Winning
F17c		NAM		18
F18	405			
G07	122			
G10	397			
G11	174			
G13	403			
G14a		Eni		155
G14b	248			
G15	226			
G16a		Eni		133
G16b	272			
G17a		Eni		48
G17b		Eni		38
G17c		Eni		34
G17d		Eni		96
G17e	189			
G18	405			
H13	1			
H16	73			
J03a		Total		30
J03b		Spirit		14
J03c	100			
J06a		Spirit		32
J06b	51			
J09		NAM	18	
K01a		Total		40
K01b	366			
K02a	255			
K02b		Eni		110
K02c		Total		42
K03a		Eni		83
K03b		Total		7
K03c		Eni		32
K03d	283			
K04a		Total		190
K04b		Total		69
K04c	25			
K04d	124			
K05a		Total		160
K05b		Total		126
K05c	44			
K05d	78			
K06a		Total		229
K06b		Total		7
K06c	99			
K06d	28			
K06e	45			
K07		NAM		408
K08		NAM		409
K09a		Eni		44
K09b		Eni		46
K09c		Eni		101
K09d		Eni		46

Blok(deel)	Open gebied (km ²)	Uitvoerder	Vergunning (km ²)	
			Opsporing	Winning
K09e	172			
K10	374			
K11a		NAM		26
K11b	385			
K12a		Eni		267
K12b	144			
K13	324			
K14a		NAM		125
K14b	287			
K15		NAM		412
K16	267			
K17a		NAM		200
K17b	214			
K18a		NAM		31
K18b		Wintershall		155
K18c	228			
L01a		Total		31
L01b	327			
L01c		Eni		12
L01d		Total		7
L01e		Total		12
L01f		Total		17
L02		NAM		406
L03	406			
L04a		Total		136
L04b		Total		5
L04c		Eni		12
L04d	255			
L05a		Eni		163
L05b		Wintershall		237
L05c		Wintershall		8
L06a		Wintershall		332
L06b		Wintershall		60
L06c	16			
L07a		Total		166
L07b		Total		10
L07c		Total		3
L07d		Eni		6
L07e		Eni	31	
L07f	194			
L08a		Wintershall		34
L08b		Wintershall		42
L08c		Wintershall		10
L08d		Wintershall		16
L08e		Wintershall		10
L08f		Eni	10	
L08g	133			
L08h	153			
L09		NAM		409
L10a		Eni		328
L10b		Eni		5
L10c	53			
L10d	25			

Blok(deel)	Open gebied (km ²)	Uitvoerder	Vergunning (km ²)	
			Opsporing	Winning
L11a		Eni		89
L11b		One-Dyas		47
L11c		One-Dyas		7
L11d		One-Dyas		172
L11e	96			
L12a		Eni		119
L12b		Eni		37
L12c	255			
L13		NAM		413
L14	413			
L15a	133			
L15b		Eni		55
L15c		Eni		4
L16a		Wintershall		238
L16b	176			
L17	388			
L18	13			
M01a		One-Dyas		2
M01b	352			
M01c		One-Dyas		52
M02a		One-Dyas	28	
M02b	378			
M03a	358			
M03b		One-Dyas	49	
M04	408			
M05	408			
M06	408			
M07a		One-Dyas		64
M07b	346			
M08	391			
M09a		NAM		213
M09b	158			
M10a		Kistos	45	
M10b		Kistos	3	
M10c	147			
M11		Kistos	28	
N01a		One-Dyas	134	
N01b	83			
N04		One-Dyas		381
N05		One-Dyas		14
N07a		NAM		141
N07b		Eni		87
N07c		One-Dyas		87
N08		One-Dyas		34
O12	2			
O15	142			
O17	3			
O18	367			
P01	209			
P02	416			
P03	416			
P04	170			
P05	417			

Blok(deel)	Open gebied (km ²)	Uitvoerder	Vergunning (km ²)	
			Opsporing	Winning
P06	417			
P07	222			
P08a	314			
P08b		Jetex	105	
P09	419			
P10a		Dana NL		5
P10b		Dana NL		100
P10c		Jetex	175	
P10d	74			
P11a	210			
P11b		Dana NL		210
P12a	260			
P12b		Kistos	161	
P13	422			
P14	422			
P15a		TAQA		51
P15b	310			
P15c		TAQA		2
P15d		TAQA		13
P15e		TAQA		16
P15f		TAQA		9
P15g		TAQA		13
P15h		TAQA		8
P15i		TAQA		1
P16	423			
P17	424			
P18a		TAQA		105
P18b		One-Dyas		37
P18c		TAQA		6
P18d		One-Dyas		2
P18e	259			
Q01a		Petrogas		(ondiep) 1
Q01b		Petrogas		(ondiep) 1
Q01c		Wintershall		(diep) 140
Q01d		Petrogas		(ondiep) 1
Q01e		Petrogas		(ondiep) 1
Q01f	89			
Q01g	184			
Q02a	304			
Q02c		Petrogas		32
Q04a		Wintershall		9
Q04b	408			
Q05	298			
Q07		Kistos		419
Q08		Kistos	244	
Q10a		Kistos		53
Q10b		Kistos	367	
Q11		Kistos	147	
Q13a		Eni		30
Q13b		Kistos	321	
Q13c	46			
Q14		Kistos	24	
Q16a		One-Dyas		28

Blok(deel)	Open gebied (km ²)	Uitvoerder	Vergunning (km ²)	
			Opsporing	Winning
Q16b	119	One-Dyas		
Q16c	(ondiep) 7			(diep) 21
R02	103			
R03	425			
R05	7			
R06	311			
R09	28			
S01	425			
S02	425			
S03	224			
S03a				2
S04	427	One-Dyas		
S05	349			
S06	10			
S07	360			
S08	95			
S10	36			
S11	0			
T01				1
Totaal	40312		4137	12.421

M. Seismisch onderzoek

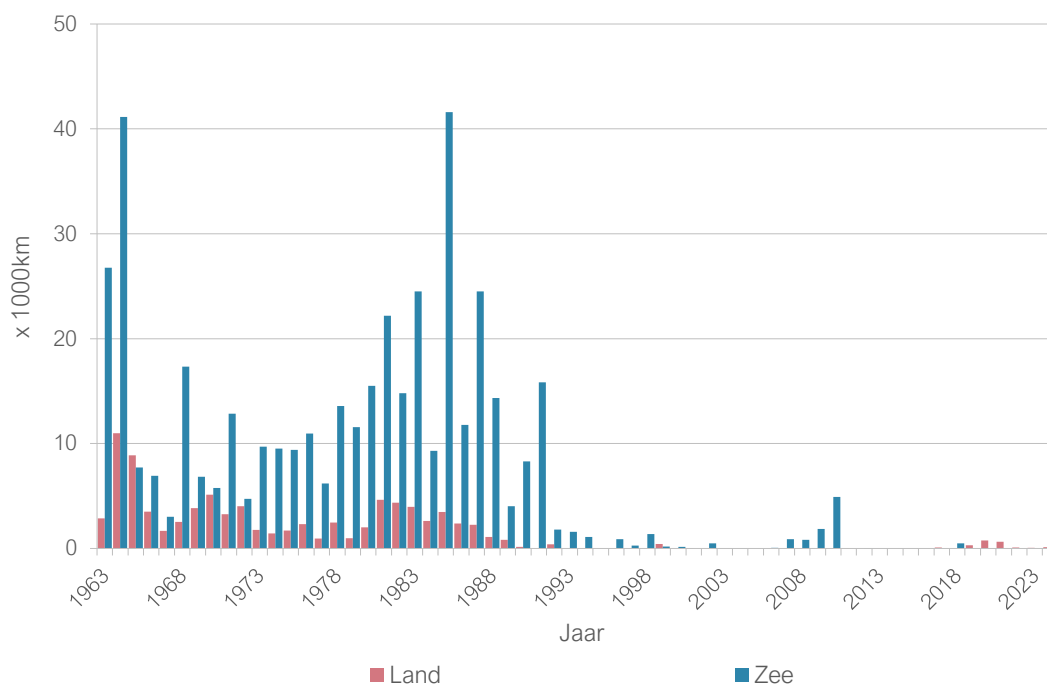
Per 1 januari 2025

Jaar	Land		Zee	
	2D (km)	3D (km ²)	2D (km)	3D (km ²)
1963	2.860	-	26.778	-
1964	10.992	-	41.136	-
1965	8.885	-	7.707	-
1966	3.510	-	6.939	-
1967	1.673	-	3.034	-
1968	2.541	-	17.349	-
1969	3.857	-	6.846	-
1970	5.113	-	5.780	-
1971	3.252	-	12.849	-
1972	4.034	-	4.716	-
1973	1.783	-	9.708	-
1974	1.422	-	9.536	-
1975	1.706	-	9.413	-
1976	2.318	-	10.963	-
1977	948	-	6.184	-
1978	2.466	-	13.568	-
1979	986	-	11.575	-
1980	2.017	76	15.497	-
1981	4.627	37	22.192	110
1982	4.363	170	14.791	337
1983	3.980	478	24.498	208
1984	2.616	512	9.314	455
1985	3.480	1.282	41.593	892
1986	2.386	993	11.795	296
1987	2.243	601	24.492	1.637
1988	1.103	1.726	14.356	1.958
1989	828	1.206	4.033	3.264
1990	160	1.889	8.288	4.972
1991	-	1.268	15.853	5.002
1992	388	1.307	1.799	4.173
1993	-	1.382	1.591	4.637

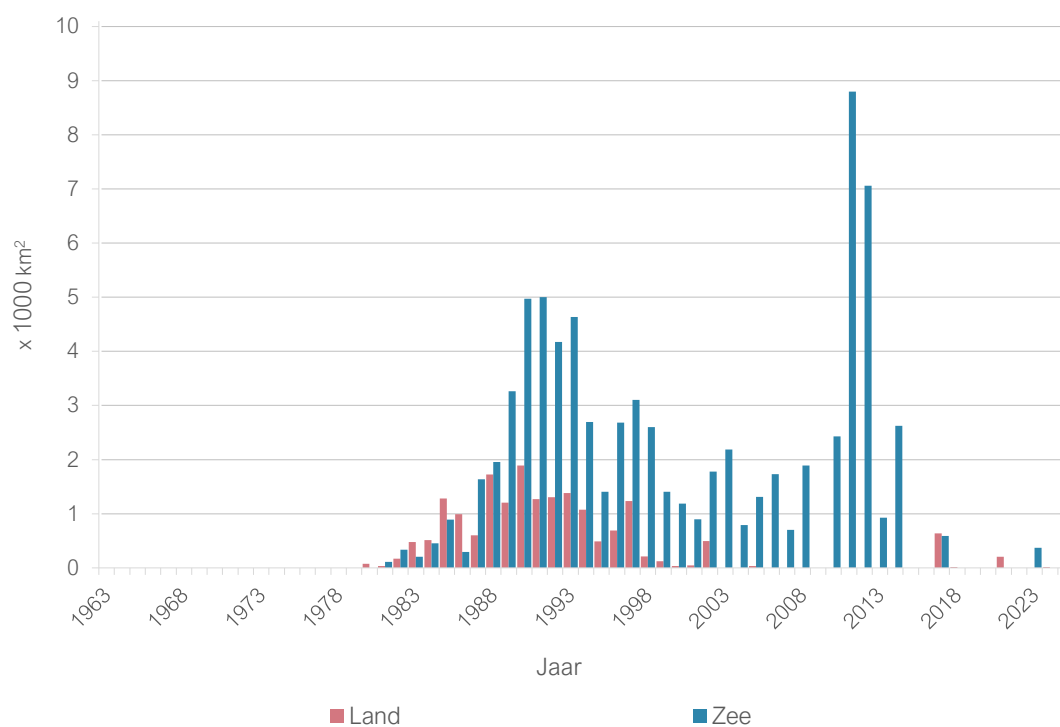
Jaar	Land	Zee		
	2D (km)	3D (km ²)	2D (km)	3D (km ²)
1994	-	1.074	1.089	2.694
1995	-	491	-	1.408
1996	-	689	892	2.686
1997	-	1.236	260	3.101
1998	-	214	1.380	2.603
1999	43	124	181	1.409
2000	-	33	160	1.189
2001	5	47	-	898
2002	-	495	490	1.778
2003	-	-	-	2.185
2004	-	-	34	790
2005	-	32	-	1.314
2006	-	-	53	1.732
2007	-	-	886	700
2008	-	-	838	1.893
2009	-	-	1.849	-
2010	-	-	4.898	2.431
2011	14	-	-	8.800
2012	-	-	37	7.060
2013	-	-	-	925
2014	-	-	-	2.624
2015	-	-	-	-
2016	-	-	-	-
2017	94	640	-	593
2018	-	15	48	-
2019	302	-	-	-
2020	770	-	-	-
2021	636	207	-	-
2022	83	-	-	-
2023	73 * ¹	-	-	372
2024	136	14	-	-

*¹ Bijstelling t.o.v. Delfstoffen en Aardwarmte in Nederland, Jaarverslag 2023. Zie hoofdstuk 11.

2D seismisch onderzoek 1963 – 2024



3D seismisch onderzoek 1963 – 2024



N. Aantal koolwaterstofboringen vanaf 1946

Per 1 januari 2025

N.1. Aantal koolwaterstof boringen, Land

Jaar	Exploratie					Evaluatie					Ontwikkeling	
	O	G	G&O	D	Σ	O	G	G&O	D	Σ		Σ
t/m 1945	3	-	-	53	56	-	-	-	-	-		5
1946	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-		19
1947	-	-	-	3	3	-	-	-	-	-		17
1948	-	1	-	8	9	-	-	-	-	-		42
1949	1	1	-	14	16	-	-	-	-	-		21
1950	-	1	-	7	8	-	-	-	-	-		26
1951	-	5	-	9	14	-	-	-	-	-		38
1952	1	2	2	6	11	-	2	-	-	2		44
1953	4	1	-	5	10	1	-	-	-	1		58
1954	4	1	-	12	17	-	-	-	-	-		45
1955	2	2	-	4	8	-	-	-	-	-		17
1956	1	3	1	3	8	-	-	-	1	1		14
1957	1	2	-	1	4	1	-	-	-	1		60
1958	3	1	-	4	8	-	-	-	1	1		35
1959	1	2	-	7	10	-	-	-	-	-		30
1960	-	1	-	1	2	-	1	-	-	1		48
1961	1	2	-	2	5	-	-	-	-	-		22
1962	2	-	-	-	2	-	1	-	-	1		27
1963	-	2	-	-	2	-	1	-	-	1		32
1964	-	6	-	17	23	-	1	-	-	1		26
1965	2	13	-	17	32	-	6	-	4	10		36
1966	1	1	-	6	8	-	4	-	1	5		42
1967	-	4	-	-	4	-	1	1	-	2		44
1968	-	6	-	6	12	-	1	-	1	2		21
1969	-	4	-	11	15	-	2	-	3	5		13
1970	-	5	-	10	15	-	6	-	1	7		19
1971	-	4	1	9	14	-	7	-	2	9		47
1972	-	5	-	6	11	-	5	-	1	6		55
1973	-	3	-	3	6	-	10	-	1	11		37

Jaar	Exploratie					Evaluatie					Ontwikkeling	
	O	G	G&O	D	Σ	O	G	G&O	D	Σ	Σ	
1974	-	1	-	1	2	1	4	-	-	5	46	
1975	-	5	-	3	8	-	9	-	2	11	45	
1976	1	2	-	2	5	-	9	-	1	10	47	
1977	-	4	-	3	7	3	12	-	1	16	28	
1978	-	2	-	3	5	-	22	-	-	22	45	
1979	-	4	-	2	6	5	10	-	2	17	58	
1980	1	2	-	3	6	3	18	-	4	25	67	
1981	1	2	1	11	15	3	7	-	2	12	49	
1982	-	6	1	5	12	-	17	-	-	17	26	
1983	1	8	-	3	12	-	13	-	1	14	17	
1984	2	6	-	6	14	5	8	-	2	15	18	
1985	1	3	1	6	11	2	10	-	-	12	36	
1986	-	4	1	6	11	-	3	-	-	3	16	
1987	-	2	2	6	10	-	2	-	-	2	22	
1988	-	5	1	1	7	1	3	-	-	4	17	
1989	-	2	1	6	9	2	5	-	-	7	11	
1990	-	1	3	3	7	-	3	1	1	5	20	
1991	-	7	1	2	10	-	3	-	1	4	11	
1992	-	6	1	4	11	-	1	-	-	1	12	
1993	-	9	-	1	10	-	-	-	-	-	11	
1994	-	4	-	1	5	2	1	1	-	4	4	
1995	-	7	-	5	12	-	2	-	-	2	10	
1996	-	2	1	2	5	-	3	-	3	6	24	
1997	-	9	-	2	11	-	4	-	-	4	14	
1998	-	6	-	4	10	-	7	-	1	8	7	
1999	-	3	-	1	4	-	4	-	-	4	7	
2000	-	2	-	-	2	-	-	-	-	-	4	
2001	-	2	-	1	3	-	-	-	-	-	6	
2002	-	2	-	3	5	-	-	-	-	-	5	
2003	-	2	-	1	3	-	-	-	-	-	8	
2004	-	1	-	-	1	-	1	-	-	1	1	
2005	-	2	-	-	2	-	-	-	-	-	6	
2006	-	3	-	1	4	-	2	-	-	2	5	
2007	-	2	-	-	2	1	-	-	-	1	8	
2008	-	1	-	-	1	-	1	-	-	1	1	

Jaar	Exploratie					Evaluatie					Ontwikkeling	
	O	G	G&O	D	Σ	O	G	G&O	D	Σ	Σ	
2009	1	1	-	-	2	-	3	-	-	3	24	
2010	-	3	-	-	3	-	-	-	-	-	34	
2011	-	5	1	2	8	-	1	-	-	1	22	
2012	-	3	-	1	4	-	3	-	-	3	7	
2013	-	2	-	-	2	-	2	-	-	2	8	
2014	-	5	-	3	8	-	2	-	-	2	7	
2015	-	2	-	-	2	-	2	-	-	2	5	
2016	-	1	-	-	1	-	-	-	-	-	12	
2017	-	2	-	-	2	-	-	-	-	-	1	
2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	
2019	-	2	-	-	2	-	-	-	-	-	-	
2020	-	1	-	-	1	-	-	-	-	-	3	
2021	-	-	-	-	-	-	2	-	-	2	1	
2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2023	-	2	-	1	3	-	-	-	-	-	-	
2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Totaal	35	236	19	330	620	30	247	3	37	317	1.777	

O = olie G = gas G&O = gas en olie D = droog Σ = totaal

N.2. Aantal koolwaterstofboringen, Zee

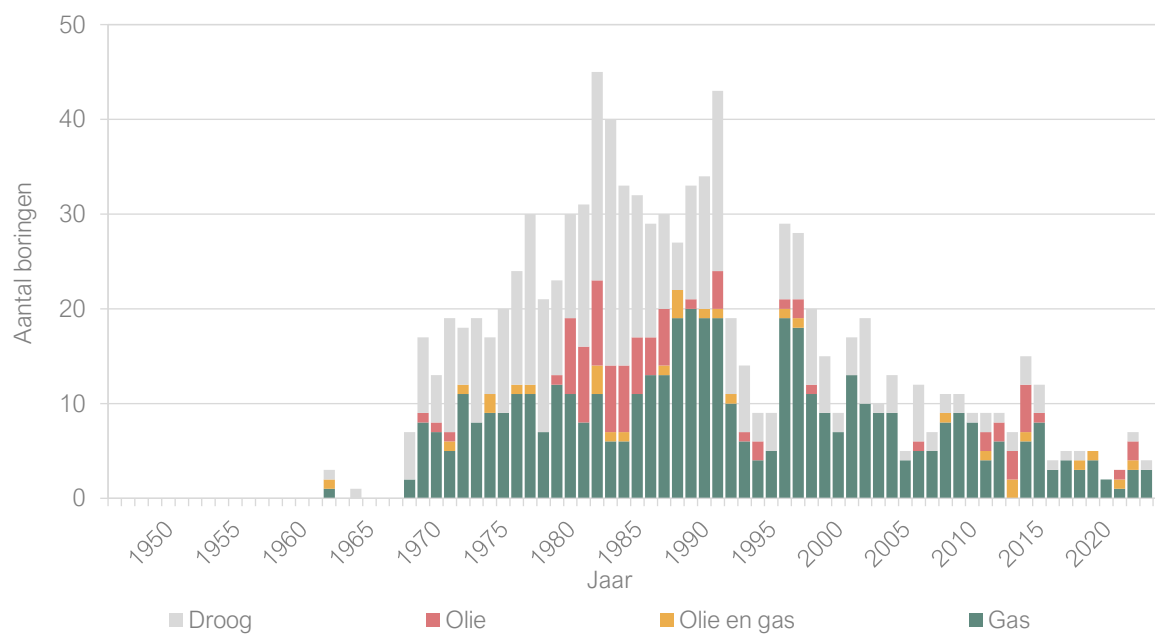
Jaar	Exploratie					Evaluatie					Ontwikkeling	
	O	G	G&O	D	Σ	O	G	G&O	D	Σ	Σ	
1962	-	1	1	1	3	-	-	-	-	-	-	
1963	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1964	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	
1965	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1966	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1967	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1968	-	2	-	5	7	-	-	-	-	-	-	
1969	1	8	-	8	17	-	-	-	-	-	-	
1970	1	7	-	5	13	-	-	-	-	-	-	
1971	1	5	1	12	19	-	-	-	-	-	-	
1972	-	11	1	6	18	-	-	-	-	-	-	
1973	-	7	-	11	18	-	1	-	-	1	2	
1974	-	8	2	6	16	-	1	-	-	1	4	
1975	-	7	-	8	15	-	2	-	3	5	11	
1976	-	6	1	10	17	-	5	-	2	7	12	
1977	-	5	-	18	23	-	6	1	-	7	14	
1978	-	7	-	13	20	-	-	-	1	1	17	
1979	1	7	-	9	17	-	5	-	1	6	9	
1980	6	9	-	10	25	2	2	-	1	5	5	
1981	1	2	-	14	17	7	6	-	1	14	7	
1982	8	5	2	18	33	1	6	1	4	12	21	
1983	3	3	1	24	31	4	3	-	2	9	19	
1984	4	5	1	16	26	3	1	-	3	7	27	
1985	4	8	-	14	26	2	3	-	1	6	29	
1986	2	11	-	11	24	2	2	-	1	5	34	
1987	5	10	1	9	25	1	3	-	1	5	8	
1988	-	15	2	4	21	-	4	1	1	6	20	
1989	1	14	-	12	27	-	6	-	-	6	17	
1990	-	13	1	14	28	-	6	-	-	6	14	
1991	4	17	1	19	41	-	2	-	-	2	13	
1992	-	10	1	7	18	-	-	-	1	1	14	
1993	1	5	-	7	13	-	1	-	-	1	19	
1994	1	3	-	3	7	1	1	-	-	2	9	
1995	-	3	-	4	7	-	2	-	-	2	17	

Jaar	Exploratie					Evaluatie					Ontwikkeling	
	O	G	G&O	D	Σ	O	G	G&O	D	Σ	Σ	
1996	1	14	1	8	24	-	5	-	-	5	6	
1997	1	11	1	7	20	1	7	-	-	8	11	
1998	1	11	-	7	19	-	-	-	1	1	11	
1999	-	7	-	4	11	-	2	-	2	4	7	
2000	-	4	-	2	6	-	3	-	-	3	9	
2001	-	10	-	4	14	-	3	-	-	3	13	
2002	-	9	-	8	17	-	1	-	1	2	13	
2003	-	6	-	1	7	-	3	-	-	3	16	
2004	-	8	-	3	11	-	1	-	1	2	6	
2005	-	4	-	1	5	-	-	-	-	-	10	
2006	-	3	-	6	9	1	2	-	-	3	15	
2007	-	3	-	2	5	-	2	-	-	2	12	
2008	-	7	1	2	10	-	1	-	-	1	14	
2009	-	5	-	2	7	-	4	-	-	4	10	
2010	-	6	-	1	7	-	2	-	-	2	12	
2011	1	2	1	2	6	1	2	-	-	3	14	
2012	1	5	-	1	7	1	1	-	-	2	11	
2013	1	-	2	2	5	2	-	-	-	2	10	
2014	3	3	1	3	10	2	3	-	-	5	12	
2015	-	6	-	3	9	1	2	-	-	3	11	
2016	-	2	-	1	3	-	1	-	-	1	9	
2017	-	3	-	1	4	-	1	-	-	1	6	
2018	-	3	1	1	5	-	-	-	-	-	6	
2019	-	2	-	-	2	-	2	1	-	3	7	
2020	-	2	-	-	2	-	-	-	-	-	6	
2021	-	1	1	-	2	1	-	-	-	1	6	
2022	-	2	1	1	4	2	1	-	-	3	2	
2023	-	1	-	1	2	-	2	-	-	2	2	
2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	
Totaal	53	354	26	373	806	35	119	4	28	186	616	

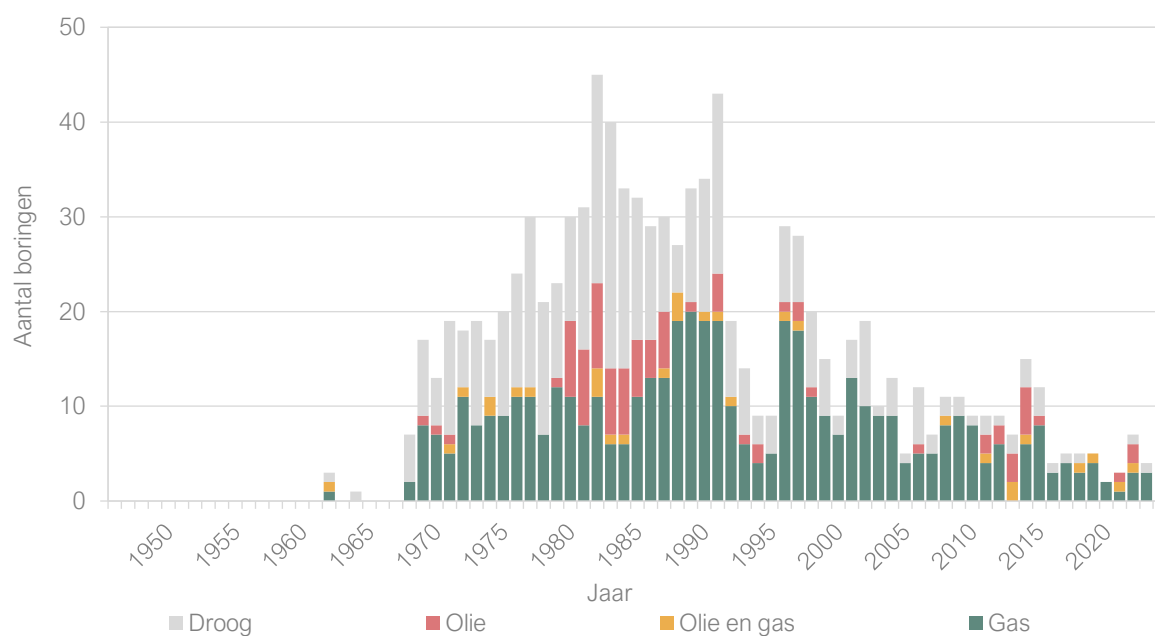
O = olie G = gas G&O = gas en olie D = droog Σ = totaal

N.3. Aantal boringen, Land en Zee vanaf 1946

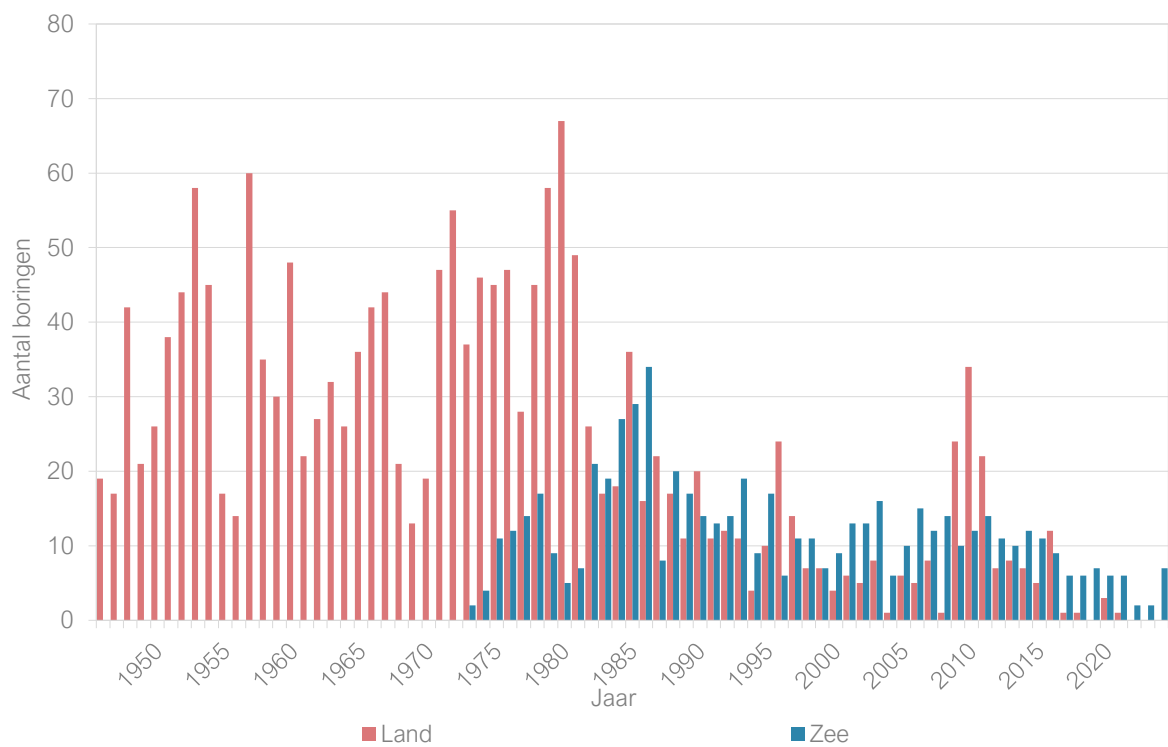
Exploratie- en evaluatieboringen, Land



Exploratie- en evaluatieboringen, Zee



Ontwikkelingsboringen



O. Aantal aardwarmte boringen vanaf 1987

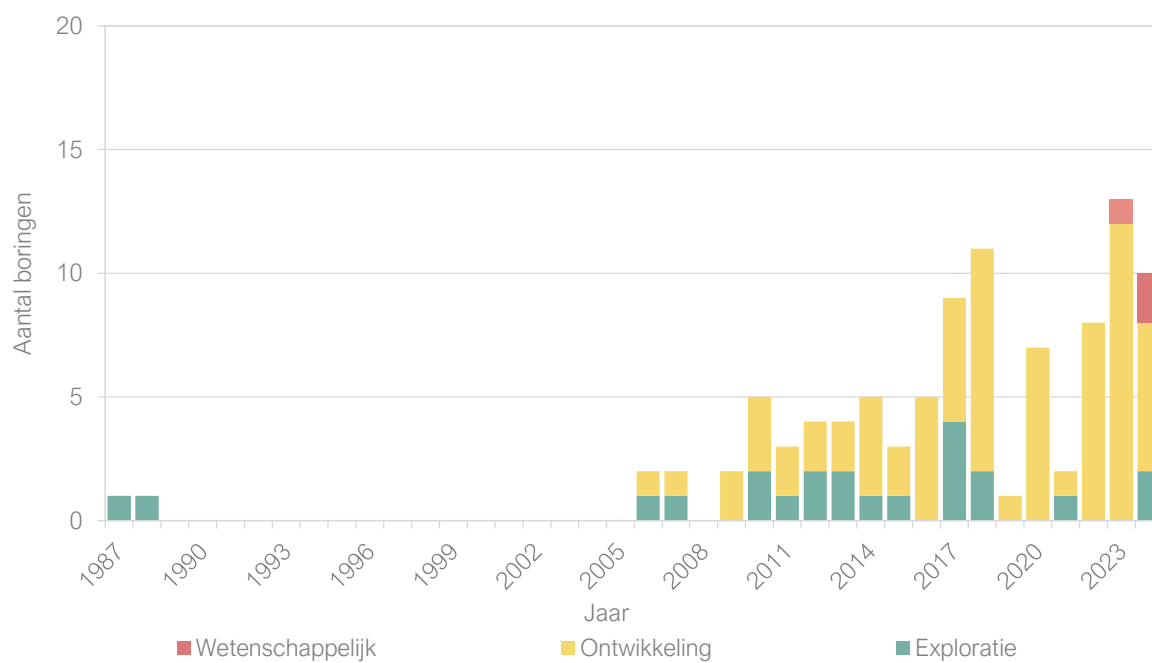
Per 1 januari 2025

Wetenschappelijk-, Ontwikkeling- en Exploratieboringen, Land

Jaar	Exploratie	Ontwikkeling	Wetenschappelijk	Totaal
1987	1	-	-	1
1988	1	-	-	1
1989	-	-	-	0
1990	-	-	-	0
1991	-	-	-	0
1992	-	-	-	0
1993	-	-	-	0
1994	-	-	-	0
1995	-	-	-	0
1996	-	-	-	0
1997	-	-	-	0
1998	-	-	-	0
1999	-	-	-	0
2000	-	-	-	0
2001	-	-	-	0
2002	-	-	-	0
2003	-	-	-	0
2004	-	-	-	0
2005	-	-	-	0
2006	1	1	-	2
2007	1	1	-	2
2008	-	-	-	0
2009	-	2	-	2
2010	2	3	-	5
2011	1	2	-	3
2012	2	2	-	4
2013	2	2	-	4
2014	1	4	-	5
2015	1	2	-	3
2016	-	5	-	5

Jaar	Exploratie	Ontwikkeling	Wetenschappelijk	Totaal
2017	4	5	-	9
2018	2	9	-	11
2019	-	1	-	1
2020	-	7	-	7
2021	1	1	-	2
2022	-	8	-	8
2023	-	12	1	13
2024	2	6	2	10
Totaal	22	73	3	98

Aardwarmte boringen, Land



P. Aantal zoutboringen vanaf 1903

Per 1 januari 2025

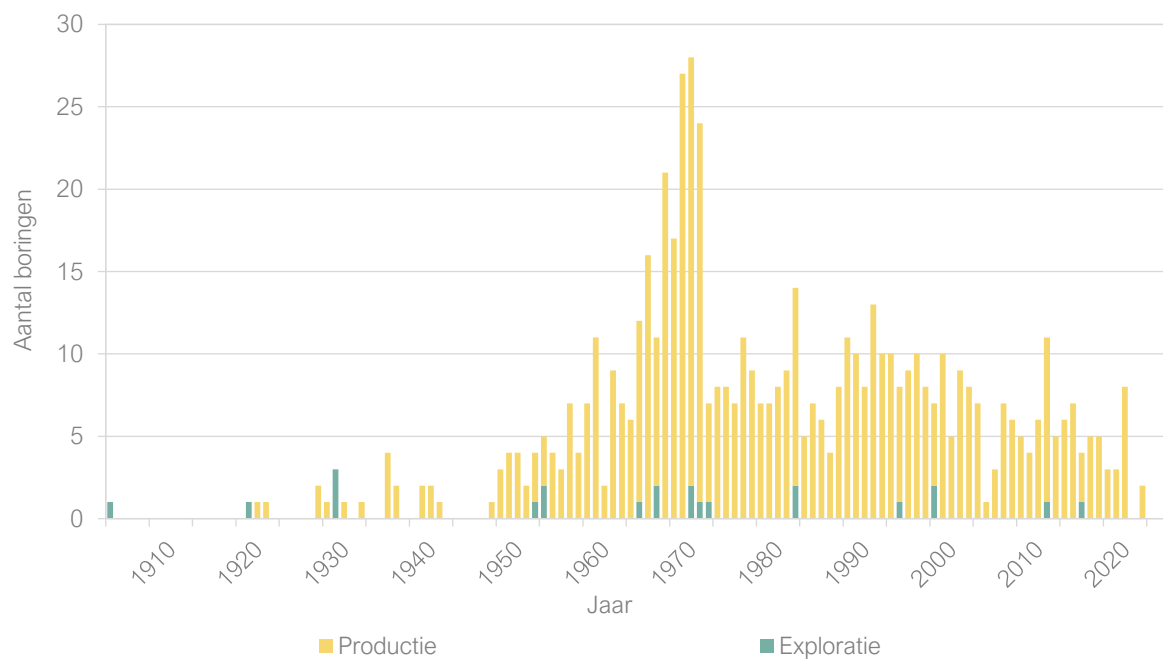
Productie- en Exploratieboringen, Land

Jaar	Exploratie	Productie	Totaal
t/m 1945	5	18	23
1946	-	-	0
1947	-	1	1
1948	-	3	3
1949	-	4	4
1950	-	4	4
1951	-	2	2
1952	1	3	4
1953	2	3	5
1954	-	4	4
1955	-	3	3
1956	-	7	7
1957	-	4	4
1958	-	7	7
1959	-	11	11
1960	-	2	2
1961	-	9	9
1962	-	7	7
1963	-	6	6
1964	1	11	12
1965	-	16	16
1966	2	9	11
1967	-	21	21
1968	-	17	17
1969	-	27	27
1970	2	26	28
1971	1	23	24
1972	1	6	7
1973	-	8	8
1974	-	8	8

Jaar	Exploratie	Productie	Totaal
1975	-	7	7
1976	-	11	11
1977	-	9	9
1978	-	7	7
1979	-	7	7
1980	-	8	8
1981	-	9	9
1982	2	12	14
1983	-	5	5
1984	-	7	7
1985	-	6	6
1986	-	4	4
1987	-	8	8
1988	-	11	11
1989	-	10	10
1990	-	8	8
1991	-	13	13
1992	-	10	10
1993	-	10	10
1994	1	7	8
1995	-	9	9
1996	-	10	10
1997	-	8	8
1998	2	5	7
1999	-	10	10
2000	-	5	5
2001	-	9	9
2002	-	8	8
2003	-	7	7
2004	-	1	1
2005	-	3	3
2006	-	7	7
2007	-	6	6
2008	-	5	5
2009	-	4	4
2010	-	6	6

Jaar	Exploratie	Productie	Totaal
2011	1	10	11
2012	-	5	5
2013	-	6	6
2014	-	7	7
2015	1	3	4
2016	-	5	5
2017	-	5	5
2018	-	3	3
2019	-	3	3
2020	-	8	8
2021	-	-	0
2022	-	2	2
2023	-	-	0
2024	-	-	0
Totaal	22	599	621

Zoutboringen, Land



Q. Instanties betrokken bij mijnbouw

Ministerie van Klimaat en Groene Groei

Directoraat-Generaal Realisatie Groene Groei

Adres: Bezuidenhoutseweg 73 Postbus 20411
 2594 AC 's-Gravenhage 2500 EK 's-Gravenhage

Telefoon: 070 379 89 11

Website: www.rijksoverheid.nl

TNO – Adviesgroep Economische Zaken

Adres: Princetonlaan 6 Postbus 80015
 3584 CB Utrecht 3508 EC Utrecht

Telefoon: 088 866 42 56

Website: www.tno.nl

Staatstoezicht op de Mijnen

Adres: Henri Faasdreef 312 Postbus 24037
 2492 JP 's-Gravenhage 2490 AA 's-Gravenhage

Telefoon: 070 379 84 00

E-mail: info@sodm.nl

Website: www.sodm.nl

Nederlands Olie en Gas Portaal – www.nlog.nl

Het Nederlands Olie en Gas Portaal geeft informatie over delfstoffen en geothermie in Nederland en het Nederlandse deel van het continentaal plat. Doelstelling is om de door de rijksoverheid verstrekte informatie op dit gebied op eenvoudige en overzichtelijke wijze te ontsluiten. Het portaal wordt in opdracht van het Ministerie van KGG beheerd door TNO, *Geologische Dienst Nederland*.

R. Toelichting op enkele begrippen

Land:

In dit jaarboek wordt onder land verstaan: het Nederlandse vasteland en dat deel van de Nederlandse territoriale zee, dat is gelegen aan de landzijde van de lijn, bedoelt in de bijlage van de Mijnbouwwet.

Zee:

In dit jaarboek wordt onder zee verstaan, dat deel van de Nederlandse zee waarop het Koninkrijk soevereine rechten heeft en dat is gelegen aan de zeezijde van de lijn, bedoelt in de bijlage van de Mijnbouwwet.

Opsporingsvergunning:

Een vergunning voor het instellen van een opsporingsonderzoek naar daarin vermelde delfstoffen (m.u.v. aardwarmte).

Winningsvergunning:

Een vergunning voor het winnen van daarin vermelde delfstoffen, evenals voor het instellen van een opsporingsonderzoek naar die delfstoffen (m.u.v. aardwarmte).

Toewijzing zoekgebied (aardwarmte):

De toewijzing zoekgebied is alleen van toepassing op projecten waarbij aardwarmte wordt gewonnen. Het geeft het alleenrecht om in een bepaald gebied te mogen zoeken naar aardwarmte. In deze fase mag nog niet geboord worden.

Startvergunning (aardwarmte):

Een startvergunning is alleen van toepassing waar aardwarmte wordt gewonnen. Deze vergunning geeft het recht om aardwarmte op te sporen en gedurende de looptijd van de vergunning te winnen.

Vervolgvergunning (aardwarmte):

Een vervolgvergunning is alleen van toepassing bij projecten waar aardwarmte wordt gewonnen. De vervolgvergunning geeft toestemming om aardwarmte te winnen gedurende de looptijd die is vastgelegd in de vergunning.

Seismiek:

In dit jaarboek wordt onderscheid gemaakt tussen 2D en 3D seismiek. Langs een lijn aan het aardoppervlak worden trillingen opgewekt, welke na reflectie aan vlakken in de aardkorst worden geregistreerd m.b.v. geofoons of hydrofoons. Omdat de voortplanting van de trillingen niet altijd exact in het verticale vlak onder de registratielijn plaatsvindt, is de weergave van de geologische structuren in de 2D seismische sectie slechts een benadering van de werkelijkheid. Deze benadering is veel beter in het geval van 3D seismiek, waar een groot aantal registratielijnen op een relatief geringe oppervlakte naast elkaar geplaatst wordt. Bij deze techniek maakt de moderne gegevensverwerking per computer het namelijk mogelijk te corrigeren voor een stralengang buiten het verticale vlak onder de individuele registratielijn, zodat op elke gewenste plaats wél een nauwkeurige benadering van de geologische structuren mogelijk is.

Boringen:

- exploratieboring: boring, gericht op het opsporen van nieuwe olie- en gasvelden;
- evaluatie- of bevestigingsboring (appraisal well): boring waarmee de omvang en uitgestrektheid van een gas- en/of olieveld nader wordt verkend;
- ontwikkelingsboring: boring, gericht op het ontginnen van een olie- of gasveld.

Gasveld/olieveld:

Een natuurlijke geïsoleerde accumulatie van gas en/of olie in een poreus gesteente in de diepe ondergrond, afgesloten of omgeven door een ondoorlatend gesteente.

In dit jaarverslag worden de begrippen reservoir, veld, voorkomen en accumulatie als synoniemen beschouwd.

Resource categorieën en –definities:

In onderstaande definities worden aardgas en aardolie kortweg aangeduid met de term koolwaterstoffen.

- **Gas/Oil Initially in Place (GIIP/OIIP)**
De hoeveelheid koolwaterstoffen in een reservoir, die initieel (oorspronkelijk) in een reservoir aanwezig is. Bij de berekening van deze hoeveelheid wordt uitgegaan van de gemiddelde waarde van de - op de berekening betrekking hebbende - parameters.
- **Verwachte Initiële Reserve**
De hoeveelheid koolwaterstoffen in een reservoir, die uiteindelijk in zijn totaliteit commercieel winbaar geacht wordt. Bij de berekening van deze hoeveelheid wordt uitgegaan van de gemiddelde waarden van de - op de berekening betrekking hebbende - parameters.
- **Bewezen Initiële Reserve**
De hoeveelheid koolwaterstoffen in een reservoir, die uiteindelijk in zijn totaliteit commercieel winbaar geacht wordt met een - op een cumulatieve kanskromme (expectation curve) gebaseerde - overschrijdingskans van 90 %.
- **Resterende Verwachte Reserve**
Het resterende deel van de verwachte initiële reserve na aftrek van de totale hoeveelheid koolwaterstoffen, die vóór de afsluiting van het verslagjaar uit het betreffende reservoir werd gewonnen (de "cumulatieve productie").
- **Resterende Bewezen Reserve**
De resterende - van een op een overschrijdingskans van 90 % gebaseerde - hoeveelheid koolwaterstoffen, die aan een reservoir onttrokken kan worden. Deze hoeveelheid wordt berekend door de cumulatieve productie van de Bewezen Initiële Reserve af te trekken.
- **Bewezen Voorwaardelijke Voorraad (Contingent resources)**
De - van een op een overschrijdingskans van 90 % gebaseerde hoeveelheid koolwaterstoffen in een reservoir waarvan wordt verwacht dat deze onder voorwaarden commercieel produceerbaar is. Dit jaarverslag beperkt zich tot de voorwaardelijke voorraad die behoren tot de subcategorie 'in afwachting van productie'.

- Verwachte Voorwaardelijke Voorraad (Contingent resources)
De hoeveelheid koolwaterstoffen in een reservoir waarvan wordt verwacht dat deze onder voorwaarden commercieel produceerbaar is. Bij de berekening van deze hoeveelheid wordt uitgegaan van de gemiddelde waarden van de - op de berekening betrekking hebbende - parameters. Dit jaarverslag beperkt zich tot de voorwaardelijke voorraad die behoren tot de subcategorie 'in afwachting van productie'.
- Toekomstige reserves
Toekomstige reserves zijn hoeveelheden koolwaterstoffen die nog niet zijn aangetoond door een boring maar die met een bepaalde kans van succes in de toekomst zullen bijdragen aan de reserves. De volgende datasets en definities worden gebruikt bij de bepaling van de toekomstige reserves.
 - a. Prospectdatabase
Bestand waarin alle bij de Nederlandse overheid bekende structuren ("prospects") die in potentie gas of olie (toekomstige reserves) kunnen bevatten zijn opgenomen. Bron van dit bestand is vooral de jaarrapportage op basis van artikel 113 van de Mijnbouwwet, door de in Nederland opererende olie & gas maatschappijen.
 - b. Prospect Portfolio
De selectie van prospects uit de Prospectdatabase die binnen de "Proven Play" gebieden liggen.
 - c. Exploratiepotentieel
Cumulatieve "risked volumes" van prospects uit de prospect portfolio die aan bepaalde randvoorwaarden voldoen. In de reeks van exploratiepotentieel rapportages vanaf 1992 is gekozen voor een limitatie van de Prospect portfolio op basis van een minimale waarde van het verwachte reservevolume in een prospect. In enkele rapportages wordt de term "Firm Futures" gebruikt. Deze term is in grote lijnen synoniem aan Exploratie potentieel.
 - d. Potentiële futures in bewezen plays
Volume aan gas dat zich naar verwachting bevindt in nog niet gekarteerde structuren in de "proven play" gebieden
 - e. Potentiele futures in nog niet bewezen plays
Volume aan gas dat zich naar verwachting bevindt in valide plays waar binnen Nederland nog geen gas is aangetoond.
 - f. Potentiele futures in hypothetische plays
Volume aan gas in plays waarvan een of meerdere van de basis play-elementen zoals reservoir, afdichtend pakket en gasmoedergesteente nog niet bekend zijn.

De term "verwachte" in de definities dient opgevat te worden in de statistische betekenis van het woord. Het getal representeert de verwachtingswaarde ("expectation"). Ter toelichting het volgende.

De gegevens die voor een volumeberekening worden gebruikt hebben alle een bepaalde onzekerheid. Door deze onzekerheden statistisch te verwerken kan voor ieder voorkomen een verwachtingskromme worden bepaald. Dit is een cumulatieve kansverdelingsfunctie, een grafiek waarin de reserves zijn uitgezet tegen de bijbehorende kans dat deze hoeveelheid gehaald of overschreden wordt. Naarmate de winning uit een veld voortschrijdt, nemen de diverse onzekerheden af en zal de verwachtingswaarde steeds minder gaan afwijken van de 50 % waarde op de cumulatieve kansverdelingsfunctie.

In de praktijk wordt voor de reserves van een bepaald veld de verwachtingswaarde aangehouden. Dit is de meest realistische schatting van de hoeveelheid koolwaterstoffen in een reservoir.

De winbaarheid van de koolwaterstoffen uit een voorkomen wordt bepaald door geologische en reservoir technische factoren van het voorkomen, de op het moment van rapportage bestaande technische middelen van winning en de op dat moment heersende economische omstandigheden.

Probabilistisch optellen van de bewezen reserves:

Bij deze methode worden de waarschijnlijkheidsverdelingen van de reserves van de individuele velden gecombineerd. Op deze wijze worden de onzekerheden, die inherent zijn aan alle reserveschattingen, meegenomen.

Het resultaat van de toepassing van het probabilistisch sommeren is, dat het verkregen totaalcijfer voor de bewezen reserve op een statistisch meer verantwoorde wijze, volgens de definitie, het bewezen gedeelte van de totale reserve van Nederland weergeeft. Met andere woorden: aan de aldus verkregen getalswaarde kan een kans toegekend worden van 90 % dat de werkelijke reserves groter zijn dan die waarde.

Exploratie Potentieel:

Het programma ExploSim wordt gebruikt voor de bepaling van het exploratiepotentieel.

De werking van dit programma wordt beschreven in de publicatie:

"LUTGERT, J., MIJNLIEFF, H. & BREUNSE, J. 2005. Predicting gas production from future gas discoveries in the Netherlands: quantity, location, timing, quality. In: DORE, A. G. & VINING, B. A. (eds) Petroleum Geology: North-West Europe and Global Perspectives—Proceedings of the 6th Petroleum Geology Conference, 77–84. Petroleum Geology Conferences Ltd. Published by the Geological Society, London."

Eenheden:

Standaard m³:

Aardgas- en aardoliereserves zijn weergegeven in m³ bij een druk van 101,325 kPa (of 1,01325 bar) en 15 °C. Deze m³ wordt als standaard m³ omschreven in norm nr. 5024-1976(E) van de International Organization for Standardization (ISO), en gewoonlijk afgekort met Sm³.

Normaal m³:

Aardgas- en aardoliereserves zijn weergegeven in m³ bij een druk van 101,325 kPa (of 1,01325 bar) en 0 °C. Deze m³ wordt als normaal m³ omschreven in norm nr. 5024-1976(E) van de International Organization for Standardization (ISO), en gewoonlijk afgekort met Nm³.

Groningen aardgasequivalent:

Om te kunnen rekenen met volumes aardgas van verschillende kwaliteit worden deze herleid tot een Groningen aardgasequivalent. Hiertoe wordt de hoeveelheid aardgas met een afwijkende gaskwaliteit van het Groningen voorkomen, op basis van verschil in verbrandingswarmte herleid tot een (fictief) volume van Groningen kwaliteit (35,17 Megajoules bovenwaarde per m³ van 0 °C en 101,325 kPa, of 1,01325 bar).

Eén Nm³ gas met een verbrandingswaarde van 36,5 MJ is 36,5/35,17 Nm³ Groningen aardgasequivalent (Geg).

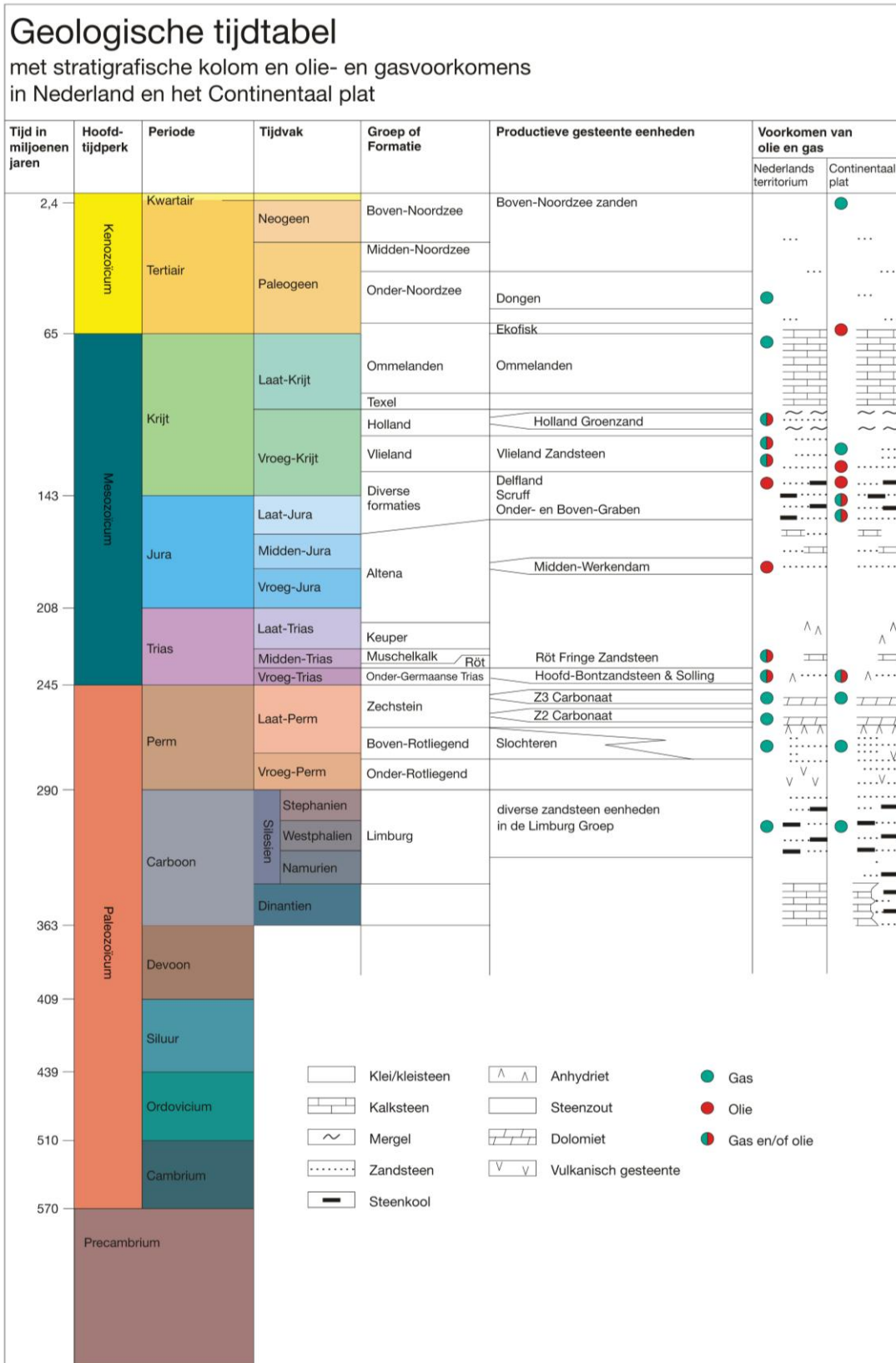
De Groningen aardgasequivalent wordt onder meer door de N.V. Nederlandse Gasunie gebruikt.

De cijfers in Groningen aardgasequivalent zijn eenvoudig om te rekenen naar equivalenten van andere energiedragers, zoals de TOE (Ton Olie Equivalent) en de SKE (Steenkool Equivalent).

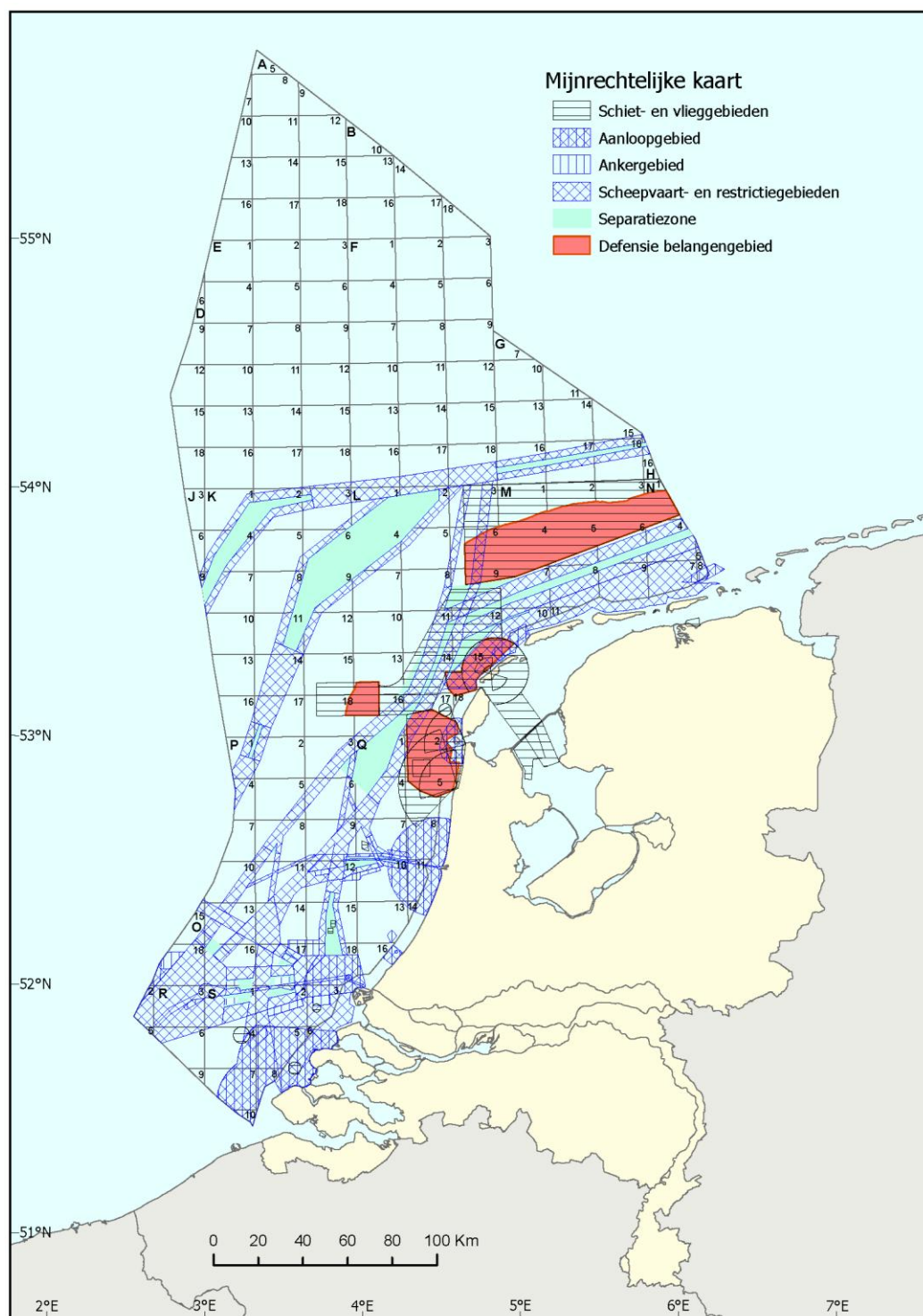
Energiedrager	Eenheid	Giga joule	Giga calorie	Olie equiv. ton	Olie equiv. barrel	Steenkool equiv. ton	Aardgas equiv. 1.000 m ³
Brandhout (droog)	Ton	13,51	3,23	0,32	2,36	0,46	0,43
Steenkool	Ton	29,30	7,00	0,70	5,11	1,00	0,93
Bruinkool	Ton	17,00	4,06	0,41	2,96	0,58	0,54
Cokes	Ton	28,50	6,81	0,68	4,97	0,97	0,90
Cokesovengas	1.000 m ³	17,60	4,20	0,42	3,07	0,60	0,56
Hoogovengas	1.000 m ³	3,80	0,91	0,09	0,66	0,13	0,12
Ruwe aardolie	Ton	42,70	10,20	1,02	7,45	1,46	1,35
Aardolie equivalent	Ton	41,87	10,00	1,00	7,30	1,43	1,32
Raffinaderijgas	1.000 m ³	46,10	11,01	1,10	8,04	1,57	1,46
LPG	1.000 m ³	45,20	10,79	1,08	7,88	1,54	1,43
Nafta's	Ton	44,00	10,51	1,05	7,67	1,50	1,39
Vliegtuigbrandstof	Ton	43,49	10,39	1,04	7,58	1,48	1,37
Motorbenzine	Ton	44,00	10,51	1,05	7,67	1,50	1,39
Petroleum	Ton	43,11	10,29	1,03	7,52	1,47	1,36
Huisbrandolie	Ton	42,70	10,20	1,02	7,45	1,46	1,35
Zware stookolie	Ton	41,00	9,79	0,98	7,15	1,40	1,30
Petroleum cokes	Ton	35,20	8,41	0,84	6,14	1,20	1,11
Aardgas	1.000 m ³	31,65	7,56	0,76	5,52	1,08	1,00
Elektriciteit *	MWh	3,60	0,86	0,09	0,63	0,12	0,11

* In de energie omrekeningstabel moet onder de energiewaarde van een MWh elektriciteit, de energie-inhoud van een geproduceerde eenheid elektriciteit worden verstaan. Om deze eenheid elektriciteit te kunnen produceren is meer energie nodig. De omvang van deze benodigde hoeveelheid energie hangt af van het omzettingrendement.

Bijlage 1. Geologische tijdtabel



Bijlage 2. Mijnrechtelijke kaart



Bijlage 1. Mijnrechtelijke kaart van Nederland inclusief scheepvaart routes²⁵, militaire gebieden²⁶ en defensie belanghebbende gebieden²⁷. Geraadpleegd op 15 mei 2024.

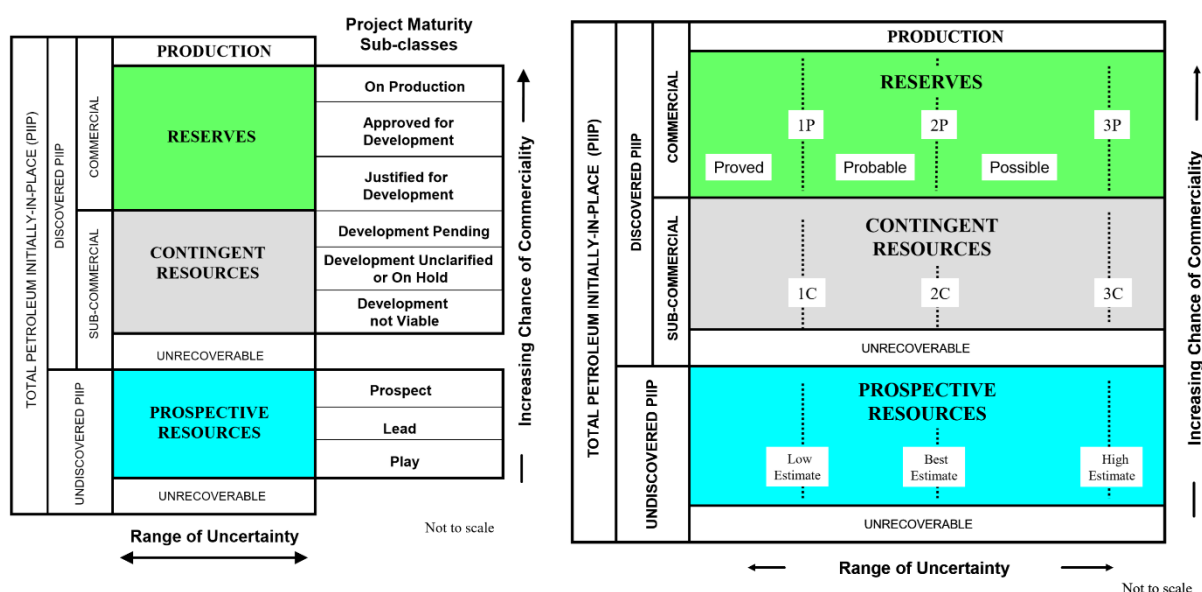
²⁵ <https://geo.rijkswaterstaat.nl/arcgis/rest/services/GDR/mijnbouwregeling/FeatureServer>

²⁶ https://geo.rijkswaterstaat.nl/arcgis/rest/services/GDR/militaire_gebieden/FeatureServer

²⁷ https://geo.rijkswaterstaat.nl/arcgis/rest/services/GDR/defensie_belangengebieden/FeatureServer

Bijlage 3. Petroleum Resource Management Systeem (PRMS)

De ontwikkeling van een gasvoorkomen wordt normaliter gefaseerd in een aantal projecten. Na de initiële ontwikkeling van een voorkomen volgen er bijvoorbeeld: extra (infill) putten, de installatie van compressie en uiteindelijk maatregelen als het plaatsen van velocity strings of zeepinjectie. Elk van deze projecten vertegenwoordigt een gasvolume dat naar verwachting bij uitvoering van het project zal worden geproduceerd.



Figuur Bijlage 1 Schematische weergave van de PRMS-classificatie.

Status (kans op commerciële realisatie)

De aan de projecten gelieerde gasvoorraad (resources) is aan de hand van hun status onderverdeeld in drie hoofdklassen volgens de kans dat het project zal worden uitgevoerd:

- Reserves, het gasvolume in aangetoonde accumulaties dat volgens goed gedefinieerde projecten commercieel winbaar wordt geacht.
- De voorwaardelijke voorraad (contingent resources), het gasvolume in aangetoonde accumulaties dat in (incrementele) projecten winbaar is, maar pas commercieel worden geacht wanneer wordt voldaan aan één of meer gestelde (technische, economische of juridische) voorwaarden.
- De prospectieve voorraad (prospective resources), het winbaar geachte deel van het gas in nog niet aangetoonde accumulaties.

Op basis van waarschijnlijkheid zijn deze drie klassen op hun beurt onder te verdelen in subklassen (Figuur Bijlage 3.1)

Aangezien de olie- en gasvoorraad zich fysiek op grote diepte onder de grond bevindt zijn de ramingen gebaseerd op de evaluatie van ondergrondgegevens die de aanwezigheid van de olie- of gasvoorraad moeten aantonen. Alle voorraadramingen dragen een bepaalde onzekerheid in zich. De PRMS voorraadclassificatie houdt rekening met deze onzekerheid. De onzekerheid omtrent de winbare voorraad

van een specifiek project wordt uitgedrukt in een lage, verwachte en hoge schatting. Dit wordt aangegeven langs de horizontale as (Figuur Bijlage 3.1). De waarschijnlijkheid voor de verwachte reserves wordt uitgedrukt in respectievelijk 1P (proved), 2P (probable) en 3P (possible). Dezelfde categorieën worden voor de voorwaardelijke voorraad uitgedrukt in 1C, 2C en 3C.

Meer informatie over de PRMS is beschikbaar op www.spe.org.



Ministerie van Klimaat en Groene groei
Directoraat-Generaal Realisatie Groene Groei
Juli 2025

