

RAPPORT

Gaswinning op de Noordzee: Platform L7-F

Notitie Reikwijdte en Detailniveau

Klant: Eni Energy Netherlands B.V.

Referentie: BH5808-146 NRD L7-F 20250612

Status: Definitief/01

Datum: 30 juni 2025

HASKONING NEDERLAND B.V.

Postbus 151
6500 AD Nijmegen
Netherlands
Industry & Buildings
Trade register number: 56515154

Telefoon: +31 88 348 70 00
Email: info@rhdhv.com
Website: royalhaskoningdhv.com

Titel document: Gaswinning op de Noordzee: Platform L7-F
Ondertitel: Notitie Reikwijdte en Detailniveau
Referentie: BH5808-146 NRD L7-F 20250612
Status: Definitief/01
Datum: 30 juni 2025
Projectnaam: L7-F
Projectnummer: BH5808-146
Auteur(s): MGi

Opgesteld door: RHDHV

Gecontroleerd door: JE, TG

Datum: 30 juni 2025

Goedgekeurd door: MGi

Datum: 30 juni 2025

Classificatie: Projectgerelateerd

Behoudens andersluidende afspraken met de Opdrachtgever, mag niets uit dit document worden verveelvoudigd of openbaar gemaakt of worden gebruikt voor een ander doel dan waarvoor het document is vervaardigd. Haskoning Nederland B.V. aanvaardt geen enkele verantwoordelijkheid of aansprakelijkheid voor dit document, anders dan jegens de Opdrachtgever.

Let op: dit document bevat mogelijk persoonsgegevens van medewerkers van Haskoning Nederland B.V.. Voordat publicatie plaatsvindt (of anderszins openbaarmaking), dient dit document te worden geanonimiseerd of dient toestemming te worden verkregen om dit document met persoonsgegevens te publiceren. Dit hoeft niet als wet- of regelgeving anonimiseren niet toestaat.

Inhoud

1	Inleiding	1
1.1	Gaswinning in blokdelen L07e/L08f	1
1.2	Milieueffectrapportage	2
1.3	Leeswijzer	2
2	Het project	3
2.1	Doel	3
2.2	Motivatie	3
2.3	Scope van het MER	8
2.4	Platformlocatie en leidingroutes	8
2.5	Beschrijving van het gebied	8
2.6	Locatiekeuze	10
2.7	Alternatieven en varianten	11
2.8	Niet-realistische alternatieven en varianten	13
2.9	Het voorkeursalternatief	17
2.9.1	Aanlegfase	18
2.9.2	Productiefase	22
2.9.3	Beëindiging gaswinning	23
2.10	Mitigerende en versterkende maatregelen	24
3	Milieueffecten en effectbeoordeling	25
3.1	Potentiële milieueffecten	25
3.1.1	Zeebodem	25
3.1.2	Waterkwaliteit	25
3.1.3	Natuur	25
3.1.4	Landschap	26
3.1.5	Cultuurhistorie en archeologie	26
3.1.6	Emissies naar de lucht	26
3.1.7	Geluid	26
3.1.8	Afval	27
3.1.9	Energie	27
3.1.10	Scheepvaart, visserij en zandwinning	27
3.1.11	Veiligheid	27
3.2	Effectbeoordeling en keuze uitvoeringsalternatief	27
3.3	Cumulatie en leemten in kennis	28
4	Besluitvorming en procedures	29
4.1	Algemeen	29
4.2	Projectbesluit en coördinatiebesluit	29

4.3	Omgevingsvergunningen	29
4.4	Pijpleidingvergunning	30
4.5	De mer-procedure	30
4.6	Hoe verlopen de (mer-)procedure en besluitvorming?	31
4.7	Overige regelgeving	32
4.8	Participatie	34

Tabellen

Tabel 2-1: Afweging afvoeroute gewonnen aardgas.	14
Tabel 2-2: Afweging nieuw of hergebruikt platform.	16
Tabel 3-1: Overzicht van de effecten van de activiteiten en alternatieven, die in het MER worden onderzocht	25
Tabel 3-2: Classificatie effectbeoordeling	28
Tabel 4-1: Van toepassing zijnde categorieën mer.	31

Figuren

Figuur 2-1: Afname aardgasproductie — historie en prognose (uit Kamerbrief 15 juli 2022).	5
Figuur 2-2: Aardgas, herkomst en emissies (bron: EBN).	6
Figuur 2-3: Energiebronnen en energieverbruikers gevisualiseerd in energieketens (bron: NPE).	7
Figuur 2-4: Programma Energiehoofdstructuur.	7
Figuur 2-5: Het projectgebied voor de gaswinning uit het aardgasveld L7-F	9
Figuur 2-6: Dwarsdoorsnede ondergrond en locatie platform.	11
Figuur 2-7: Alternatieven (in groen) en variant (in paars) die zijn overwogen.	12
Figuur 2-8: Mogelijk routes van de pijpleiding voor de afvoer van het aardgas.	14
Figuur 2-9: Afbeelding van het E17-A platform.	17
Figuur 2-10: Afbeelding van de plaatsing van een platform op een onderbouw (ter illustratie).	19
Figuur 2-11: Een drilling rig (op de afbeelding: bij het D18a-A platform).	20
Figuur 2-12: Transport van de onderbouw (samen met een 2 ^e jacket voor een andere locatie).	21
Figuur 2-13: Plaatsing van de onderbouw.	21
Figuur 2-14: Eén van de heipalen die wordt gebruikt om de onderbouw te verankeren in de zeebodem	22
Figuur 2-15: Plaatsing van de bovenbouw op de onderbouw.	22
Figuur 2-16: Het schip dat de pijpleiding legt (op de afbeelding: de pijpleiding tussen D18 en D15)	22
Figuur 2-17: Van links naar rechts: (1) Verwijdering van de bovenbouw, (2) en (3) Verwijdering van het jacket.	24

Bijlagen

Bijlage 1: Begrippen en afkortingen

Bijlage 2: Overzicht besluiten

1 Inleiding

Dit document vormt de ‘notitie reikwijdte en detailniveau’ (NRD) voor gaswinning in blokdelen L7e en L8f op het Nederlands Continentaal Plat (NCP) door Eni Energy. Deze notitie is opgesteld als eerste stap in de uit te voeren mer-procedure voor de besluitvorming voor het project. Het project is gericht op het winnen van aardgas. In dit document wordt uiteengezet waarom Eni Energy hiertoe heeft besloten en wat er in het Milieu Effect Rapport (MER) beschreven gaat worden.

1.1 Gaswinning in blokdelen L07e/L08f

Doel

Begin 2023 heeft Eni Energy Netherlands B.V. (hierna: Eni Energy) door middel van proefboring L7-17 aangetoond dat zich economisch winbare hoeveelheden aardgas bevinden in het aardgasveld met de aanduiding ‘L7e/L8f’. Dit aardgasveld ligt op het Nederlandse deel van de Noordzee. Het doel van het voorliggende project is om het aardgas zo veilig en schoon mogelijk te winnen, met aandacht voor de gevolgen voor natuur en milieu. De nieuwe locatie wordt aangeduid als ‘L7-F’.

Het project

Om gaswinning mogelijk te maken, moeten putten worden geboord, een platform worden geplaatst en een pijpleiding worden aangelegd. Het boren van de putten, het plaatsen en verankeren van het platform en de aanleg van een pijpleiding voor de afvoer van het aardgas zijn tijdelijke activiteiten. Na afronding van deze werkzaamheden kan de gaswinning starten. Het gaat om een aanzienlijke hoeveelheid aardgas waarmee jaarlijks 520.000 Nederlandse huishoudens van aardgas kunnen worden voorzien. Eni Energy gaat uit van een gaswinning gedurende een periode van 10-15 jaar. Na afloop van de fase van gaswinning worden de installaties ontmanteld en vindt er geen gaswinning meer plaats.

Initiatiefnemer

De initiatiefnemer is Eni Energy die zich (onder meer) toelegt op olie en gaswinning uit kleine velden op de Noordzee. Eni Energy is gevestigd op het volgende adres:

Eni Energy Netherlands B.V.
Prinses Beatrixlaan 5
Den Haag

Locatie van het project

Het nieuwe platform is gepland in mijnbouwblok L7 in de Nederlandse Exclusieve Economische Zone (EEZ¹), ongeveer 70 km ten noordwesten van Den Helder. L7-F ligt in Natura 2000-gebied het Friese Front. Het gewonnen gas wordt per pijpleiding afgevoerd naar het oostelijker gelegen bestaande NOGAT² gastransportsysteem. De kaart in Figuur 2-5 geeft de ligging van L7-F op de Noordzee weer.

Bevoegd gezag

Om de gaswinning te realiseren en de productielocatie te kunnen exploiteren zijn vergunningen vereist op grond van de Omgevingswet en de Mijnbouwwet. Op grond van de Mijnbouwwet is ook een projectbesluit vereist. De vergunningen worden aangevraagd bij de minister van Klimaat en Groene Groei (KGG) als coördinerend bevoegd gezag. Andere betrokken bevoegd gezagen zijn het Ministerie van Landbouw,

¹ De NCP en de EEZ omvatten dezelfde zee-oppervlakte. Het NCP omvat de zeebodem, de EEZ omvat ook de zee erboven.

² Het NOGAT pijpleidingsysteem wordt geëxploiteerd door Eni Energy en strekt zich uit van Eni Energy's F3-FB-platform op het Nederlands continentaal plat tot een gasverwerkingsfabriek in Den Helder. De maximale capaciteit is 32 miljoen Nm³ gas per dag.

Visserij, Voedselzekerheid en Natuur (LVVN) en de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO). Het projectbesluit wordt genomen door de minister van KGG.

Planning

Eni Energy wil starten met het oprichten van de productielocatie en de aanleg van een pijpleiding in de eerste helft van 2026. Tegen die tijd moeten de benodigde vergunningen hiervoor zijn verkregen. Eni Energy gaat uit van een gasproductie gedurende 10 tot 15 jaar.

1.2 Milieueffectrapportage³

Om het milieubelang een volwaardige plaats te geven in de besluitvorming in het kader van de vergunningverlening, wordt een mer-procedure doorlopen voor het realiseren van het platform, het boren van de putten, het aanleggen van de pijpleiding en het exploiteren van de productielocatie. Het op te stellen Milieueffectrapport (MER) dient als onderbouwing bij de vergunningaanvragen en de aanvraag om het projectbesluit.

Deze NRD is een eerste stap in de mer-procedure. In de NRD worden de reikwijdte en het detailniveau van het MER beschreven. De reikwijdte geeft aan wat het voornemen is, welke alternatieven er worden onderzocht en welke (milieu- en omgevings-) thema's in beeld worden gebracht. Het detailniveau betreft de diepgang en methode van het onderzoek. In het MER worden vervolgens de als gevolg van de gaswinning te verwachten milieueffecten op een samenhangende, objectieve en systematische manier beschreven. Hierbij worden de effecten beschouwd als gevolg van de aanleg van de offshore installatie, de aanleg van de pijpleiding en van de winning van het gas. Om volledig te zijn, wordt ook kort ingegaan op de ontmantelingsfase. De activiteiten in die fase worden echter niet beoordeeld. De ontmanteling vindt naar verwachting namelijk pas over meer dan vijftien jaar plaats en het is nog niet bekend hoe de ontmanteling precies wordt uitgevoerd en wat daarvoor de eisen zijn.

1.3 Leeswijzer

In het hoofdstuk 2 zijn doel, plaats en de hoofdlijnen van het project beschreven. De aanpak van de effectbeoordeling, het beoordelingskader en een eerste indicatie van de mogelijke effecten zijn beschreven in hoofdstuk 3. Hoofdstuk 4 gaat in op benodigde vergunningen, besluitvorming en de te volgen (mer-)procedure.

³ mer: milieu effect rapportage (de procedure). MER is milieueffectrapport.

2 Het project

2.1 Doel

Het doel van het project is het winnen van aardgas uit het aardgasveld. Het project bestaat uit drie fasen:

- 1 Aanleg van de faciliteiten (een productieplatform, een 12" pijpleiding van het productieplatform naar de NOGAT-leiding en het boren van maximaal 2 putten).
- 2 Winning van aardgas (in het meest gunstige geval bedraagt de totale gasproductie uit het voorkomen circa 3 miljard m³ aardgas).
- 3 Beëindiging van de gaswinning, afsluiting van de putten en verwijdering van het platform.

2.2 Motivatie

Het Rijk streeft ernaar om – binnen randvoorwaarden van veiligheid, natuur, milieu en ruimte – de binnenlandse gasproductie de komende jaren zoveel mogelijk op peil te houden, vooral door de productie van gas uit de kleine velden onder de Noordzee. De reden hiervoor is dat aardgas, als relatief schone en flexibele energiebron, een belangrijke rol vervult in de transitie naar een energievoorziening op basis van hernieuwbare energiebronnen. In dit kader heeft de minister van KGG in zijn Kamerbrief van 30 mei 2018 aangegeven dat hij inzet op verdere gaswinning uit kleine velden in Nederland en op het Nederlands Continentaal Plat om import van gas te beperken: *‘zelf winnen is beter voor het klimaat, beter voor de werkgelegenheid en de economie, beter voor het behoud van de aanwezige kennis van de diepe ondergrond en van de aanwezige gasinfrastructuur, en ook beter geopolitiek’*.

Door het ontwikkelen van nieuwe velden op de Noordzee wordt bereikt dat Nederland minder afhankelijk is van geïmporteerd aardgas. Zo worden de negatieve milieueffecten van de buitenlandse productie en de import van aardgas (deels) vermeden. In een brief aan de Tweede Kamer van maart 2020 heeft de minister nogmaals benadrukt dat *“het kabinet voorkeur geeft aan gaswinning uit de Nederlandse kleine velden, zowel op land als op zee, omdat dit beter is voor klimaat, werkgelegenheid, economie, behoud van kennis van de diepe ondergrond en aanwezige gasinfrastructuur”*.

Akkoord voor de Noordzee (2020)

Het Akkoord voor de Noordzee bevat belangrijke afspraken over aardgaswinning in de Noordzee. Volgens dit akkoord blijft gaswinning op de Noordzee mogelijk, echter onder strikte voorwaarden. Een kernpunt is dat de Nederlandse gaswinning op de Noordzee altijd onder het niveau van de binnenlandse aardgasvraag moet blijven. Het akkoord erkent dat winning van eigen aardgas beter is dan het importeren van buitenlands gas, vanwege klimaatvoordelen en voordelen voor de economie en energieleveringszekerheid. Tegelijkertijd stelt het akkoord dat het Nederlandse energie- en klimaatbeleid, inclusief aardgasgebruik en -winning, te allen tijde in lijn moet zijn met de doelen van het Parijse klimaatakkoord (2016). Voor de gaswinning die nog kan plaatsvinden, gelden strenge ecologische en milieuhygiënische voorwaarden. Ten aanzien van Natura 2000-gebieden staat in het Akkoord onder meer: *“De huidige praktijk dat onder strikte voorwaarden [aardgas] kan worden gewonnen in Natura 2000-gebieden wordt voortgezet. Deze voorwaarden voldoen aan de te formuleren bovenwettelijke Best Beschikbare Technieken voor milieubeschermend en natuurversterkend bouwen en exploiteren zoals in de governance structuur van het NZO periodiek zal worden vastgelegd.”*

Programma Noordzee 2022-2027

Sinds de definitieve sluiting van het Groningerveld is de noodzaak om de aardgaswinning op de Noordzee te ontwikkelen alleen maar groter geworden. De productie van aardgas uit de kleine velden op de Noordzee is in het Programma Noordzee 2022-2027 aangewezen als een activiteit van nationaal belang.

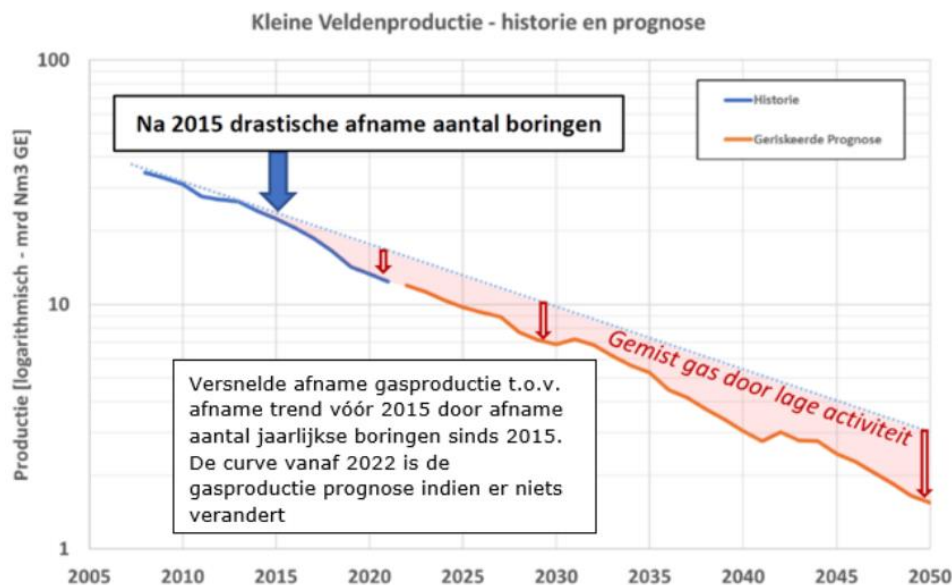
In het Programma Noordzee (2022-2027) staat onder voortzetting bestaand beleid: *“Olie- en gaswinning. Zo veel mogelijk winning van aardgas en -olie uit de Nederlandse velden op de Noordzee zodat het potentieel van voorraden wordt benut, binnen de grenzen van de afspraken van het Parijse Klimaatakkoord.”*

Met het Programma Noordzee is verder invulling gegeven aan de het beleid rondom aardgaswinning op de Noordzee. Hierin worden voor de gaswinning doel (in termen van omvang) en nut en noodzaak (in het kader van de energietransitie) beschreven. Het programma bevestigt het kabinetsstreven om zo snel mogelijk over te gaan naar een klimaatneutrale energievoorziening, maar dat tot die tijd de voorkeur bestaat voor gaswinning uit Nederlandse velden boven import, vanwege voordelen voor klimaat, werkgelegenheid, economie en kennisbehoud. Verder wordt de opruimplicht voor uitgeproduceerde platforms aangehouden, tenzij deze kunnen worden hergebruikt voor de opslag van waterstof of CO₂.

Het Versnellingsplan gaswinning Noordzee

De leveringszekerheid van aardgas staat onder druk door de oorlog in Oekraïne. De staatsecretaris van EZK beschrijft in zijn Kamerbrief van 15 juli 2022 (DGKE-WO / 22261964) het Versnellingsplan gaswinning Noordzee. Naast besparing is er het opwekken van duurzame energie en vervanging van fossiele energie door andere fossiele energie. Het kabinet kiest er daarbij voor om de daling van de binnenlandse productie van aardgas op de Noordzee af te remmen, de zogenoemde versnelling. Gas gewonnen in Nederland vervangt de import van fossiele energie uit andere landen. Eigen geproduceerd gas heeft als voordeel dat het een aanzienlijk lager niveau van uitstoot van broeikasgassen kent dan geïmporteerd gas.

“Om de productie uit de Nederlandse kleine velden op zee te vergroten heb ik de afgelopen maanden gewerkt aan een versnellingsplan voor de gaswinning op de Noordzee. In gesprekken met de brancheorganisatie, winningsbedrijven, EBN, TNO, de Mijnraad en SodM is vastgesteld dat er nog veel mogelijkheden voor gaswinning op de Noordzee zijn. Met een versnelling kan een additionele productie van 2 tot 4 miljard m³ per jaar over een periode van 10 jaar worden bereikt. Het maximale effect kan worden bereikt op een termijn van circa 5 jaar, maar binnen 1 tot 3 jaar is al een versnelling van circa 1 miljard m³ per jaar mogelijk.” Ter referentie, in 2021 werd er 12,7 miljard m³ uit de kleine velden geproduceerd (dat is exclusief productie uit het Groningenveld). Met het versnellingsplan kan de verwachte afname van productie op de Noordzee worden beperkt en kan de importafhankelijkheid van aardgas worden verminderd. Zowel TNO als EBN geven aan dat de snel teruggelopen gaswinning van de afgelopen jaren met name komt door een sterke daling in het aantal exploratieboringen. Onderstaande grafiek van EBN toont de dalende trend van de gaswinning uit de kleine velden en bovendien een versnelde afname door een vermindering van het aantal boringen.



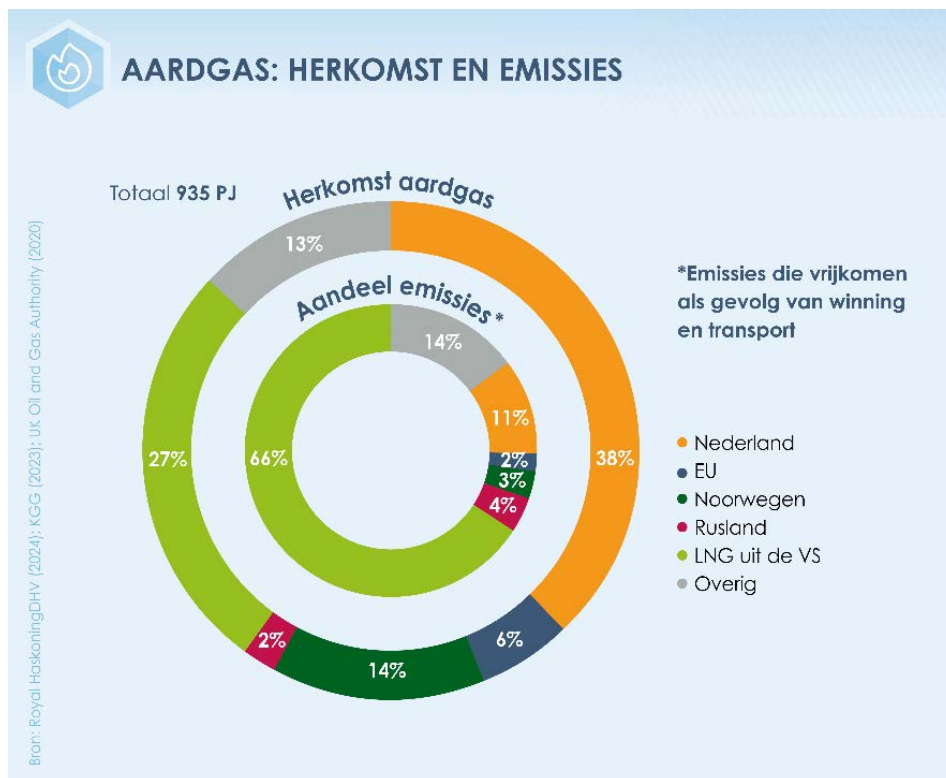
Figuur 2-1: Afname aardgasproductie — historie en prognose (uit Kamerbrief 15 juli 2022).

Daarnaast geldt dat de meest economisch aantrekkelijke gasvelden reeds zijn ontwikkeld. De Noordzee heeft niettemin nog veel potentie, maar het ontwikkelen van gasvelden op zee kost tijd en vergt investeringsbereidheid voor de langere termijn. Maatschappelijke weerstand kan leiden tot onvoorspelbare en langdurige vergunningstrajecten met oplopende kosten tot gevolg. Internationale mijnbouwondernemingen geven hierdoor soms de voorkeur aan projecten in andere landen die sneller en met meer zekerheid opgestart kunnen worden, en mede daardoor economisch gunstiger zijn.

De Minister van KGG bestendigt dit beleid in de zogenaamde Contourennota voor de nieuwe Mijnbouwwet (Kamerbrief van 20 januari 2023, 32 849, nr. 214). Hierin staat, onder meer:

‘In de energietransitie wordt ingezet op besparing en de ontwikkeling van duurzame energie. Gas zal echter, als transitiebrandstof, de komende jaren noodzakelijk blijven. Aardgas speelt nog een belangrijke rol in de Nederlandse energiehuishouding. In (...) De Nederlandse gaswinning op land en op zee levert de komende jaren een belangrijke bijdrage aan de leveringszekerheid. (...) Gas gewonnen in Nederland vervangt deels de import van fossiele energie uit andere landen. Eigen geproduceerd gas heeft in de huidige omstandigheden als voordeel dat het een aanzienlijk lager niveau van uitstoot van broeikasgassen kent dan de alternatieven. (...) Het meest aardgaspotentieel zit op de Noordzee. Het is noodzakelijk dat de winning van aardgas op de Noordzee gestimuleerd wordt. Als dit niet nu gebeurt, dan zal de infrastructuur snel verdwijnen en worden nieuwe ontwikkelingen te duur. Het kabinet heeft uw Kamer daarom deze zomer geïnformeerd over het versnellingsplan op zee’.

In een brief aan de Kamer van 31 januari 2023 (PDGGO-DTDO / 22570040) gaat de staatssecretaris van EZK in op het rapport ‘Gaswinning op de Noordzee - En de afspraken daarover in het Akkoord voor de Noordzee’. De staatssecretaris onderschrijft het rapport. Onderzoek geeft aan dat de Nederlandse aardgasproductie onder de binnenlandse vraag zal blijven. Daarnaast benadrukt het onderzoek dat de emissie die gepaard gaat met de productie en transport van binnenlands geproduceerd aardgas vele malen (zo’n 5 tot 6 keer) lager is dan het meeste gas dat wordt geïmporteerd uit andere landen (met als enige uitzondering aardgas via pijpleidingen uit Noorwegen). Daarom is het beter voor het klimaat om het benodigde gas in Nederland te winnen in plaats van importeren. Onderstaande Figuur 2-2 bevestigt die stelling.



Figuur 2-2: Aardgas, herkomst en emissies (bron: EBN).

Onderwerp in de kamerbrief van 27 september 2023 (PDGGO-DTDO / 37261143) van de staatssecretaris van EZK is het versnellingsplan voor gaswinning Noordzee. Door de oorlog in Oekraïne is de markt verstoord. Het kabinet "... kiest er daarom voor om de daling van de binnenlandse productie van aardgas op de Noordzee zoveel mogelijk af te remmen, de zogenoemde versnelling (Kamerstuk 29023-289)." "Met het versnellingsplan [...] wordt een bijdrage geleverd aan het beperken van de importafhankelijkheid van aardgas.... [Dit] vergt met name een bestendig beleid met politiek en maatschappelijk draagvlak in combinatie met een gestroomlijnd en voorspelbaar vergunningproces."

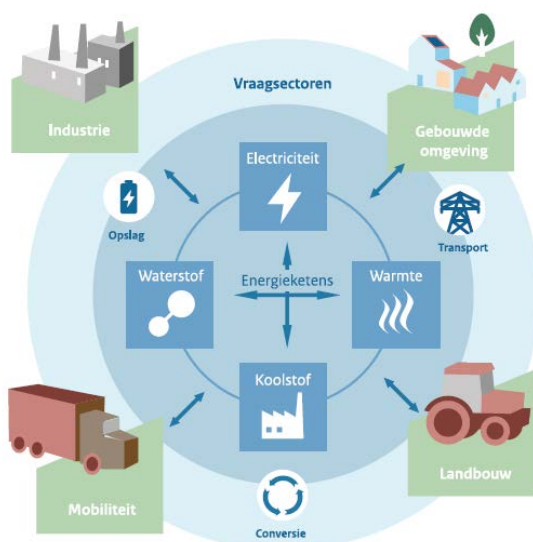
Recentelijk is het voorgaande (nogmaals) bestendig in de Kamerbrief van 6 december 2024 (Tweede Kamer, vergaderjaar 2024-2025, 33 529, nr. 1264);

In een drukbevolkt land als Nederland is maatschappelijk draagvlak voor de gaswinning op land niet meer vanzelfsprekend. Het kabinet zet daarom in op gaswinning op de Noordzee. (...) Er is op dit moment helaas nog niet voldoende duurzame energie beschikbaar en daarbij vormt ook het overvolle elektriciteitsnet een bottleneck om helemaal te stoppen met het gebruik van aardgas. We hebben in Nederland nu nog gas nodig om thuis te koken, douchen en huizen in de winter te verwarmen. Ook de Nederlandse industrie kan nog niet zonder. Door de sluiting van het Groningenveld vervullen de kleine velden een steeds belangrijkere rol in de gasvoorziening van ons land. Op korte termijn stoppen met gaswinning uit kleine velden zonder dat er nog voldoende andere energiebronnen zijn, zou de afhankelijkheid van Nederland van de import van gas uit landen buiten Europa verder vergroten. De Russische aanvalsoorlog in Oekraïne maakt duidelijk dat we risicovolle strategische afhankelijkheden als gevolg van import van fossiele energiedragers zoveel mogelijk willen voorkomen. De gaswinning uit de kleine velden levert een belangrijke bijdrage aan het beperken van deze importafhankelijkheid. Het significante effect van deze bijdrage komt voort uit het cumulatieve effect van de winning uit meerdere kleine velden. Daarnaast is de CO₂-uitstoot van de winning en transport van gas dat wordt gewonnen uit Nederlandse kleine velden enkele malen lager dan de uitstoot van geïmporteerd aardgas. Tenslotte kan

de infrastructuur voor gaswinning in de toekomst mogelijk hergebruikt worden voor opwek of opslag van duurzame energie zoals waterstof.

Nationaal Plan Energiesysteem (1 december 2023)

In het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) maakt de overheid richtinggevende keuzes in de energietransitie. Deze keuzes staan aan de basis van het energiesysteem van de toekomst (tot 2050). Het NPE maakt duidelijk wat er op ons afkomt. Ten aanzien van fossiele brandstoffen en gaswinning merkt het NPE het volgende op "Het kabinet wil een verantwoorde afbouw van de fossiele ketens. Aardgas heeft op dit moment een belangrijke rol in het energiesysteem: van gaswinning tot gebruik als energiedrager in vrijwel alle sectoren en als grondstof in de industrie. Aardgas zal ook nog in de transitiefase een belangrijke rol blijven spelen. Zo is nationale aardgaswinning en import van LNG nu nog nodig om in onze vraag te voorzien. Het tempo van de opbouw van duurzame alternatieven is voor een groot deel bepalend voor het tempo van de afbouw. In sommige sectoren zal aardgas de komende jaren nog een belangrijke terugvaloptie zijn. In lijn met de afbouw van het aardgasverbruik zal ook de Nederlandse aardgasproductie richting 2050 worden afgebouwd."



Figuur 2-3: Energiebronnen en energieverbruikers gevisualiseerd in energieketens (bron: NPE).

Programma Energiehoofdstructuur (2024)

Het Programma energiehoofdstructuur (PEH) presenteert energiescenario's voor 2050 en gaat niet in op gaswinning.



Figuur 2-4: Programma Energiehoofdstructuur.

Conclusie: gaswinning L7-F past in Nederlands energiebeleid

De winning door Eni Energy bij L7-F betreft een winning uit een zogenaamd klein veld. Geconcludeerd wordt dat de gaswinning uit het aardgasveld bij L7-F onder de Noordzee in lijn is met het Nederlandse energiebeleid. De gaswinning bij L7-F kan invulling geven aan de gewenste versnelling van gaswinning op de Noordzee, geopolitieke onafhankelijkheid en het behalen van klimaatdoelstellingen. Bij het ontwikkelen van de L7-F locatie houdt Eni Energy rekening met de afspraken die in het Akkoord voor de Noordzee zijn gemaakt ten aanzien van activiteiten in Natura 2000-gebieden op de Noordzee. In dat kader wordt in het MER ingegaan op beste beschikbare technieken en natuurversterkend bouwen.

2.3 Scope van het MER

Het project van Eni Energy richt zich op de gaswinning in blokdelen L07e/L08f uit maximaal drie putten. Deze putten worden aangesloten op het platform L7-F. Voor de winning wordt de bestaande exploratieput omgezet in een productieput. Eni Energy is voornemens nog maximaal 2 productieputten te boren. Voor de afvoer van het gewonnen gas wordt een pijpleiding aangelegd. Na beëindiging van de gaswinning, die naar verwachting 10-15 jaar duurt, worden de putten afgesloten en de installaties verwijderd. Om volledig te zijn, wordt in het MER kort ingegaan op deze ontmantelingsfase. De activiteiten in die fase worden echter niet beoordeeld in het MER. De ontmanteling vindt naar verwachting namelijk pas over meer dan vijftien jaar plaats en het is nog niet bekend hoe de ontmanteling precies wordt uitgevoerd en wat daarvoor de eisen zijn.

De ontwikkeling van het platform L7-F is gebaseerd op hergebruik van de bovenbouw (topside) van het bestaande E17-A platform. Gelet op de staat van en voorzieningen op de topside, lijkt het niet nodig het platform te repareren of te modificeren voor het op de L7-F locatie in gebruik kan worden genomen. Eni Energy gaat er om die reden vanuit dat het mogelijk is de topside naar de L7-F locatie te verplaatsen zonder dat de topside eerst aan land hoeft te komen.'

De milieueffecten van de activiteiten zijn onderwerp van onderzoek in het MER. In onderstaande paragrafen (met name par. 2.9) worden mogelijke dan wel te verwachten milieueffecten genoemd.

2.4 Platformlocatie en leidingroutes

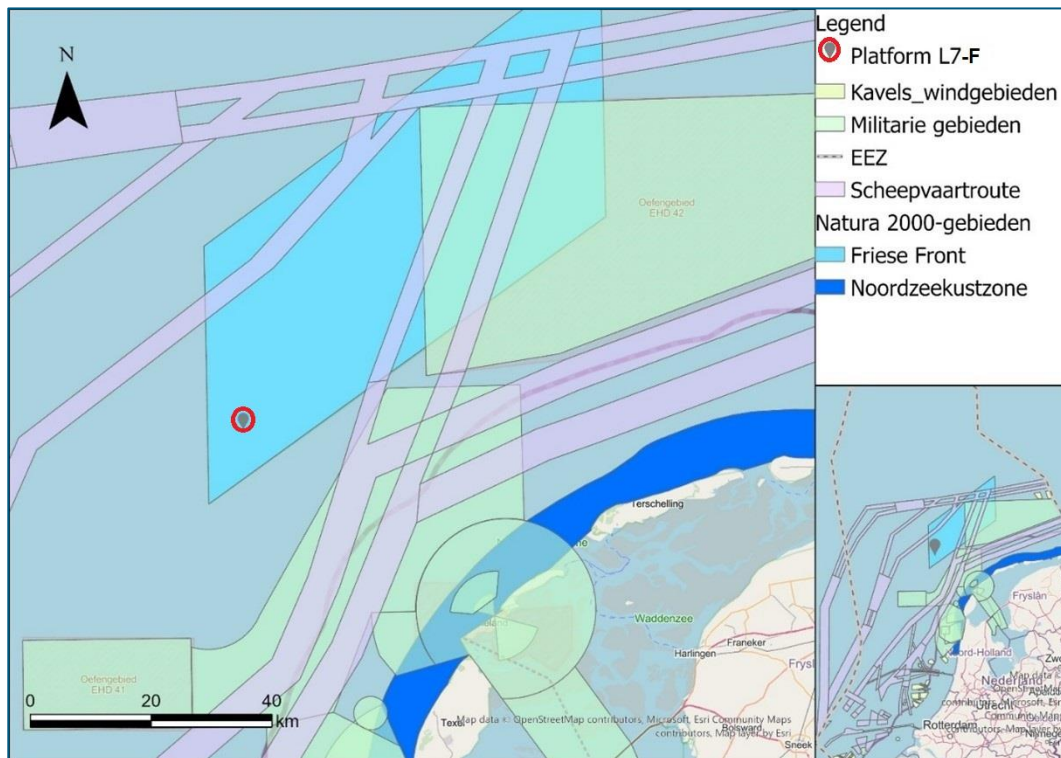
Eni Energy wil het aardgasveld ontwikkelen door een offshore productieplatform (het L7-F platform) te plaatsen. De voorziene positie van het L7-F platform is N – 53°31'20.5126"; E – 4°18'16.8935". Figuur 2-5 toont de ligging van de toekomstige locatie van het platform en het tracé voor de pijpleiding. Het plangebied ligt in blok L7 op het NCP, ongeveer 70 km ten noordwesten van Den Helder.

2.5 Beschrijving van het gebied

Binnen het studiegebied zijn eventuele milieueffecten van het project te verwachten. Het plangebied maakt deel uit van Natura 2000-gebied Friese Front. Het gebied is in het kader van initiatieven in de afgelopen jaren al goed in kaart gebracht ten aanzien van natuurwaarden. Daarvan wordt in het MER gebruik gemaakt. Het Natura 2000-gebied Noordzeekustzone ligt op 44 km afstand van het plangebied. Het dichtstbijzijnde Natura 2000-gebied op land is Duinen en Lage Land Texel en dit ligt op 50 km.

Het platform en (een deel van) de pijpleiding komen te liggen in het Natura 2000-gebied Friese Front. In het plangebied kunnen het gehele jaar door zeezoogdieren voorkomen zoals de bruinvis, gewone zeehond en grijze zeehond en in incidentele gevallen dwergvinvissen, witsnuitdolfijnen en tuimelaars. Daarnaast kunnen er beschermde trekvisser in zeer lage dichtheden in het gebied aanwezig zijn. Ook de

aanwezigheid van grote groepen rustende vogels (zeekoet) en migrerende vleermuizen kan niet worden uitgesloten. Het Natura 2000-gebied Friese Front is aangewezen als rustgebied voor de zeekoet.



Figuur 2-5: Het projectgebied voor de gaswinning uit het aardgasveld L7-F

Abiotische factoren

De waterdiepte ter plaatse bedraagt circa 25 meter. Het Friese Front bevindt zich op het grensvlak van het noordelijke, diepe en 's zomers gelaagde gebied en het altijd gemengde water ten zuiden ervan. Op dit grensvlak ontstaat een zogenaamd getijdenfront, een overgangszone tussen verschillende watermassa's. De dominerende stroomrichting is noordelijk. Gaande van zuid naar noord bestaat de zeebodem uit (fijn) zand tot steeds fijner slibrijk materiaal.

Sociaal economische factoren

Op enige afstand van de voorgenomen locatie van het L7-F platform bevinden zich diverse bestaande mijnbouwinstallaties en bevinden zich kabels en leidingen op de zeebodem. Deze installaties, kabels en leidingen hangen voornamelijk samen met de bestaande olie- en gasactiviteiten van Eni Energy in de L10-, K9- en K12-blokken. Daarnaast is ten zuidwesten van de L7-F locatie, op enkele kilometers afstand, het L10-R injectieplatform voorzien. Hier wordt in de toekomst CO₂ geïnjecteerd in het zogeheten voorkomen⁴ L10-ALBE.

Het gebied rondom de voorgenomen productielocatie wordt gebruikt door scheepvaart en visserij. Zowel oostelijk als westelijk van de planlocatie voor het platform zijn scheepvaartroutes aanwezig op circa 20 km afstand. Schepen in het plangebied moeten zich houden aan de veiligheidszone rond het nieuw te plaatsen platform. Het gebied wordt niet gebruikt voor de winning van oppervlakedelfstoffen of opslag van CO₂ en is geen militair restrictiegebied.

⁴In de geologie verwijst de term voorkomen naar een specifieke locatie waar zich bijvoorbeeld aardolie en/of aardgas bevinden. In dit geval betreft het een voormalig – uitgeput – aardgasvoorkomen.

2.6 Locatiekeuze

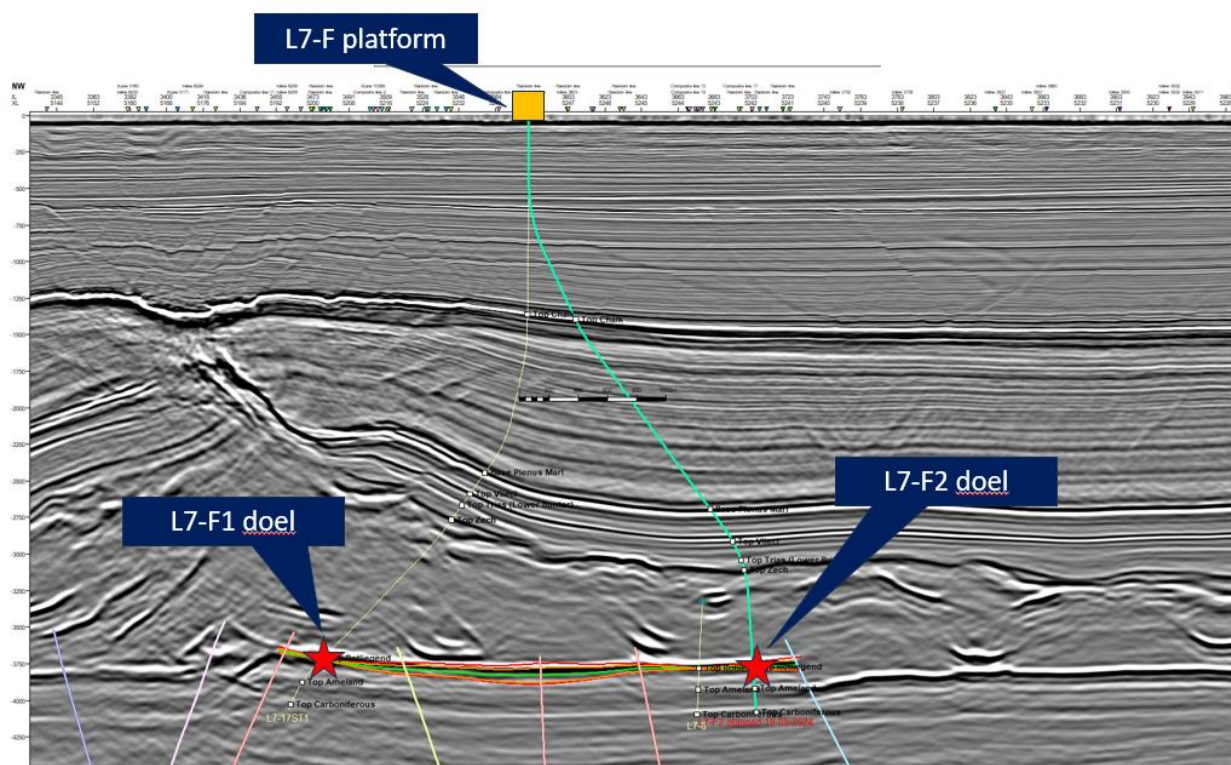
De locatie van een gaswinningsplatform wordt bepaald door de ligging van het aardgasveld in de diepe ondergrond. Er is enige speling, maar voor de productie is het gewenst dat een platform zodanig boven het gasveld wordt geplaatst dat de productie technisch uitvoerbaar is en wordt geoptimaliseerd. Als een platform niet boven het veld wordt geplaatst, moeten de putten naar het veld schuin (gedevieerd) worden geboord. Dit is slechts beperkt technisch haalbaar: hiermee is het mogelijk om de platformlocatie enkele honderden meters tot een kilometer te verschuiven. Binnen deze randvoorwaarde is de beste locatie vervolgens afhankelijk van, onder meer:

- De ecologische waarden;
- De aanwezigheid van archeologische waarden op de zeebodem;
- Het beperken van de lengte van de te boren putten om projectkosten en -risico's te limiteren.

In het onderhavige geval zal het gasproductieplatform L7-F op een centrale locatie worden geïnstalleerd ten opzichte van het gebied van de ondergrondse structuur waarin het gas zich bevindt. Het westelijke en oostelijke deel van het gasvoorkomen lijken hoger te liggen dan het middelste gedeelte. De opbrengst uit het gasveld wordt gemaximaliseerd door naar elk van de hoger gelegen delen één put te boren. Door gas te produceren vanuit de hoger gelegen delen van het gasveld, wordt bovendien het risico dat water wordt meegeproduceerd, verkleind. Dit komt de productie weer ten goede.

Alleen wanneer het platform boven het midden van het veld wordt geplaatst, kunnen beide putten vanaf dezelfde oppervlaktelocatie worden aangeboord. Het reservoir zal dan onder een hoek (gedevieerd) worden aangeboord. De nu gekozen locatie maakt het mogelijk dit binnen de technische boorbependingen te realiseren die gelden voor het boren van een gedevieerde put. Als het platform op een andere locatie wordt geplaatst, is het niet mogelijk vanaf hetzelfde platform beide reservoirpunten aan te boren.

De locatie van het platform en de boortrajecten ten opzichte van het gasvoorkomen zijn weergegeven op de volgende figuur. Hierop is te zien dat de oostelijk en westelijke flanken van het gasvoorkomen omhoog hellen ten opzichte van het midden van het veld.



Figuur 2-6: Dwarsdoorsnede ondergrond en locatie platform.

Een wezenlijk andere locatie is in het onderhavige geval technisch niet mogelijk. Het is niet de verwachting dat een verplaatsing van het gaswinningsplatform in dit deel van de Noordzee leidt tot noemenswaardig andere milieueffecten. Een geheel andere locatie, gelegen buiten het Natura2000 gebied, is door de hiervoor beschreven technische beperkingen geen realistisch alternatief. Om deze reden worden geen andere locaties voor het platform onderzocht in het MER.

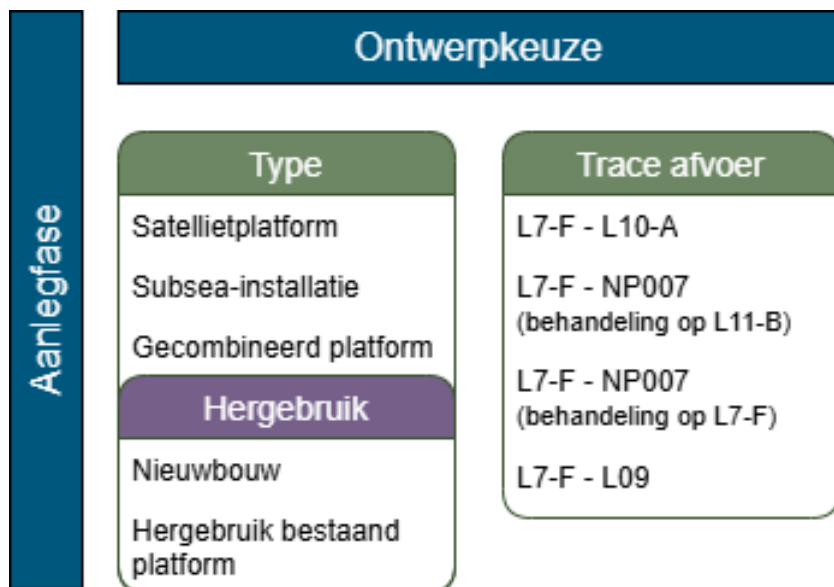
Op voorhand zijn er geen redenen om aan te nemen dat de ontwikkeling van het platform op deze locatie onverenigbaar is met de instandhoudingsdoelstellingen van het Natura 2000-gebied het Friese Front. Aanlegwerkzaamheden zullen niet plaatsvinden in de kwetsbare periode van de zeekoet (juli tot en met oktober). De gevolgen voor de omgeving zullen nader worden onderzocht in het MER, waarbij ook wordt onderzocht hoe gevolgen zo veel als mogelijk kunnen worden voorkomen en, waar nodig, kunnen worden gemitigeerd.

2.7 Alternatieven en varianten

Hiervoor is uitgelegd dat er geen alternatieven zijn ten aanzien van de locatie voor het platform. Dit is inherent aan het feit dat het gaat om de ontwikkeling van het gasvoorkomen op een specifieke locatie in de diepe ondergrond. Dit gasvoorkomen komt niet elders voor, alleen daar waar een proefboring heeft uitgewezen dat er op die locatie winbaar aardgas aanwezig is.

Ten aanzien van de manier waarop de productielocatie wordt ontwikkeld, geldt dat het aantal alternatieven en varianten zeer beperkt is vanwege de specifieke omstandigheden op de Noordzee. De specifieke omstandigheden op de Noordzee brengen mee dat bepaalde alternatieven en varianten op voorhand als niet-realistisch kunnen worden aangemerkt, omdat zij technisch niet kunnen worden gerealiseerd op de productielocatie of zo kostbaar zijn dat gaswinning niet meer rendabel is.

In het onderhavige geval heeft Eni Energy in de voorbereidingsfase van het project onderzoek gedaan naar verschillende manieren om de productielocatie te ontwikkelen. Onderstaande afbeelding laat zien binnen welk kader Eni Energy afwegingen heeft gemaakt.



Figuur 2-7: Alternatieven (in groen) en variant (in paars) die zijn overwogen.

Uit deze figuur blijkt dat er in de aanlegfase ten aanzien van de ontwikkeling van het platform drie alternatieven zijn: een satellietplatform, een subsea-installatie en een gecombineerd productie- en behandelingsplatform. Binnen het type platform bestaat de variant nieuwbouw of hergebruik. Ten aanzien van de aanleg van de pijpleiding zijn er drie alternatieve routes.

Hierna wordt toegelicht welke niet-realistische alternatieven en varianten in de voorbereidingsfase zijn afgefallen en waarom. De niet-realistische alternatieven en varianten worden in de mer-procedure niet verder onderzocht, omdat ingeval van een niet-realistische ontwikkeling op voorhand vaststaat dat het project niet uitvoerbaar is voor Eni Energy.

Het alternatief dat wel maakbaar, betaalbaar en probleemoplossend is, wordt in paragraaf 2.8 beschreven als "het voorkeursalternatief". Het voorkeursalternatief wordt in het MER in groter detail beschouwd en afgezet tegen de situatie waarin het project niet gerealiseerd wordt: de 'referentiesituatie'. Waar van toepassing gaat het MER in op mogelijke varianten binnen het voorkeursalternatief:

- De bevestiging van het platform in de zeebodem
- De energievoorziening op het boorplatform
- De installatie van de conductors
- Het lozen van boorspoeling en boorgruis
- De locatie van de bevoorradingshaven
- De locatie van de heliport
- Transportmogelijkheden
- De wijze van aanleggen van de pijpleiding.

2.8 Niet-realistische alternatieven en varianten

Alternatief: satelliet platform

Een satelliet platform is een platform met minimale faciliteiten waar uitsluitend aardgas wordt gewonnen, dat vervolgens via een pijpleiding naar een behandelingsplatform op een andere locatie wordt getransporteerd.

Als de L7-F locatie zou worden ontwikkeld met een satellietplatform, dan zou het dichtstbijzijnde behandelingsplatform het L10-A platform zijn, op 15 km afstand van de L7-F locatie. Het L10-A platform is een verzamelnaam voor vier aan elkaar verbonden platformen die zijn gebouwd in 1972 (L10-AD), 1975 (L10-AP en L10-AR) en 1987 (L10-AC). Op het L10-A platform wordt geproduceerd uit een ander gasvoorkomen. In de huidige situatie fungeert L10-A als gasbehandelingsplatform voor verschillende satellietplatformen (bijvoorbeeld L10-B, L10-E, L10-F, L10-M). Naar verwachting stopt de gasbehandeling op het L10-A platform omstreeks 2030. Dit is de belangrijkste reden dat Eni Energy het plaatsen van een satellietplatform met aansluiting op het L10-A platform niet-realistisch acht: op de L7-F locaties zal 10 tot 15 jaar gas kunnen worden geproduceerd, derhalve tot 2035-2040. Dit betekent dat het L10-A platform de gasbehandeling niet gedurende de gehele productieduur van de L7-F locatie kan faciliteren. Het is niet-realistisch om gedurende de productiefase de gasbehandeling te verleggen naar een ander gasbehandelingsplatform. Om deze reden is de plaatsing van een satellietplatform met aansluiting op het L10-A platform afgefallen als realistisch alternatief.

Alternatief: subsea-installatie

Een subsea-installatie is een installatie op de zeebodem. Om een subsea-installatie te kunnen aanleggen, is voldoende waterdiepte nodig. Grote subsea-installaties voor meerdere gasvelden hebben diverse gasputten die door pijpleidingen en umbilicals zijn verbonden met een hoofdplatform. Geproduceerd aardgas en condensaat worden afgevoerd naar een nabijgelegen behandelingsplatform. Het onderhoud aan een subsea moet worden uitgevoerd door duikers. De installatie wordt beschermd door een kooiconstructie.

Het is mogelijk om een productielocatie te ontwikkelen met behulp van een of meerdere subsea putten in plaats van een platform zoals voorgenomen voor L7-F. Een subsea-installatie kent echter verschillende praktische en bedrijfseconomische nadelen. Voor elke vorm van interventies en onderhoud aan subsea-installaties moet een boorplatform (drilling rig) of zelfheffend werkschip (jack-up barge) ter plaatse komen. Dit leidt tot periodiek terugkerende hogere emissies en een grotere impact op het milieu en de natuur dan bovenzee alternatieven. Deze vorm van interventies en onderhoud is bovendien erg kostbaar. Dit leidt tijdens de productiefase al tot een lager winningspercentage dan bij een bovenzee oplossing, met als gevolg dat gaswinning sneller minder rendabel wordt. Het gevolg hiervan is dat subsea-installaties eerder worden afgesloten. Hierdoor blijft onnodig veel aardgas in het reservoir achter. Voor een subsea-installatie geldt verder dat die zou moeten worden aangesloten op het L10-A platform voor gasbehandeling. Ook hier geldt dat het L10-A platform de gasbehandeling niet gedurende de gehele productiefase kan faciliteren. Tegen deze achtergrond is ook een subsea-installatie in het onderhavige geval geen realistisch alternatief gebleken.

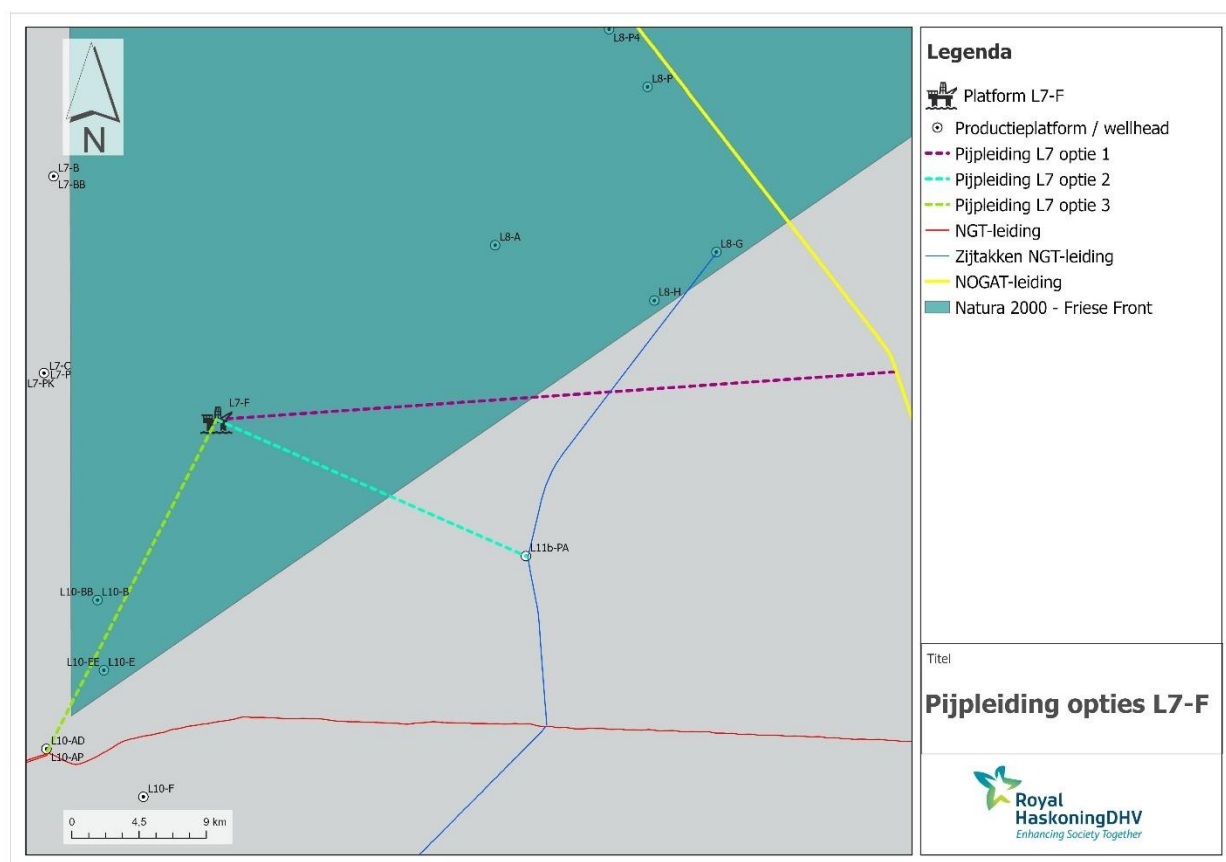
Alternatieve pijpleiding tracés

Al het aardgas dat op de Noordzee wordt geproduceerd, wordt aan land gebracht via een van de twee grote leidingen van NOGAT of NGT. Om het aardgas en condensaat dat wordt geproduceerd op de L7-F locatie aan land te krijgen, moet de locatie worden verbonden met een van deze leidingen. Er zijn drie tracés overwogen voor de afvoer van het gas (zie ook de figuur hieronder):

- Optie 1: nieuwe pijpleiding vanaf de L7-F locatie rechtstreeks naar de NOGAT-leiding (de paarse route). Bij deze optie wordt op de L7-F locatie geproduceerd aardgas afgevoerd naar 'side tap'-punt L09 op de NOGAT-leiding, waarna naar het vasteland gaat.

- Optie 2: nieuwe pijpleiding vanaf de L7-F locatie naar het bestaande (bemande) productieplatform L11b van ONE-Dyas (de lichtblauwe route). Het L11b platform is aangesloten op de NGT-leiding (NP-007). Op L7-F geproduceerd aardgas zou in dit scenario dus via de NGT-leiding naar het vasteland worden gebracht.
- Optie 3: nieuwe pijpleiding vanaf de L7-F locatie naar het L10-A platform (de lichtgroene route). Het L10-A platform is aangesloten op de NGT-leiding. Op L7-F geproduceerd aardgas zou ook in dit scenario via de NGT-leiding naar het vasteland worden gebracht.

Figuur 2-8 toont de opties 1, 2 en 3 ten opzichte van het Natura 2000-gebied het Friese Front.



Figuur 2-8: Mogelijk routes van de pijpleiding voor de afvoer van het aardgas.

Tabel 2-1 laat zien welke afwegingen zijn gemaakt ten aanzien van de drie pijpleidingalternatieven. Uit deze afweging is optie 1 als enige realistische alternatief naar voren gekomen. Om deze reden worden geen andere trajecten van de pijpleiding onderzocht in het MER. Volledigheidshalve wordt opgemerkt dat er nog een alternatieve aansluiting is op NOGAT-leiding ten noorden van de paarse route. Het tracé van deze route loopt echter geheel door het Natura 2000-gebied Frieze Front en is om die reden evenmin overwogen als realistisch alternatief.

Tabel 2-1: Afweging afvoerroute gewonnen aardgas.

Beschrijving	Detail	Afwegingen
Tracé afvoer naar L09 ('side tap' NOGAT)	Om het ruwe aardgas op specificatie voor NOGAT te brengen wordt het aardgas behandeld in de productie-installatie L7-F.	Er is een gasproductie-installatie nodig op L7-F. Deze installatie zal aanwezig zijn, anders is er geen gaswinning.

Het ruwe aardgas wordt op het L7-F-platform behandeld en via een nieuwe leiding direct afgevoerd naar het NOGAT-gastransportsysteem.	Voor het aansluiten op NOGAT zijn een nieuwe pijpleiding en aansluitpunt op NOGAT nodig. Deze aansluiting wordt beschermd met een kooiconstructie. De leiding wordt in de bodem ingegraven conform de norm NEN 3656. Bij kruisingen met bestaande kabels en leidingen worden betonmatrassen en steenstort toegepast. Het maken van de aansluiting op de NOGAT-leiding neemt ongeveer twee maanden in beslag, waarbij een mobiel werkplatform en een drukkamer voor duikers worden gebruikt. De nieuwe pijpleiding naar de NOGAT-leiding moet een aantal pijpleidingen en een kabel kruisen.	Het aanleggen van een compleet nieuwe pijpleiding en aansluiting brengt werkzaamheden met zich mee die milieu-impact kunnen hebben en tijd en geld kosten.
Tracé afvoer naar NP-007 nabij L11-B Het ruwe aardgas wordt vanaf de winning bij L7-F via de NP-007-leiding afgevoerd, dat aansluit op het NGT-gastransportsysteem. Voor de behandeling kan het bestaande platform L11-B worden gebruikt of het L7-F platform.	Bij deze variant wordt het ruwe aardgas afgevoerd via een nieuwe leiding naar de NP-007 aansluiting op de NGT gastransportleiding. Voorafgaand aan de afvoer via de nieuwe leiding kan de behandeling van het gas plaatsvinden op het L7-F platform. Of de behandeling kan plaatsvinden op het bestaande L11-B platform waarop de nieuwe leiding kan worden aangesloten. Bij deze laatste optie kan bij L7-F volstaan worden met een satelliet-platform. De NP-007-leiding is verbonden met een flexibele pijpleiding met beperkte capaciteit.	Deze route is korter dan de eerste optie en kruist geen clearway, maar het is onzeker of de flexibele NP-007 leiding de additionele gasstroom van L7-F voldoende kan verwerken. Deze onzekerheid maakt deze optie ongeschikt. Daarnaast is deze flexibele verbinding in de toekomst mogelijk onderwerp van evaluatie bij verlenging van de acceptatie van het systeem. Voorts ontstaat er een risico op complicaties (een zogenaamde 'black-out') bij gebruik van bestaande infrastructuur als gevolg van verschillende gasdrukken in de leidingen. Bij de als tweede genoemde optie geldt dat de investeringskosten en operationele kosten van een satelliet lager zijn dan van een behandelingsplatform. Er zal wel een tarief verschuldigd zijn voor de behandeling van het aardgas op het bestaande platform. Ook ontstaat een afhankelijkheid van het bestaande platform bij technische problemen of abandonneren.
Tracé afvoer naar L10-A Het ruwe aardgas wordt vanaf L7-F naar het bestaande platform L10-A afgevoerd voor behandeling. Op dit platform wordt het gas behandeld, waarna het wordt afgevoerd naar het NGT-gastransportsysteem.	Bij deze variant wordt het gas gewonnen met een satellietplatform en vindt de verdere gasbehandeling op een nabijgelegen bestaand platform plaats. Het daar behandelde aardgas wordt vervolgens samen met het gas van dat bestaande platform via de afvoerleiding van dat platform via de NGT-leiding naar de wal gevoerd. Voor deze afvoerroute is de aanleg van een nieuwe pijpleiding tussen de productie-installaties L7-F en een bestaand behandelingsplatform noodzakelijk. De verwachting is dat de gasbehandeling op L10-A rond 2030 buiten gebruik wordt gesteld.	De investeringskosten en operationele kosten van een satelliet zijn lager dan van een behandelingsplatform. Er zal wel een tarief verschuldigd zijn voor de behandeling van het aardgas op het bestaande platform, en er ontstaat een afhankelijkheid van het bestaande platform bij technische problemen of abandonneren. De route naar het L10-A platform is niet toekomstbestendig. De verwachte buitengebruikstelling van gasbehandeling op L10-A rond 2030 maakt deze optie ongeschikt voor de langetermijnplanning van L7-F. Voorts is er een risico op complicaties (een zogenaamde 'black-out'¹¹) bij gebruik bestaande infrastructuur als gevolg van verschillende gasdrukken.

Variant: nieuwbouw platform of hergebruik bestaand platform

Voor de wijze van realisatie van het behandelingsplatform bestaan twee uitvoerbare varianten:

- Nieuwbouw van een behandelingsplatform.
- Hergebruik van een bestaand behandelingsplatform

Hierbij geldt dat alleen de topside van een bestaand platform geschikt is voor hergebruik. Deze moet worden geplaatst op een nieuwe onderbouw (jacket). De bestaande onderbouw van een platform, bijvoorbeeld van het E17-A platform, kan vanwege de volgende redenen niet worden hergebruikt:

- Het verschil in waterdiepte. Door verschillen in waterdiepte tussen de E17-A en L7-F locaties, is het fundatie-ontwerp van de E17-A onderbouw niet geschikt voor de L7-F locatie.
- Verminderde betrouwbaarheid. Door jarenlange blootstelling aan de Noordzee is er een kans dat de onderbouw tekenen van metaalmoeheid vertoont. Deze materiaaldegradatie vermindert de betrouwbaarheid van de constructie en vormt een risico voor de veiligheid als deze wordt hergebruikt op een nieuwe locatie.
- Hogere onderhoudskosten. Hergebruik van het jacket zou inspectie- en onderhoudsactiviteiten vereisen. De kosten hiervoor zouden een stuk hoger zijn dan die van een nieuwe onderbouw.

De afweging tussen beide mogelijkheden staat in Tabel 2-2.

Tabel 2-2: Afweging nieuw of hergebruikt platform.

Beschrijving	Detail	Afwegingen
Nieuwbouw behandelingsplatform Een nieuw behandelingsplatform wordt ontworpen conform eisen en wensen voor het project.	Een nieuw ontwerp kan rekening houden met de huidige stand van techniek op het vlak van milieu- en veiligheid. Verder zijn er mogelijkheden tot elektrificatie, bediening op afstand en mogelijke aanvullende mitigerende maatregelen in het kader van de omgeving.	Het nieuw ontwerpen van de topside voor L7-F leidt tot: ■ Hogere kosten: Veel hogere kosten dan hergebruik (CAPEX). ■ Vertraging start gasproductie: Ontwerpen en bouwen van een nieuw platform duurt langer dan het hergebruik van een oud platform. ■ Milieunadelen: Het gebruik van materiaal en energie bij constructie. ■ Mogelijke milieuvordelen in de gebruiksfase door nieuwe technieken.
Hergebruik bestaand behandelingsplatform De bovenzijde van het bestaande E17-A platform wordt hergebruikt voor L7-F.	E17-A is momenteel in gebruik voor aardgasproductie. De beoogde beëindiging van aardgasproductie in blok E17 valt samen met realisatie van L7-F waardoor het platform hergebruikt zou kunnen worden. Het formaat en capaciteit van het E17-A platform zijn geschikt voor L7-F. Het betreft een operationeel veilig platform met een bekend ontwerp, dat risico's vermindert. Het platform is in goede conditie, goed onderhouden en voldoet aan geldende wet- en regelgeving. Bovendien is het zonder aanpassing geschikt voor aansluiting op de NOGAT-pijpleiding.	Hergebruik van de topside bij L7-F leidt tot: ■ Kostenefficiëntie: Veel lagere kapitaalkosten (CAPEX) dan nieuwbouw. ■ Versnelde gasproductie: Door snelle beschikbaarheid kan het project eerder worden uitgevoerd; dit past bij het Versnellingsplan. ■ Milieuvordelen: Hergebruik van bestaande infrastructuur zorgt voor lagere CO₂-uitstoot dan nieuwe constructies en installaties. ■ Milieunadelen: Mogelijke milieunadelen in de gebruiksfase door oudere technieken. ■ De in de toekomst noodzakelijke compressiefaciliteiten (compensatie drukverlies voor drukdaling in gasreservoir) zijn al aanwezig.

In de vergelijking slaat de balans door naar hergebruik van de topside van het bestaande platform E17-A. De topside van dit platform is zonder kostbare en tijdrovende modificaties toepasbaar en geschikt voor de gaswinning op de L7-F locatie. Door hergebruik van een bestaand platform wordt uitstoot gerelateerd aan

de bouw van een nieuw platform vermeden. De voordelen van hergebruik zijn groter dan de nadelen die door een nieuw ontworpen en gebouwd platform kunnen worden weggenomen.

2.9 Het voorkeursalternatief

Het voorkeursalternatief ziet er zodoende als volgt uit:

- Het gasproductieplatform L7-F wordt geplaatst op een centrale locatie ten opzichte van de ondergrondse structuur waarin het gas zich bevindt.
- Het gasproductieplatform zal een gecombineerd productie- en behandelingsplatform zijn. De aansluiting van een satellietplatform op het L10-A platform - voor zover al mogelijk vanuit het perspectief van toekomstbestendigheid – leidt tot een hogere milieubelasting dan de gasbehandelingsinstallatie op L7-F. De installaties op L7-F zullen moderner zijn en gebruiken een compressiesysteem dat minder uitstoot geeft. Daarnaast is de capaciteit van de installaties op L7-F kleiner dan die van L10-A, hetgeen tot lagere emissies leidt in de operationele fase en bij onderhoud.
- De topside van het bestaande E17-A platform zal worden hergebruikt (Figuur 2-9). De installaties op de topside zijn altijd goed onderhouden, hebben bewezen betrouwbaar te zijn en voldoen aan huidige wet- en regelgeving. Deze topside is voorzien van een helikopterdek.
- Een pijpleiding vanaf de L7-F locatie die rechtstreeks met de NOGAT-leiding zal worden verbonden bij het L09 aansluitpunt.



Figuur 2-9: Afbeelding van het E17-A platform.

Het voorkeursalternatief omvat een aanlegfase en een productiefase. Deze fasen worden in onderstaande paragrafen nader toegelicht. Volledigheidshalve wordt daarnaast ook ingegaan op beëindiging van de gaswinning en de daarmee verbonden activiteiten.

2.9.1 Aanlegfase

De werkzaamheden in de aanlegfase zijn onderverdeeld in de volgende deelactiviteiten:

- Plaatsing van een nieuwe onderbouw op de L7-F locatie.
- Transport van de bovenbouw van de E17-A topside naar de L7-F locatie en installatie op het nieuwe jacket.
- Het omwerken van de al geboorde exploratieput L7-17 tot productieput L7-F1 en het boren van nieuwe productieputten L7-F2 en L7-F3. L7-F2 zal in 2026 worden geboord, L7-F3 naar verwachting in 2028.
- Het aanleggen van de pijpleiding van de L7-F locatie naar aansluitpunt L09 bij de NOGAT-leiding.
- Het testen en opstarten van de installatie.

Onderbouw en installatie topside

Offshore platforms bestaan uit een onderbouw (jacket) en een bovenbouw (topside). De onderbouw is de draagstructuur van het platform. De bovenbouw (het eigenlijke platform) bevat ondersteunende installaties. Ter voorbereiding wordt de onderbouw op land zo compleet mogelijk gebouwd om werkzaamheden op de locatie L7-F te beperken. Vervolgens wordt de nieuwe onderbouw op het dek van een transportschip naar de locatie gebracht en daar met behulp van een kraanschip geïnstalleerd (Figuur 2-10). De onderbouw wordt met heipalen in de zeebodem verankerd.

Voor de bovenbouw van L7-F wordt gebruik gemaakt van de bestaande E17-A bovenbouw. Het E17-A platform bevindt zich in mijnbouwblok E17 op N – 54°05'52.894"; E – 3°21'36.882" (WGS-84) / 54.098021608°N; 3.360238765°E (ETRS89). De bovenbouw verkeert in een goede conditie en voldoet aan geldende wet- en regelgeving. E17-A is een productieplatform waarvan het exportproduct (aardgas) geschikt is om direct in de bestaande NOGAT-leiding te brengen. De E17-A bovenbouw is met enkele kleine modificaties geschikt voor de aardgasproductie bij L7-F. Voor het installeren wordt op de L7-F locatie een nieuwe onderbouw (jacket) geplaatst. Aangezien E17-A op dit moment nog produceert en goed onderhouden wordt, is het niet noodzakelijk om het E17-A platform (inclusief de daarop aanwezige installaties) te repareren of te modificeren.

Voordat de bovenbouw beschikbaar komt, wordt de aardgasproductie bij E17-A beëindigd, worden de aan E17-A verbonden putten buiten gebruik gesteld en wordt de topside gereed gemaakt voor transport. Deze activiteiten maken geen deel uit van de scope van de gaswinning bij L7-F en zijn daarmee geen onderdeel van het MER. Er worden voor die activiteiten waar nodig separate procedures doorlopen. Nadat deze procedures zijn doorlopen en nadat de onderbouw is geplaatst op de L7-F locatie, kan de E17-A bovenbouw gereed worden gemaakt voor verwijdering en transport. De bestaande E17-A bovenbouw wordt losgekoppeld en wordt met een kraanschip van de onderbouw getild. Daarna wordt de bovenbouw naar de L7-F locatie vervoerd om op de nieuw geplaatste onderbouw gezet te worden.



Figuur 2-10: Afbeelding van de plaatsing van een platform op een onderbouw (ter illustratie).

Boren van de gaswinningsputten

Nadat het platform is geïnstalleerd, wordt de bestaande exploratieput L7-17-ST1 omgezet naar productieput L7-F1. Deze put is reeds geboord, maar is momenteel tijdelijk verlaten (gesuspendeerd) en met cementpluggen afgedicht. Er hoeft bij deze put geen conductor te worden geheid; er vindt alleen een ombouw plaats tot productieput. Het heropenen van deze put gebeurt met behulp van het boorplatform, waarbij de cementpluggen worden uitgeboord.

Naast de ombouw van de bestaande L7-17-ST1-put, boort Eni Energy twee nieuwe putten naar het gasveld L7-F (L7-F2 en L7-F3). De putten worden geboord met behulp van een zogenaamd zelfheffend boorplatform, zie Figuur 2-11. Het boorplatform wordt gehuurd van een gespecialiseerd bedrijf, inclusief specialisten om het boorplatform te bedienen en te onderhouden. Tijdens het uitvoeren van boringen is altijd een expert van Eni Energy aanwezig om een veilige en verantwoorde uitvoering van de werkzaamheden te bewaken.



Figuur 2-11: Een drilling rig (op de afbeelding: bij het D18a-A platform).

Pijpleiding

Voor de afvoer van het gewonnen gas en condensaat wordt met behulp van een pijpleidingschip een pijpleiding op de zeebodem gelegd. De pijpleiding krijgt een lengte van circa 27 km en een verwachte diameter van 12 inch (circa 30 cm). Pijpleidingen met een buitendiameter van minder dan 40 cm moeten worden begraven volgens NEN 3656, omdat stalen leidingen met een uitwendige diameter, groter dan 40 cm, in de praktijk geen probleem zijn voor de visserij (ze zijn 'overvisbaar'). Dit betekent dat de pijpleiding moet worden ingegraven. Hiervoor wordt gebruikt gemaakt van een gespecialiseerd vaartuig. Via deze pijpleiding wordt het platform aangesloten op de bestaande NOGAT-leiding.

Bij het aanleggen van de pijpleiding zullen de volgende omstandigheden in acht worden genomen. Op deze aspecten zal in het MER nader worden ingegaan. In dit kader worden ook hinder en risico's voor de scheepvaart en visserij in beeld gebracht.

- De pijpleiding dient zoveel als mogelijk haaks te kruisen met de clearway die de pijpleiding kruist en volgens de kortste route, zodat de scheepvaart zo kort mogelijk wordt gehinderd.
- De pijpleiding dient op minimaal 1,5 mijl afstand vanaf kruisingen te liggen.
- De leidingen liggen zodanig diep ingegraven dat a) bij beperkte beroering van de bodem (sleepnetvisserij of ondiep ankeren) geen problemen ontstaan en dat b) gedurende de levensduur het noodzakelijk onderhoud aan de leidingen nihil blijft. De leiding dient dus altijd overvisbaar te zijn.

Tijdsduur activiteiten

De plaatsing van de onderbouw en installatie van de topside duurt ongeveer een week. Het ombouwen van L7-17-ST1 tot productieput L7-F1 duurt circa 60 dagen. Het boren van de L7-F2- en L7-F3-putten duurt naar verwachting in beide gevallen circa 80-85 dagen per put. De aanleg van de pijpleiding vergt 10 tot 12 weken. Deze activiteiten vallen niet noodzakelijkerwijs samen.

Transportactiviteiten

Tijdens de aanlegwerkzaamheden vindt transport per helikopter en schip plaats voor de aan- en afvoer van personeel, materialen, brandstof en afval.

Mogelijke milieueffecten

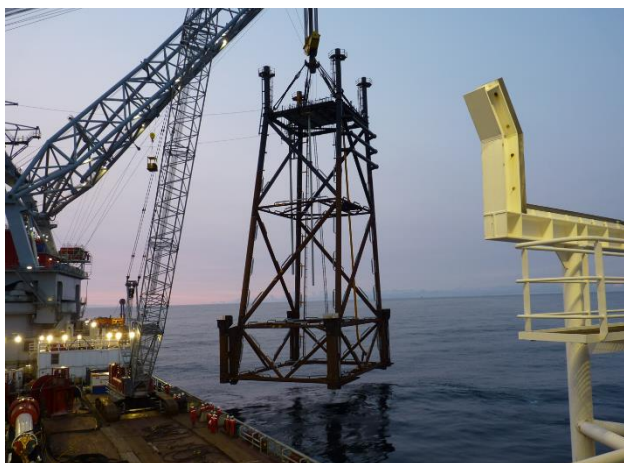
De belangrijkste emissies en mogelijke verstoringen tijdens de aanlegfase zijn naar verwachting:

- Verstoring van de zeebodem en vertroebeling van het zeewater door de plaatsing van het platform, het leggen van de pijpleiding en de lozing van boorgruis;
- Verstoring van vogels, vissen en zeezoogdieren door licht, geluid en beweging van de activiteiten;
- Onder- en bovenwatergeluid door het boren van de putten en de verankering van het platform;
- Verstoring van (beschermde) natuurwaarden en archeologische resten op de zeebodem;
- Licht, warmte en geluid van het affakkelen tijdens het testen;
- Effecten van onvoorziene voorvallen⁵, zoals blow-outs⁶ of onbedoelde lozingen.

De aanlegfase van het L7-F platform is gevisualiseerd in de volgende serie afbeeldingen (Figuur 2-12 t/m Figuur 2-16).



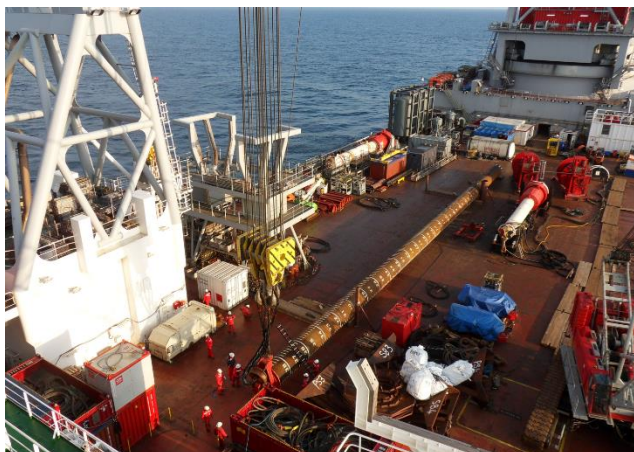
Figuur 2-12: Transport van de onderbouw (samen met een 2^e jacket voor een andere locatie).



Figuur 2-13: Plaatsing van de onderbouw.

⁵ In het kader van nationale en Europese regelgeving wordt toegezien op het voorkomen van zware ongevallen, onder meer in het kader van het wettelijk verplichte Rapport inzake Grote Gevaren (RiGG). Hierin worden de risico's en effecten geanalyseerd en gemitigeerd. Deze wetgeving richt zich, behalve op de veiligheid van het personeel, ook op het voorkomen van schade aan het milieu

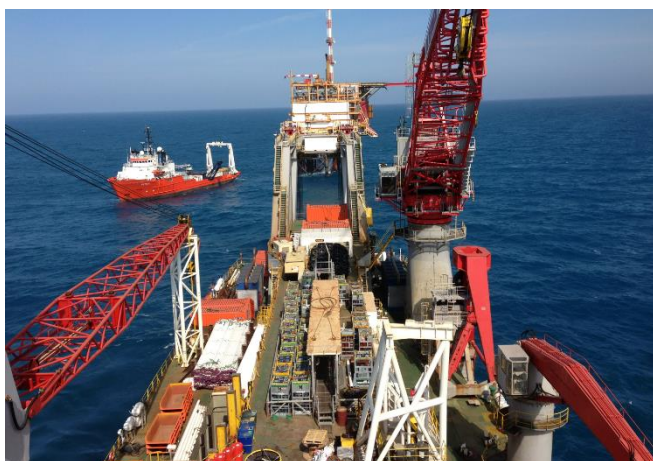
⁶ Een blow-out is het ongecontroleerd uitstromen van gas uit een put waarbij grote hoeveelheden gas in het milieu terecht komen.



Figuur 2-14: Eén van de heipalen die wordt gebruikt om de onderbouw te verankeren in de zeebodem



Figuur 2-15: Plaatsing van de bovenbouw op de onderbouw.



Figuur 2-16: Het schip dat de pijpleiding legt (op de afbeelding: de pijpleiding tussen D18 en D15)

2.9.2 Productiefase

Tijdens de productiefase wordt aardgas geproduceerd uit het aardgasveld L07e/L08f. Het gewonnen gas wordt op het platform L7-F behandeld. Hulpstoffen worden via een transportschip aangevoerd. Het L7-F platform is bemand, maar er wordt onderzocht of het platform in een wat later stadium ook onbemand kan

worden bediend. Gedurende de nacht kan het platform in op afstand worden bediend. Het biedt onder meer plaats aan:

- De bovengrondse afwerking van de putten bestaande uit veiligheids- en regelkleppen ('X-mas tree'),
- Injectie van corrosie- en hydraat-inhibitor in de uitgaande pijpleiding om corrosie en hydraatvorming te voorkomen,
- Hulpsystemen waaronder regel- en beveiligingssystemen en reddingsmiddelen.

Onderhoud en inspecties

Het platform wordt robuust (in roestvast staal) uitgevoerd. Hiernaast wordt door automatisering van processen bereikt dat de grootte van de bemanning op het platform beperkt kan blijven. De roestvast stalen constructies, technische installaties, putten en pijpleiding worden periodiek geïnspecteerd en onderhouden om ze in een goede en veilige conditie te houden. Het platform beschikt over een helikopterdek. Goederen worden hoofdzakelijk per schip aan- en afgevoerd. Uit het Noordzeeakkoord volgt dat voor transport van mensen en goederen naar gasplatforms consequent een afweging moet worden gemaakt over het transportmiddel (boot of helikopter). In het MER wordt ingegaan op de inzet van schepen en helikopters, de redenen daarvoor en intensiteit daarvan.

Het onderhoud aan de pijpleiding bestaat uit inspectie van de technische staat, monitoring van de ingraafdiepte in de zeebodem (indien nodig) en waar nodig activiteiten om een leidingdeel opnieuw in te graven.

Mogelijke (milieu)effecten

De belangrijkste emissies en verstoringen als gevolg van de gasproductie op het platform zijn:

- Bij noodsituaties, afblazen van aardgas naar de lucht (koolwaterstofemissies);
- Geluid- en lichtuitstraling van het platform en van bezoekende helikopters en schepen;
- Beperkingen voor de scheepvaart en visserij;
- Effecten van onvoorziene voorvallen, zoals blow-outs, aanvaringen of het lek raken van de gasleiding.

Tijdsduur productie

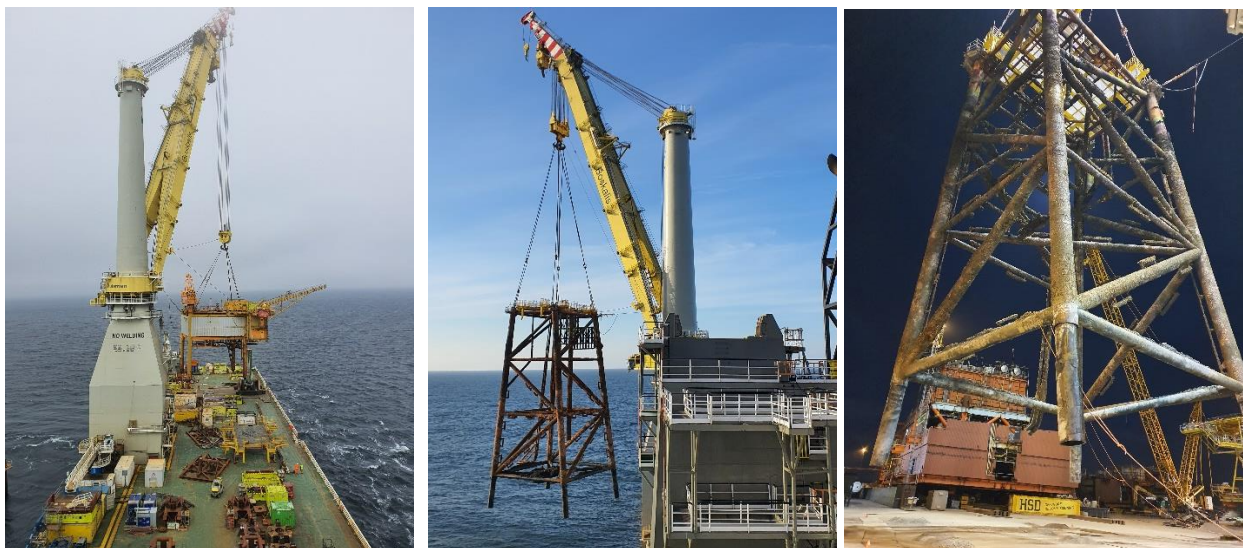
Eni Energy gaat uit van een gaswinning gedurende 10 tot 15 jaar.

2.9.3 Beëindiging gaswinning

De abandonnering (buitengebruikstelling) vindt plaats na beëindiging van de gaswinning. Wanneer het gasveld is leeggeproduceerd kunnen de putten veilig worden afgesloten.

Afsluiting putten

Na het staken van de gaswinning worden de putten conform de geldende regels (op dit moment de Mijnbouwwet) afgedicht en de verbuizingen van de putten tot beneden de zeebodem verwijderd. Vervolgens wordt het platform verwijderd. Het platform of delen daarvan worden zo mogelijk elders weer gebruikt. Niet herbruikbare delen worden gerecycled of anderszins verwerkt. Ook wordt onderzocht welke delen van de leiding worden verwijderd en welke blijven liggen, afhankelijk van de dan geldende wetgeving. Als installatiedelen zijn verwijderd, wordt de zeebodem geïnspecteerd en zo nodig opgeruimd om zeker te zijn dat geen (gevaarlijke) obstakels achterblijven. De verwijdering van het platform is gevisualiseerd in Figuur 2-17.



Figuur 2-17: Van links naar rechts: (1) Verwijdering van de bovenbouw, (2) en (3) Verwijdering van het jacket.

Mogelijke milieueffecten

De belangrijkste emissies en verstoringen als gevolg van het ontmantelen zijn:

- Verstoring van vogels, vissen en zeezoogdieren door licht, geluid en aanwezigheid van het platform, helikopters, de schepen en de werkzaamheden daarop;
- Verstoring van de zeebodem en vertroebeling van het zeewater door de verwijdering van het platform en, indien vereist, het uitgraven en verwijderen van de pijpleiding;
- Geluid en emissies van betrokken schepen en apparatuur;
- Hinder voor scheepvaart en visserij;
- Vrijkomen van afval.

Tijdsduur

De tijdsduur van de totale verwijdering van de putten, het platform en de pijpleiding wordt ingeschat op 14 maanden na beëindiging van productie.

2.10 Mitigerende en versterkende maatregelen

Het uitgangspunt van het project is dat het aardgas op een verantwoorde manier wordt gewonnen. Als tijdens het opstellen van het MER blijkt dat maatregelen nodig zijn om significante nadelige milieueffecten te voorkomen, te beperken of teniet te doen, worden deze maatregelen in het MER beschreven als zogenaamde mitigerende maatregelen. Hierbij moet gedacht worden aan maatregelen om emissies te beperken, het energieverbruik te verminderen of geluid te beperken. Het is aan het bevoegd gezag om te bepalen of de voorgestelde mitigerende maatregelen worden opgenomen in vergunningvoorschriften.

Voor de gaswinning L7-F worden natuurversterkende maatregelen ontworpen. Deze maatregelen passen binnen de ecologische context van het projectgebied. Deze maatregelen kunnen opgenomen worden als 'natuur inclusief' design, waarmee wordt beoogd een vestigingsklimaat te creëren voor relevante soorten. Eni Energy zal zorgdragen voor monitoring van de natuurversterkende maatregelen en zal onderzoeken op welke manier een monitoringsprogramma kan worden opgezet. Dit kan bijdragen aan invulling van bestaande kennisleemtes. De te treffen maatregelen worden in het MER beschreven.

3 Milieueffecten en effectbeoordeling

3.1 Potentiële milieueffecten

In het MER worden de effecten op het (zee)milieu bepaald die het project en de varianten daarop hebben. Gebruik wordt gemaakt van eerdere in het gebied uitgevoerde studies. De in het MER te onderzoeken effecten van de activiteiten en varianten zijn samengevat in Tabel 3-1. De beoordelingscriteria zijn onderverdeeld in een aantal thema's. In de tabel is aangegeven of de aspecten (samenhangend met een thema) kwantitatief dan wel kwalitatief worden behandeld.

In paragrafen 3.1.1 tot en met 3.1.11 is per milieuaspect een korte toelichting is gegeven.

Tabel 3-1: Overzicht van de effecten van de activiteiten en alternatieven, die in het MER worden onderzocht

Thema	Aspect	Kwalitatief/kwantitatief
Zeebodem	- Bodemverstoring - Bodemdaling	Kwalitatief, waar mogelijk kwantitatief
Waterkwaliteit	Vertroebeling en verontreiniging van de waterkolom	Kwalitatief, waar mogelijk kwantitatief
Natuur	- Beschermde gebieden - Beschermde soorten (incl. effecten van fakkelen)	Kwalitatief, waar mogelijk kwantitatief
Landschap	Zichtbaarheid	Kwalitatief
Cultuurhistorie en archeologie	- Cultuurhistorische waarden - Archeologische waarden	Kwalitatief, waar mogelijk kwantitatief
Emissies naar lucht	- Luchtkwaliteit - Stikstofdepositie - Broeikasgassen	Kwantitatief
Geluid	- Bovenwatergeluid - Onderwatergeluid	Kwalitatief, waar mogelijk kwantitatief
Afval	Afvalstoffen en hergebruik	Kwantitatief
Energie	Energiegebruik	Kwantitatief
Scheepvaart, visserij, zandwinning	Hinder	Kwalitatief
Veiligheid	- Nautische veiligheid - Veiligheid van de installaties en de pijpleiding (incl. blow-out)	Kwalitatief

3.1.1 Zeebodem

Effecten op de zeebodem treden op als gevolg van grondwerkzaamheden en grondverzet tijdens de aanleg van de installatie en pijpleidingen. Dit kan leiden tot bodemverstoring of bodemdaling. De analyse wordt gebaseerd op surveys.

3.1.2 Waterkwaliteit

Binnen het thema waterkwaliteit zijn vertroebeling en verontreiniging van het zeewater door de aanleg of ontmanteling van de pijpleiding mogelijk en door lozing van boorspoeling. Deze effecten worden onderzocht middels een bureaustudie.

3.1.3 Natuur

Effecten op de natuur treden op als gevolg van de aanlegwerkzaamheden en tijdens de gebruiksfase. Effecten kunnen optreden op (beschermde) soorten en (beschermde) gebieden met bijzondere soorten en habitats. Aan de volgende effecten kan worden gedacht:

- Verstoring/ aantasting van leefgebied van faunasoorten door geluid, licht, trillingen van materieel en aanlegwerkzaamheden, en van installaties tijdens de gebruiksfase, op zee;

- Aantasting van beschermde (Natura 2000-) gebieden door stikstofdepositie vanwege activiteiten met materieel, schepen en installaties;
- Aantasting van het mariene milieu treedt mogelijk op door (onderwater) geluid en trillingen van materieel (mede tijdens de aanleg), door vertroebeling van het water door graafwerkzaamheden, door lozing van boorspoeling en mogelijk als gevolg van lozing van opgewarmd koelwater.

Voor het bepalen van de effecten van emissies naar de lucht en geluid op de natuur worden berekeningen gemaakt. Voor de overige effecten voeren we een bureaustudie uit. De mogelijke effecten op de Natura 2000-gebieden worden allereerst in een Voortoets onderzocht. Als daaruit blijkt dat significant negatieve effecten niet zijn uit te sluiten, wordt ook een passende beoordeling opgesteld waarin de effecten nader worden onderzocht. Daarbij wordt beoordeeld met welke maatregelen de significant negatieve effecten in voldoende mate kunnen worden voorkomen of beperkt. Hiernaast wordt een soortentoets uitgevoerd.

Het opstellen van een Ecologisch Protocol is aan de orde voor werkzaamheden op zee. Als er bijvoorbeeld geheild moet worden voor een nieuw platform zijn mitigerende maatregelen nodig om zeezoogdieren op afstand te houden. Onderdeel van het project is ook het treffen van natuurversterkende maatregelen door Eni Energy met het oog op (het versterken van) de natuurwaarden in het projectgebied.

3.1.4 Landschap

Op voorhand wordt uitgesloten dat er sprake is van landschappelijke effecten. De zichtbaarheid van het te plaatsen platform vanaf de wal is nihil.

3.1.5 Cultuurhistorie en archeologie

Effecten op archeologische waarden in de grond kunnen optreden door graafwerkzaamheden tijdens de aanlegfase. Graafwerkzaamheden in de zeebodem gaan tot een diepte van circa 1 meter diep voor het pijpleidingtracé. Met een survey langs de beoogde leidingtracés worden mogelijke archeologische vondsten en blindgangers (UXO of unexploded ordnances) in kaart gebracht. Daarmee worden algemene verwachtingskaarten gespecificeerd. In het geval daadwerkelijk vondsten voorkomen langs het tracé, moet een standaard protocol gevolgd worden om de archeologische resten goed te behouden.

3.1.6 Emissies naar de lucht

Effecten op de luchtkwaliteit treden op als gevolg van de volgende factoren:

- Emissie van het materieel tijdens de aanlegfase;
- Emissie bij de ontmanteling.

De emissies en effecten op de luchtkwaliteit (fijnstof, en NO_x) en klimaat (CO₂) worden van alle onderdelen gecombineerd berekend. De emissies zijn ook input voor de AERIUS-berekeningen voor de stikstofdepositie op Natura 2000-gebieden (natuur).

3.1.7 Geluid

De geluiduitstraling onderwater veroorzaakt effecten op het marine ecosysteem. De studie naar onderwatergeluid is input voor de effectbepaling bij het thema natuur. De geluiduitstraling wordt bepaald aan de hand van standaard hinderafstanden voor het in te zetten materieel. In de studie naar onderwatergeluid wordt betrokken:

- Geluidsemissies van schepen;
- Effecten van onderwatergeluid door bouwwerkzaamheden bij de pijpleiding en platforms;
- Geluid tijdens bijzondere situaties bij transport;
- Geluidsemissies van materieel en activiteiten tijdens de ontmanteling van installaties en platforms.

Voor onderwatergeluid is vooral het effect op mariene ecologie van belang. De geluidsbronnen, niveau van geluid met geluidsfrequentie, de duur van geluidsproductie en jaargetijden zijn bepalend voor de mogelijke effecten. De effecten worden beoordeeld onder het thema natuur.

3.1.8 Afval

Het MER maakt inzichtelijk welke afvalsoorten het project genereert en hoe dit wordt verwerkt.

3.1.9 Energie

Het energieverbruik tijdens de aanlegfase en de operationele fase van het initiatief worden inzichtelijk gemaakt in het MER.

3.1.10 Scheepvaart, visserij en zandwinning

De aanlegfase en het in gebruik zijn van de beoogde platform locatie kunnen hinder veroorzaken voor andere gebruiksdoeleinden op het Nederlandse deel van de Noordzee. De mate van hinder die dit zal veroorzaken wordt inzichtelijk gemaakt in het MER.

3.1.11 Veiligheid

Onder het thema omgevingsveiligheid worden de risico's in kaart gebracht die samenhangen met calamiteiten met gevaarlijke stoffen in de gebruiksfase. De volgende risico's zijn relevant:

- Risico's ter plaatse van de pijpleiding;
- Risico's op de platforms.

Bepalend voor de hoogte van de risico's is de nabijheid van andere objecten in de buurt (zoals vaarroutes of windparken) die een calamiteit (mede) kunnen veroorzaken (domino-effect). De hoogte van de risico's worden berekend met het Safeti-NL model.

Ook zijn veiligheidsrisico's denkbaar die samenhangen met de scheepvaart – de nautische (verkeers)veiligheid. In dit kader worden in het MER hinder en risico's voor de scheepvaart en de visserij in beeld gebracht.

3.2 Effectbeoordeling en keuze uitvoeringsalternatief

Het voorkeursalternatief en de varianten worden kwalitatief beoordeeld aan de hand van een zevenpunts scoreschaal van plussen en minnen zoals hieronder weergegeven. De scores geven een positieve of negatieve verandering aan ten opzichte van de referentiesituatie, waarin geen gaswinning plaatsvindt. Tevens wordt bij de beoordeling rekening gehouden met cumulatie van effecten met andere projecten. Dat heeft specifiek betekenis voor natuur.

Tabel 3-2: Classificatie effectbeoordeling

Score	Beoordelingscriterium
+++	Sterk positief effect, groot van omvang
++	Positief effect vrij groot of in een kritisch gebied
+	Licht positief effect, relatief beperkt, tijdelijk of lokaal
0	Neutraal, geen of geen noemenswaardig effect
-	Licht negatief effect, relatief beperkt, tijdelijk of lokaal
--	Negatief, relatief groot effect of in een kritische periode of gebied, mitigerende maatregelen bekijken
---	Zeer negatief effect, zodanig dat milieueffect buiten de normen van regelgeving en beleid valt
N.v.t.	Niet van toepassing

Bij de beoordeling van milieueffecten wordt uitgegaan van 2035 als referentiejaar.

Een beoordelingskader dient dynamisch te zijn, omdat projecten en hun 'omgevingen' veranderen. Het risico van toepassing van een model kan zijn dat het te rigide wordt toegepast en daarmee de dynamische werkelijkheid geweld aandoet of leidt tot een te getalsmatige benadering. Niet alle factoren laten zich vangen in kwantitatieve waarden met plussen en minnen en worden daarom voorzien van toelichtende teksten bij het toekennen van scores.

Bij negatieve effecten wordt onderzocht of er mitigerende maatregelen mogelijk zijn. Vervolgens wordt bepaald welke onderdelen uit de alternatieven en welke mitigerende maatregelen samen het uitvoeringsalternatief vormen.

Naast het milieu speelt daarbij ook de (technische en economische) haalbaarheid een rol. De benodigde vergunningen worden aangevraagd voor het uitvoeringsalternatief.

3.3 Cumulatie en leemten in kennis

Cumulatie

In het MER worden de effecten van de gaswinning L7-F in cumulatie beschouwd met andere projecten waarover besluitvorming heeft plaatsgevonden. Dit wordt in het MER toegelicht. In dit kader worden de cumulatieve effecten onderzocht van:

- Verschillende vergunde offshore olie- en gasactiviteiten op andere locaties,
- Wind op Zee,
- Net op Zee,
- CCS-project Aramis.

Leemten in kennis

In het MER zal worden aangegeven welke belangrijke informatie ontbreekt en welke gevolgen dit heeft voor de effectvoorspelling. Waar mogelijk zal worden aangegeven welke aanvullende onderzoeken deze leemten kunnen wegnemen.

4 Besluitvorming en procedures

4.1 Algemeen

Voor het project zijn verschillende besluiten en vergunningen nodig. Een overzicht van alle voor het project relevante besluiten en vergunningen is opgenomen in Bijlage 2. De belangrijkste besluiten en vergunningen die nodig zijn om het project te kunnen realiseren zijn:

- (1) Projectbesluit
- (2) Coördinatiebesluit
- (3) Omgevingsvergunning milieubelastende activiteit
- (4) Omgevingsvergunning Natura 2000-activiteit
- (5) Omgevingsvergunning flora- en fauna-activiteit
- (6) Vergunning voor het aanleggen van de pijpleiding.

Hierna wordt uitgelegd waarom deze besluiten en vergunningen nodig zijn. Vervolgens wordt uitgelegd waarom een mer-procedure moet worden gevolgd en hoe de (mer)-procedure en de besluitvorming verlopen.

4.2 Projectbesluit en coördinatiebesluit

Sinds de inwerkingtreding van de Ow op 1 januari 2024 is een projectbesluit vereist voor de aanleg van een mijnbouwwerk ten behoeve van de winning van koolwaterstoffen in of onder een Natura 2000-gebied (artikel 141a, lid 1 onder a van de Mijnbouwwet en afdeling 5.2 van de Ow). Het projectbesluit is bedoeld om complexe projecten met een publiek belang, zoals de winning van aardgas, mogelijk te maken. Het bevoegd gezag kan vergunningplichtige activiteiten meteen in het projectbesluit regelen, maar de omgevingsvergunningen kunnen ook door het reguliere bevoegd gezag worden afgehandeld.

Bij besluiten ter uitvoering van een verplicht projectbesluit is toepassing van de coördinatieregeling verplicht. Dit betekent dat de activiteiten en daarbij behorende besluiten samen de coördinatieprocedure doorlopen en dat gecoördineerde besluitvorming plaatsvindt. Met gecoördineerde besluitvorming wordt bedoeld dat besluiten zoveel mogelijk dezelfde voorbereiding, totstandkoming en rechtsbescherming hebben. De procedurestappen voor de verschillende besluiten vinden dan gelijktijdig plaats en besluiten worden gelijktijdig bekend gemaakt. Dit betekent ook dat als beroep tegen een van de vergunningen wordt ingesteld, nog geen gebruik kan worden gemaakt van de andere vergunningen.

In het onderhavige geval geldt dat een projectbesluit — en daarmee een coördinatiebesluit — verplicht is en dat benodigde vergunningen door het regulier bevoegd gezag worden afgehandeld. In dit geval zijn dat de ministers van KGG en LVVN. Daarbij heeft de minister van KGG een coördinerende rol.

4.3 Omgevingsvergunningen

Op grond van de Ow zijn de volgende vergunningen nodig:

- Een omgevingsvergunning milieubelastende activiteit voor:
 - o Het aanleggen en exploiteren van een mijnbouwwerk. Deze vergunning is nodig voor het oprichten van het L7-F-platform, voor het ombouwen van exploratieput L7-17-ST1 tot productieput L7-F1 en voor het boren van twee nieuwe putten (L7-F2 en L7-F3).

- o Functioneel ondersteunende activiteiten: andere milieubelastende activiteiten die worden verricht op dezelfde locatie die het aanleggen en exploiteren functioneel ondersteunen.
- Nog te beoordelen: een omgevingsvergunning voor een Natura 2000-activiteit die betrekking heeft op het realiseren van een project zoals bedoeld in artikel 6, derde lid, van de habitatrichtlijn dat niet direct verband houdt met of nodig is voor het beheer van een Natura 2000-gebied, maar afzonderlijk of in combinatie met andere plannen of projecten significante gevolgen kan hebben voor een Natura 2000-gebied. De activiteit vindt plaats in Natura 2000-gebied het Friese Front. Het Friese Front is aangewezen voor de zeekoet. Hoewel de aanlegwerkzaamheden niet zullen plaatsvinden in de kwetsbare periode van de zeekoet (juli tot en met oktober), wordt in het MER onderzocht wat de impact van de activiteiten, ook in de productiefase, is op de zeekoet. Daarbij wordt, onder meer, rekening gehouden met de uitgangspunten en kaders zoals opgenomen in het beheerplan Friese Front (2023-2029). Daarnaast wordt in het MER onderzocht of de activiteiten gevolgen kunnen hebben op de instandhoudingsdoelstellingen van andere Natura 2000-gebieden. Hierbij wordt ook gekeken of eventuele negatieve effecten kunnen worden voorkomen door mitigerende maatregelen te nemen.
- Nog te beoordelen: een omgevingsvergunning voor een flora- en fauna-activiteit. In het MER wordt onderzocht of de activiteiten leiden tot een (opzettelijke) verstoring van nature in het wild (in dit geval op de Noordzee) levende dieren of planten en, als dat nodig is, welke mitigerende maatregelen kunnen worden genomen om schade door de activiteiten te voorkomen.

De omgevingsvergunning milieubelastende activiteit en het projectbesluit worden verleend door de minister van KGG. De minister van LVVN is het bevoegd gezag voor de omgevingsvergunningen voor de Natura 2000-activiteit en de flora- en fauna-activiteit. De minister van KGG coördineert de besluitvorming.

4.4 Pijpleidingvergunning

Op grond van artikel 94 van het Mijnbouwbesluit is een vergunning vereist voor de aanleg van de pijpleiding die het L7-F platform moet verbinden met de NOGAT-leiding. Omdat de pijpleiding onderdeel uitmaakt van het project worden de gevolgen van de aanleg van de pijpleiding in het MER behandeld. De vergunning loopt mee in de coördinatieprocedure en wordt verleend door de minister van KGG.

Voordat kan worden begonnen met gaswinning, moet Eni Energy ook beschikken over enkele andere toestemmingen op grond van de Mijnbouwwet en het Mijnbouwbesluit. Deze instemmingen volgen een afzonderlijke procedure en vallen buiten de reikwijdte van de mer-procedure. Om een volledig beeld te schetsen, worden deze instemmingen wel genoemd in het overzicht in Bijlage 2.

4.5 De mer-procedure

In het Omgevingsbesluit, bijlage V zijn de plannen en besluiten genoemd, waarvoor een MER verplicht is of waarvoor een mer-beoordeling moet worden gemaakt. Voor het project geldt dat een MER verplicht is, omdat een nieuw platform wordt gerealiseerd voor de winning van aardgas. Verder geldt een mer-beoordelingsplicht voor het plaatsen van de boringen en het aanleggen van de pijpleiding.

Deze activiteiten vallen onder de categorieën B4, B3 en J9 uit bijlage V van het Omgevingsbesluit (Tabel 4-1).

Tabel 4-1: Van toepassing zijnde categorieën mer.

Categorie in Bijlage V	Gevallen	Vereist	Besluit
B4 – Diepboringen, in het bijzonder: a. geothermische boringen; b. boringen in verband met de opslag van kernafval; of c. boringen voor watervoorziening; met uitzondering van boringen voor het onderzoek naar de stabiliteit van de grond	Oprichting, wijziging of uitbreiding	mer-beoordeling	De omgevingsvergunning voor een milieubelastende activiteit
B3 – Ondergrondse mijnbouw, met inbegrip van oppervlakteinstallaties	Winning, wijziging of uitbreiding van een winning die betrekking heeft op een gewonnen hoeveelheid van: 1°. meer dan 500 ton aardolie/dag, of 2°. meer dan 500.000 m ³ aardgas/dag.	mer	De omgevingsvergunning voor een milieubelastende activiteit
J9 - Buisleidingen voor: a. het transport van gas, olie of chemicaliën; b. het transport van kooldioxide stromen voor geologische opslag, met inbegrip van de pompstations; of c. stoom of warm water	Als sprake is van een geval als bedoeld onder a of b: de aanleg, wijziging of uitbreiding van een buisleiding met: 1°. een diameter van meer dan 0,8 m; en 2°. een lengte van meer dan 40 km	mer-beoordeling	De vergunning op grond van artikel 94 of 95 van het Mijnbouwbesluit

Voor activiteiten die mogelijk belangrijke nadelige effecten kunnen hebben op het milieu, geldt dat een mer-procedure moet worden doorlopen. De mer-procedure⁷ is een hulpmiddel bij de besluitvorming over grote projecten of (ruimtelijke) plannen. De initiatiefnemer van een project (in dit geval Eni Energy) moet binnen dit kader onderzoek uitvoeren naar de verwachte effecten op het milieu van het project en eventuele alternatieven. In dit onderzoek moet ook aandacht worden besteed aan maatregelen die genomen kunnen worden om milieueffecten te voorkomen of, indien dit niet mogelijk is, te beperken. Het resultaat van dit onderzoek wordt vastgelegd in een MER. Zo krijgen de belanghebbenden inzicht in de milieueffecten van het project en kan het milieubelang, naast de overige belangen, een volwaardige rol krijgen bij de besluitvorming over de vergunning.

Omdat de vergunning voor de pijpleiding wordt aangevraagd tegelijk met de andere vergunningen en besluiten voor het project, heeft Eni Energy besloten het MER ook betrekking te laten hebben op de aanleg van de pijpleiding.

Het MER dient als onderbouwing voor de vergunningaanvragen en het projectbesluit.

4.6 Hoe verlopen de (mer-)procedure en besluitvorming?

De (mer-)procedure en besluitvorming verlopen als volgt:

- Eni Energy dient als initiatiefnemer een cNRD in bij KGG.
- In het kader van de projectprocedure stelt KGG een Kennisgeving en het Voornemen en Participatieplan op.

⁷Er is onderscheid gemaakt tussen de termen 'mer.' (kleine letters) en 'MER' (hoofdletters). De term mer staat voor de milieueffectrapportageprocedure en de term MER betreft het milieueffectrapport.

- KGG publiceert het Voornemen en Participatieplan in dit geval tegelijk met de cNRD. Deze documenten liggen vanaf dat moment gedurende zes weken ter inzage. Eenieder kan reageren op de Kennisgeving en het Voornemen en Participatieplan en zienswijzen indienen op de cNRD. In de Kennisgeving en het Voornemen en Participatieplan wordt uitgelegd hoe op de stukken kan worden gereageerd.
- KGG beoordeelt ingekomen reacties op de Kennisgeving en het Voornemen en Participatieplan en zienswijzen op de cNRD en stelt in overleg met Eni Energy een Nota van Beantwoording van Zienswijzen op waarin wordt uitgelegd hoe de zienswijzen zijn beoordeeld. Als de reacties en zienswijzen daartoe aanleiding geven, past KGG het Voornemen en Participatieplan en de cNRD aan.
- KGG publiceert de definitieve NRD, samen met het Participatieplan, en de Nota van Beantwoording van Zienswijzen. Het detailniveau en de reikwijdte van het MER zijn hiermee vastgesteld.
- Eni Energy stelt een MER op ter onderbouwing van vergunningaanvragen en de aanvraag om het projectbesluit en dient de aanvragen in.
- Het bevoegd gezag doet een toets op de kwaliteit van het MER en bepaalt of ingediende vergunningaanvragen en de aanvraag tot het nemen van een projectbesluit ontvankelijk zijn.
- KGG gebruikt het MER als onderbouwing bij het opstellen van de ontwerp-vergunningen en het ontwerp-projectbesluit.
- KGG legt ontwerp-vergunningen en het ontwerp-projectbesluit samen met het MER ter inzage voor een periode van zes weken. Eenieder kan een zienswijze indienen op de ontwerp-vergunningen, het ontwerp-projectbesluit en onderliggende stukken, zoals het MER.
- Parallel aan de terinzagelegging van ontwerpbesluiten en het MER, toetst de Commissie mer het MER. KGG kan de Commissie mer vragen ingediende zienswijzen bij het advies te betrekken.
- KGG beoordeelt ingekomen zienswijzen en het advies van de Commissie mer en stelt in overleg met Eni Energy een Nota van Beantwoording van Zienswijzen op waarin wordt uitgelegd hoe de zienswijzen zijn beoordeeld. Als de zienswijzen en het advies daartoe aanleiding geven, past KGG het ontwerp-projectbesluit en ontwerp-vergunningen aan.
- KGG publiceert de vergunningen en het projectbesluit. Vanaf dat moment kan gedurende zes weken beroep worden ingesteld tegen de vergunningen en het projectbesluit. Doordat de projectprocedure van toepassing is, kan alleen beroep worden ingesteld bij de Afdeling bestuursrechtspraak van de Raad van State.

Wanneer er geen beroep wordt ingesteld, kan Eni Energy beginnen met de aanlegfase. Het is de bedoeling dat de aanleg plaatsvindt in de eerste helft van 2026 en dat de eerste activiteiten zijn afgerond voor het einde van het tweede kwartaal 2026. Als er wel beroep wordt ingesteld, dan moet rekening worden gehouden met een vertraging van een jaar. Afhankelijk van de uitkomst van de beroepsprocedure, kan Eni Energy starten met gaswinning in de eerste helft van 2027.

4.7 Overige regelgeving

Voor het project bestaat daarnaast nog een aantal verplichtingen op grond van andere regelgeving. De belangrijkste zijn hieronder opgesomd.

Mijnbouwwetgeving

De opsporing en winning van delfstoffen in Nederland en het Nederlandse deel van de Noordzee (de territoriale zee en de Exclusieve Economische Zone) is geregeld in de Mijnbouwwet. De Mijnbouwwet reguleert de opsporing en de winning van delfstoffen en bevat onder meer bepalingen voor de zorg voor een goede uitvoering van activiteiten (milieu en veiligheid), vergunningverlening, financiële aspecten, toezicht en handhaving.

De Mijnbouwwet vereist dat de exploitant een winningsvergunning bezit voor het betreffende gebied. Het winnen van delfstoffen moet overeenkomstig een winningsplan plaatsvinden. De staatssecretaris van KGG moet instemmen met een winningsplan.

Overheidsbeleid Noordzee

De overheid ontwikkelt beleid voor de Nederlandse wateren. Het Programma Noordzee 2022-2027 richt zich op het bereiken van een duurzaam en veilig gebruik van de Noordzee dat bijdraagt aan de maatschappelijke, economische en ecologische doelstellingen van Nederland. Het plan is als bijlage onderdeel van het Nationaal Water Programma 2022-2027. Uitvoersel van het Programma Noordzee is het rapport 'De Staat van de Noordzee' (2023) waarin de ecologische staat van de Noordzee op basis van nationaal en internationaal wetenschappelijk onderzoek is beschreven. Uit de Staat van de Noordzee blijkt dat onderdelen van het ecosysteem op de Noordzee onder invloed van verschillende factoren, zoals klimaatverandering, vervuiling, windparken en visserij, onder druk staan en dat beschermingsmaatregelen geboden zijn. Ten aanzien van olie- en gaswinning staat in het rapport dat hoewel de winning van delfstoffen is afgenomen, andere activiteiten als visserij, aquacultuur, toerisme en recreatie en hernieuwbare energie zijn toegenomen. Er wordt verwacht dat deze activiteiten richting 2030 nog verder toenemen. Sommige activiteiten (zoals olie- en gaswinning) worden verwacht te stabiliseren. Voor weer andere activiteiten (visserij, scheepvaart en delfstofwinning) is de verwachte ontwikkeling onbekend.

Natuurbescherming

De bescherming en verbetering van de natuur en waterkwaliteit van de Noordzee zijn geregeld in diverse internationale richtlijnen en verdragen. De belangrijkste hiervan zijn:

- Het OSPAR-verdrag⁸;
- De Europese Kaderrichtlijn Mariene Strategie (KRM);
- De Europese Vogel- en Habitatrichtlijn.

Uit het OSPAR-verdrag volgt dat de verdragsluitende partijen, waaronder Nederland, alle mogelijke stappen nemen om verontreiniging te voorkomen en te beëindigen en alle noodzakelijke maatregelen nemen om het zeegebied te beschermen tegen de nadelige gevolgen van menselijke activiteiten. Deze maatregelen strekken ertoe de gezondheid van de mens te beschermen en mariene ecosystemen in stand te houden en, wanneer uitvoerbaar, aangetaste zeegebieden te herstellen. Daartoe zullen partijen (afzonderlijk en gezamenlijk) programma's opstellen en maatregelen treffen en hun beleid en strategieën harmoniseren.

De Europese Kaderrichtlijn Mariene Strategie (KRM) heeft tot doel het beschermen en herstellen van de Europese zeeën en oceanen en het bevorderen van duurzaam gebruik. De KRM verplicht elke Europese lidstaat tot het vaststellen van een mariene strategie. Deze strategie moet gericht zijn op bescherming, behoud en herstel van het mariene milieu (met als doel een goede milieutoestand) waarbij ook een duurzaam gebruik van de Noordzee wordt gegarandeerd. Daarnaast worden er als uitvoeringsmaatregel beschermde gebieden aangewezen. Het Friese Front is aangewezen als KRM-gebied. Het Friese Front is ook aangewezen als gebied op grond van de Europese Vogelrichtlijn.

De internationale verplichtingen waar Nederland aan dient te voldoen zijn vertaald in Nederlandse wet- en regelgeving. Voor natuurbescherming geldt dat dit vanaf 1 januari 2024 onderdeel is van de Omgevingswet, hetgeen betekent dat alle regels rondom de bescherming van natuurgebieden en plant- en diersoorten daarin zijn opgenomen.

Internationale verdragen

Relevante internationale verdragen in het kader van dit project zijn:

⁸ Oslo-Paris Convention-Verdrag inzake de bescherming van het mariene milieu in het noordoostelijk deel van de Atlantische Ocea

- UNCLOS (UN Verdrag der Zee),
- De London Dumping Convention (preventie van verontreiniging van het marine milieu via lozingen van afval vanaf schepen, vliegtuigen en mijnbouwinstallaties) en;
- IMO-conventies voor de scheepvaart.

Grensoverschrijdende milieueffecten

Het Verdrag van Espoo is van toepassing als een activiteit mogelijk nadelige milieueffecten in een buurland kan veroorzaken. Dit verdrag ziet erop toe dat voor activiteiten met mogelijk belangrijke nadelige grensoverschrijdende milieugevolgen een milieueffectrapportage wordt uitgevoerd en dat het land waarin een dergelijke activiteit plaatsvindt het buurland informeert (autoriteiten en publiek) en de mogelijkheid biedt tot overleg (consultatie). Het initiatief voor de aanpak van grensoverschrijdende milieueffecten ligt bij de lidstaten. Omdat het plangebied op meer dan 80 km van het Duitse continentale plat ligt, worden geen grensoverschrijdende milieueffecten verwacht.

4.8 Participatie

Participatie komt neer op de wijze waarop belanghebbenden worden betrokken bij het project. De manier waarop deze belanghebbenden worden betrokken is beschreven in het Participatieplan. Het Participatieplan is gelijktijdig met de cNRD ter inzage gelegd.

Bijlage 1

Begrippen en afkortingen

Aardgas	Een fossiele brandstof die voorkomt in de ondergrond van de aarde. Aardgas wordt gebruikt om energie en warmte op te wekken.
Aerius-berekening	Berekening met het door de overheid gemaakte Aerius model voor de depositie van stikstofoxiden en ammoniak op Natura2000 gebieden.
Autonome ontwikkeling	De ontwikkelingen die in het gebied zullen optreden, ook als er geen gaswinning komt.
Benthos	Zeebodemdieren zoals schelpen en krabben.
Beoordelingskader	Het kader waarin de thema's en aspecten waarop het project wordt beoordeeld staan opgesomd.
Besluit	Een schriftelijke beslissing van de overheid op de aanvraag van een vergunning.
Bevoegd gezag	Het bestuursorgaan dat in een bepaalde zaak bevoegd is om in die zaak besluiten te nemen. De minister van KGG is bevoegd gezag ten aanzien van de vergunningverlening.
Condensaat	Vloeibaar koolwaterstoffenmengsel dat bij de gasproductie vrijkomt.
KGG	Minister / ministerie van Klimaat en Groene Groei
Initiatiefnemer	De partij die het initiatief neemt voor het project, in dit geval Eni Energy.
Mededeling mer	Een officieel document waarmee de mer-procedure officieel wordt gestart.
mer	De procedure voor de milieueffectrapportage zoals vastgelegd in de Omgevingswet (vanaf 1 januari 2024) of Wet Milieubeheer (tot 1 januari 2024).
MER	Het Milieueffectrapport is een rapport waarin de milieueffecten van alternatieven en varianten van een project worden onderzocht, vergeleken en beoordeeld.
Noordzee	Onder de Noordzee wordt hier verstaan de Nederlandse territoriale zee (12-mijlszone) en de Nederlandse Exclusieve Economische Zone (EEZ). De bodem van de EEZ wordt ook wel aangeduid als het Nederlands Continentaal Plat (NCP). Het in deze notitie aangekondigde project zal in de EEZ plaatsvinden.
NO _x	Stikstofoxiden
Offshore	Op zee.
Put	Een in de grond geboorde afgewerkte put waardoor aardgas kan worden geproduceerd uit een gasveld in de diepe ondergrond.
Referentiesituatie	De situatie in het gebied als de gaswinning niet wordt uitgevoerd. Deze situatie vormt de referentie ten opzichte waarvan de milieueffecten van de alternatieven worden bepaald. De referentie wordt gevormd door de huidige situatie en de autonome ontwikkelingen.
Satellietplatform	Een op een constructie boven het zeeoppervlak staande installatie om gas uit een of meerdere aardgasputten te winnen en beperkt te behandelen. Daarna wordt het gas naar een gasbehandelingsinstallatie gevoerd.
Vergunning	Een officiële en noodzakelijke toestemming van de overheid om een bepaalde activiteit uit te voeren.
Veld	Ondergrondse structuur waarin zich gas bevindt.
Voorkeursalternatief	Het enige maakbare, betaalbare en probleemoplossende alternatief dat in de mer-procedure zal worden onderzocht.
Zienswijze	De mogelijkheid voor burgers en belanghebbenden om hun mening of wensen kenbaar te maken over beslissingen van de overheid.

Bijlage 2

Overzicht besluiten

Besluit / vergunning	Wetgeving	Bevoegd gezag	Toelichting
Projectbesluit	Mijnbouwwet art. 141a, lid 1, sub a Omgevingswet art. 5.44, lid 1	Minister voor Klimaat en Groene Groei (KGG)	Een projectbesluit is aan de orde voor gaswinning onder een Natura 2000-gebied.
Coördinatiebesluit	Omgevingswet art. 5.45, lid 2 en art. 5.46	Minister voor Klimaat en Groene Groei, KGG	Van toepassing is de coördinatieregeling uit de Algemene wet bestuursrecht (afd. 3.5).
Omgevingsvergunning milieubelastende activiteit: • Aanleggen en exploiteren van een mijnbouwwerk • Functioneel ondersteunende activiteiten	Omgevingswet art. 5.1, lid 2, sub b, Besluit activiteiten leefomgeving: art. 3.320, lid 1 en lid 2	Minister voor Klimaat en Groene Groei (KGG)	-
Omgevingsvergunning Natura 2000-activiteit	Omgevingswet art. 5.1, lid 1, sub e	Minister voor Landbouw, Visserij Voedselzekerheid en Natuur (LVVN)	Onder het projectbesluit wordt de vergunning afgegeven door de minister van KGG in afstemming met de minister van LVVN.
Omgevingsvergunning flora- en fauna-activiteit	Omgevingswet art. 5.1, lid 2, sub g	Minister voor Landbouw, Visserij Voedselzekerheid en Natuur (LVVN)	Onder het projectbesluit wordt de vergunning afgegeven door de minister van KGG in afstemming met de minister van LVVN.
Vergunning voor aanleg pijpleiding	Mijnbouwbesluit art. 94	Minister voor Klimaat en Groene Groei (KGG)	Pijpleiding tussen platform L7-F en NOGAT leiding
Overige besluiten			
Winningsvergunning	Mijnbouwwet art. 6, sub b	Minister voor Klimaat en Groene Groei (KGG)	Vergunning om aardgas te winnen in het aangegeven gebied. De aanvraag wordt beoordeeld op het voornemen, de kundigheid van de uitvoerder en o.m. de relatie met het planmatig beheer van delfstoffen.
Winningsplan	Mijnbouwwet art. 34	Minister voor Klimaat en Groene Groei (KGG)	Een beschrijving van de winningsactiviteit, de reservoirkenmerken, risico's en beheersmaatregelen tijdens de winning, onderhoud, abandonnering en zorg na beëindiging.
Instemming gebruik pijpleiding	Mijnbouwbesluit art. 97	Minister voor Klimaat en Groene Groei (KGG); Inspecteur-generaal der mijnen	Verbinding tussen platform L7-F en NOGAT leiding
Instemming plaatsen uitsluitend voor winning bestemde mijnbouwinstallatie	Mijnbouwbesluit art. 55, lid 1	Minister voor Klimaat en Groene Groei (KGG)	-
Sluitingsplan	Mijnbouwbesluit art. 39	Minister voor Klimaat en Groene Groei (KGG)	Beschrijving van het abandonneren van locatie en reservoir en de wijze waarop.