



Energie Infrastructuur Plan Noordzee Werkstroom 2

Hergebruik van bestaande offshore
gasinfrastructuur

December 2023

Deze pagina is bewust blanco gelaten.

Mott MacDonald
House Modernes
Lange Viestraat 2B
3511 BK Utrecht
The Netherlands

mottmac.com/netherlands

Energie Infrastructuur Plan Noordzee Werkstroom 2

Hergebruik van bestaande offshore
gasinfrastructuur

December 2023

Versiebeheer

Versie	Datum	Opsteller	Controle	Vrijgave	Beschrijving
A	29/09/23	M Campbell I Stoter B Terlingen B Dawson T den Hartog	M Campbell	M Campbell	Eerste versie
B	27/10/23	M Campbell I Stoter B Terlingen	M Campbell	M Campbell	Beoordeling van pijplijngegevens is opgenomen. Feedback van de eerste revisie is verwerkt.
C	09/11/23	M Campbell I Stoter B Terlingen	M Campbell	M Campbell	Feedback van de tweede revisie en operators zijn verwerkt.
C-NL	16/11/23	I Stoter B Terlingen LJ Douma	T Den Hartog	J Bolck	Revisie drie, Nederlandse versie
D	29/12/23	M Campbell I Stoter	M Campbell	J Bolck	Revisie 4
D-NL	01/12/23	T Mulder I Stoter	T Den Hartog	J Bolck	Revisie 4, Nederlandse versie
E-NL	18/12/23	I Stoter	T Den Hartog	J Bolck	Eindrapport

Documentnummer: 207 | 100125-WS2 | Rev E |

Informatieveiligheid:Standaard

Dit document is uitgegeven voor de partij die hiervoor opdracht heeft gegeven en voor de specifieke doeleinden die uitsluitend verband houden met hierboven betitelde project. Andere partijen kunnen zich niet op dit document verlassen en het dient voor geen enkel ander doel te worden gebruikt.

Wij aanvaarden geen enkele aansprakelijkheid voor de gevolgen van het gebruik van dit document door enige andere partij, noch voor het gebruik ervan voor enig ander doel, noch voor eventuele fouten of omissies in het document als gevolg van een fout of omissie in de door andere partijen aan ons verstrekte gegevens.

Dit document bevat vertrouwelijke informatie en intellectuele eigendomsrechten. Het dient niet te worden getoond aan andere partijen zonder onze toestemming en de toestemming van de partij die opdracht heeft gegeven voor het document.

Inhoud

Managementsamenvatting	11	
1.1	Achtergrond van de EIPN Werkstroom 2-studie	11
1.2	Status rapport	11
1.3	Belangrijkste conclusies	11
1.3.1	Algemeen	11
1.3.2	Integriteit van offshore pijpleidingen	12
1.3.3	Scenario's	13
1.3.4	Scenario-evaluatie	14
1.4	Aanbevelingen	16
2	Inleiding en Scoping	18
2.1	Reikwijdte van werkstroom 2	18
2.2	Achtergrondinformatie en aannames	19
2.3	Grenzen van het onderzoek	19
2.3.1	Beperkingen door studieprogramma	19
2.3.2	Limitaties van de technische studie	20
2.4	Herzieningen en verspreiding van rapporten	21
3	Context van het project	22
3.1	Offshore/onshore connectiviteit	22
3.2	Wind zoekgebied 6/7	23
3.3	Ten Noorden van de Wadden (TNW - Demo 2)	24
4	Algemene methodologie	25
4.1	Verzoek om gegevens	25
4.2	Methodologie voor scenario-evaluatie	25
4.2.1	Offshore pijpleidingen	26
4.2.2	Platforms en andere infrastructuur	26
4.2.3	Aanlandingen	26
5	Gegevens	28
5.1	Achtergrondgegevens	28
5.2	Offshore pijpleidingen	28
5.3	Platforms en mijnbouwactiviteiten	31
5.4	Aanlandingen	33
5.5	Opslag	33
5.6	Impact van ontbrekende gegevens	34
5.7	Planning	34
5.7.1	Productie omschakeling	34

5.7.2	Tijdelijk voor de ontwikkeling van windmolenparken	35
6	Technische discussie over hergebruik van pijpleidingen	37
6.1	Codes en standaarden	37
6.1.1	Bestaande codes en standaarden	37
6.1.2	Nieuw en in ontwikkeling	38
6.2	Eisen voor waterstofpijpleidingen	38
6.2.1	Technische beoordelingen	38
6.2.2	Veiligheid	40
6.2.3	Belangrijke integriteitsaspecten voor potentieel hergebruik van pijpleidingen	41
6.3	Uitdagingen voor in-line inspecties	41
6.4	Waterstofbroosheid en materiaaldegradatie	43
6.4.1	HIC afbraakmechanisme	43
6.4.2	Vermoeiing en scheurgroei	43
6.4.3	Samenvatting	43
6.5	Een pijpleiding langer gebruiken dan de ontwerplevensduur (levensduurverlenging)	45
6.6	Verandering in gassamenstelling	48
6.7	Vereiste activiteiten voor hergebruik van pijpleidingen	48
6.7.1	Reinigen van pijpleidingen	48
6.7.2	Aansluitingen op pijpleidingen	48
6.7.3	Vorbereiding van bestaande platforms	48
6.7.4	Vorbereiding van apparatuur	49
7	Integriteitsbeoordeling pijpleiding	50
7.1	NGT-pijpleidingen (NP-001, NP-004, NP-002)	50
7.1.1	Bureau Veritas hercertificering	53
7.2	NOGAT Pijpleidingen (TP-001/TP-002, TP-003)	53
7.2.1	Beoordeling van de groei van vermoeidheidsscheuren voor NOGAT-pijpleidingen	55
7.2.2	Hercertificering Bureau Veritas	56
7.3	NAM-pijpleidingen	57
7.3.1	Onderzoek naar hergebruik van pijpleidingen door Shell Global Solution	60
7.3.2	Standpunt NAM	61
7.4	Wintershall-pijpleidingen	61
7.5	Petrogas-pijpleidingen	64
7.5.1	Kruispunt: Omzetting van olie naar waterstof – DNV-rapport voor Petrogas	67
7.6	TAQA-pijpleidingen	68
7.7	BBL-pijpleiding	71
8	Betrokkenheid van belanghebbenden	72

8.1	Gasunie	73
8.2	Energie Beheer Nederland	74
8.3	NOGAT	75
8.4	NGT	75
8.5	TAQA	75
8.6	Petrogas	76
8.7	Wintershall Noordzee B.V.	76
8.8	NAM	76
8.9	Interactie met operators	77
8.10	Interactie met verificatie-instellingen	78
8.11	Interactie met ILI aannemers	78
8.12	Overzicht van alle bijeenkomsten met belanghebbenden	78
8.13	Overwegingen voor de mogelijke overdracht van infrastructuur aan de HNO	80
9	Offshore pijpleidingnetwerkscenario's	82
9.1	Scenario ontwikkelproces	82
9.2	Scenario 1: Waterstof via G-blok naar Uithuizen, omleiden aardgas naar NOGAT	83
9.3	Scenario 2: Waterstof via NOGAT naar Den Helder, omleiden aardgas via G-blok naar Uithuizen	84
9.4	Scenario 3: Waterstof naar NGT, omleiden aardgas naar NOGAT.	86
9.5	Scenario 4a: Waterstof via G-blok en NOGAT, omleiden aardgas via NGT/NOGAT naar Den Helder	87
9.6	Scenario 4b: Waterstof via G-blok en NOGAT, omleiden aardgas via NGT/NOGAT naar Den Helder – ALTERNATIEF	89
9.7	Scenario 5: Hergebruik aanlanding Waddenzee en nieuwe leidingen elders	90
9.8	Scenario 6: WGT naar Den Helder en NGT naar Uithuizen	92
10	Scenario-evaluatie	95
10.1	Methodiek	95
10.2	Beoordelingscriteria	96
10.2.1	Input van belanghebbenden	96
10.2.2	Selectie van EIPN-scenariocriteria	96
10.2.3	Go / No-go criteria	100
10.3	Eerste beoordeling	100
10.3.1	Integriteit van offshore pijpleidingen	100
10.3.2	Netwerk	101
10.3.3	Planning	104
10.3.4	Kosten pijpleiding	112
10.3.5	Omgeving en vergunningverlening	113
10.3.6	Conclusie	117
10.4	Verdere ontwikkeling	118
10.4.1	Gevolgen van het omleiden van de gasstroom	119
10.4.2	Waardering van activa	119
10.4.3	Hercertificeringsproces pijpleiding	119

10.4.4	Toekomstplanning	120
11	Conclusies	121
11.1	Status rapport	121
11.1.1	Algemeen	121
11.1.2	Integriteit van offshore pijpleidingen	122
11.1.3	Scenario's	123
11.1.4	Scenario-evaluatie	124
11.2	Aanbevelingen	125
12	Acroniemen en afkortingen	127
	Bijlagen	1
A.	Offshore pijpleiding database	2
B.	Scenario's	4
B.1	Scenarios 2030-2040	4
B.2	Scenarios 2050	5
C.	Stakeholderscenario's en evaluatiecriteria	9
C.1	NOGAT / NGT evaluatiecriteria	9
C.2	PAWOZ en pVAWOZ evaluatiecriteria	9
D.	Andere relevante initiatieven/studies	11
E.	Beoordeling van documenten	15
	Tabellen	
Tabel 1.1:	Kwalitatieve samenvatting scenario evaluatie	14
Tabel 1.2:	Kwantitatieve samenvatting scenario evaluatie	15
Tabel 3.1:	Overzicht van de pilot en het TNW-project .	24
Tabel 5.1:	Overzicht van pijpleidinggegevens	29
Tabel 5.2:	Overzicht van offshore gastransportleidingen	31
Tabel 5.3:	Overzicht van de status van mijnbouwvergunningen in zoekgebieden 6/7	32
Tabel 6.1:	Variatie in mechanische basiseigenschappen van het materiaal in de aanwezigheid van H2.	39
Tabel 7.1:	Samenvatting van pijpleidingintegriteit – NGT-pijpleiding NP-001 / NP-002 (36")	50
Tabel 7.2:	Samenvatting van de integriteit van de pijpleiding – NGT-pijpleiding NP-004 (18")	51

Tabel 7.3: Samenvatting van pijpleidingintegriteit – NOGAT pijpleiding TP-001/TP-002 (36")	53
Tabel 7.4: Samenvatting van pijpleidingintegriteit – NOGAT pijpleiding TP-003 (24")	54
Tabel 7.5: Samenvatting van pijpleidingintegriteit – NAM-pijpleiding (LoCal) NP-007 (24")	58
Tabel 7.6: Samenvatting van pijpleidingintegriteit – WGT pijpleiding & K13-extensie (HiCal) (36"/24")	62
Tabel 7.7: Samenvatting van pijpleidingintegriteit – Petrogas-pijpleidingen Helder-Helm-IJmuiden (20")	65
Tabel 7.8: Samenvatting van pijpleidingintegriteit – TAQA-pijpleidingen (26"/10")	69
Tabel 8.1: Status inschakeling operator	77
Tabel 8.2: Overzicht van alle vergaderingen met belanghebbenden die voor werkstroom 2 zijn gehouden	78
Tabel 9.1: Eerste evaluatie van Scenario 1	84
Tabel 9.2: Eerste evaluatie van Scenario 2	85
Tabel 9.3: Eerste evaluatie van Scenario 3	87
Tabel 9.4: Eerste evaluatie van Scenario 4a	88
Tabel 9.5: Eerste evaluatie van Scenario 4b	90
Tabel 9.6: Eerste evaluatie van Scenario 5	91
Tabel 9.7: Eerste evaluatie van Scenario 6	93
Tabel 10.1: Samenvatting van evaluatiecriteria	98
Tabel 10.2: Connectiviteitsevaluatie	102
Tabel 10.3: Redundantievergelijking en rangschikking van de scenario's.	103
Tabel 10.4: Veiligheidsvergelijking en rangschikkingsresultaten	104
Tabel 10.5: Exportcapaciteiten volgens Gasunie ontwerpcriteria	104
Tabel 10.6: Capaciteitsevaluatie scenario 1	105
Tabel 10.7: Capaciteitsevaluatie scenario 2	106
Tabel 10.8: Capaciteitsevaluatie scenario 3	107
Tabel 10.9: Capaciteitsevaluatie scenario 4a	108
Tabel 10.10: Capaciteitsevaluatie scenario 4b	109
Tabel 10.11: Capaciteitsevaluatie scenario 5	110
Tabel 10.12: Capacity evaluation scenario 6	112
Tabel 10.14: Lengte van pijpleidingen per scenario	112
Tabel 10.15: Kostenramingen nieuwe & hergebruikte pijpleidingen	113
Tabel 10.16: Kostenvergelijking en rangschikking van de scenario's.	113
Tabel 10.18: kwantitatieve samenvatting scenario evaluatie	117
Tabel 10.19 kwantitatieve samenvatting scenario evaluatie	118
Tabel 1.1: Kwalitatieve samenvatting scenario evaluatie	124
Tabel 1.2: Kwantitatieve samenvatting scenario evaluatie	125
Tabel 12.1: Lijst van acroniemen en afkortingen.	127

Figuren

Figuur 3.1: Aangepaste Windparkzones in het Nederlandse Noordzeegebied, verkregen van pVAWOZ.*

Figuur 5.1: Nederlandse Noordzee pijpleiding infrastructuur kaart	28
Figuur 5.2: Huidige (LINKS) en toekomstige (RECHTS) mijnbouwvooruitzichten rond blok 6/7	32
Figuur 5.3: Potentiele gebieden voor koolstofopslag in de Nederlandse sector	34
Figuur 5.4: Waterstof transportcapaciteit scenario's.	36
Figuur 6.1: EMAT-principe	42
Figuur 6.2: Voorbeeld risicomatrix voor vermoeiing	47
Figuur 6.3: Stroomschema voor beoordeling van de integriteit van pijpleidingen en verandering van gebruik	47
Figuur 7.1: Overzicht van de NAM-pijpleiding	58
Figuur 7.2: Overzicht van de Wintershall-pijpleidingen	61
Figuur 7.3: Overzicht van Petrogas-pijpleidingen.	64
Figuur 7.4: Overzicht TAQA-pijpleidingen	68
Figuur 8.1: Offshore waterstofnetwerk illustratie door Gasunie .	74
Figuur 9.1: Grafische weergave van Scenario 1	84
Figuur 9.2: Grafische weergave van Scenario 2	85
Figuur 9.3: Grafische weergave van Scenario 3	86
Figuur 9.4: Grafische weergave van Scenario 4a	88
Figuur 9.5: Grafische weergave van Scenario 4b	90
Figuur 9.6: Grafische weergave van Scenario 5	91
Figuur 10.1: Potentieel waterstofopslag in Nederland	103
Figuur 10.2: Pijpleiding simulatie scenario 1	105
Figuur 10.3: Capaciteitsevaluatie voor scenario 1	106
Figuur 10.4: Capaciteitsevaluatie voor scenario 2	107
Figuur 10.5: Capaciteitsevaluatie voor scenario 3	108
Figuur 10.6: Capaciteitsevaluatie scenario 4a	109
Figuur 10.7: Capaciteitsevaluatie scenario 4b	110
Figuur 10.8: Capaciteitsevaluatie voor scenario 5	111
Figuur 10.9: Capaciteitsevaluatie voor scenario 6	111

Tabellen – Bijlagen

Tabel D.1: Overzicht van waterstofgerelateerde initiatieven met een korte beschrijving.	11
Tabel E.2: Overzicht van de beschikbare gegevens die bij de EIPN-aanbesteding werden geleverd.	15
Tabel E.3: Controle van documenten die niet met de EIPN-aanbesteding werden meegeleverd.	16

Figuren – Bijlagen

Figuur D.1: Voorgesteld offshore waterstofnetwerk door HyNetwork Services .	14
---	----

Managementsamenvatting

1.1 Achtergrond van de EIPN Werkstroom 2-studie

Het doel van dit rapport is om de bevindingen van de EIPN werkstroom 2-studie samen te vatten. De bevindingen zijn op basis van de volgende uitgevoerde activiteiten:

- De beoordeling van integriteitsgegevens van offshore olie- en gaspijpleidingen op de Noordzee om een indicatie te geven of deze geschikt zijn voor het hergebruik met waterstof.
- Een technische discussie over de algemene haalbaarheid, risico's en uitdagingen van hergebruik van offshore pijpleidingen voor waterstof.
- De ontwikkeling van scenario's voor hergebruik van offshore pijpleidingen op basis van gesprekken / gegevens van pijpleidingbeheerders.
- De voltooiing van een beoordelingskader voor scenario-evaluatie en de daarbij behorende beoordeling van hergebruikscenario's om te bepalen welke het meest haalbaar is.

Uiteindelijk zal deze studie worden gebruikt als uitgangspunt om te beslissen of bestaande offshore aardgaspijpleidingen kunnen worden hergebruikt voor waterstof en welke scenario's voor pijpleidinghergebruik kunnen worden gebruikt voor een nieuwe offshore transportinfrastructuur voor waterstof.

1.2 Status rapport

Om de doelstellingen van de werkstroom te bereiken, was het de bedoeling om samen te werken met pijpleidingbeheerders en projectbelanghebbenden. Deze samenwerking was van belang om relevante pijpleidinggegevens en netwerkkennis te verkrijgen en geloofwaardige pijpleidingherbestemmingsscenario's en een kader voor evaluatiecriteria te ontwikkelen. In de praktijk is dit slechts gedeeltelijk gelukt doordat er een beperkte interactie met pijpleidingbeheerders was gedurende het proces. Dit was te wijten aan de NDA's, die kort voor de deadline van werkstroom 2 (WS2) werden ondertekend. Daarnaast waren er een aanzienlijk aantal onbekende factoren bij het ontwikkelen en beoordelen van scenario's. Dit samen heeft geresulteerd in het feit dat het een uitdaging was om holistische en gedetailleerde scenario's en een vast overeengekomen beoordelingskader voor scenario-evaluatie te ontwikkelen. De ontwikkelde scenario's hebben hierdoor een onderling verschil in technische volwassenheid, waarbij NOGAT/NGT meer tijd heeft gehad om hun scenario's te ontwikkelen in vergelijking met de scenario's die zijn ontwikkeld als onderdeel van EIPN WS2. Met dit werk is geprobeerd om de kloof te overbruggen tussen de technische volwassenheid van verschillende scenario's, en een eerste stap te zetten naar het definiëren van gedetailleerde scenario's met daarbij goed gedefinieerde criteria. Verder werk is nodig, gecombineerd met feedback van belanghebbenden, om de volgende stap te zetten.

1.3 Belangrijkste conclusies

1.3.1 Algemeen

- Het offshore aardgaspijpleidingennetwerk werkt momenteel ruim binnen de capaciteit (schattingen suggereren dat slechts een derde van de maximale capaciteit wordt gebruikt) en deze reserve-capaciteit zal naar verwachting toenemen met de afname van de aardgasproductie. Sommige pijpleidingen zouden daarom beschikbaar kunnen komen voor waterstoftransport zodra de aardgasproductie is gestopt - dit wordt verwacht ergens tussen 2030 en 2045 te zijn (bepaalde productie, bijvoorbeeld uit Denemarken of de N5-ontwikkeling, kan zich na 2040 uitbreiden).

- Aardgasroutes zullen moeten worden omgeleid om onderzeese pijpleidingen beschikbaar te maken voor waterstoftransport wanneer er nog steeds aardgas wordt getransporteerd (en geen menging wordt ingezet). Aardgas-TSO (GTS) zal een begeleidende rol spelen om de kwaliteit en volumes in lijn te houden met onshore capaciteiten. Het hergebruik van onderzeese olie en gaspijpleidingen voor waterstof beïnvloedt ook de ontwikkeling van nieuwe gas velden doordat het de flexibiliteit van het aardgas netwerk beperkt.
- Offshore pijpleidingen zijn ontworpen om bestand te zijn tegen een aantal specifieke bedreigingen die niet aanwezig zijn op het vasteland. Echter, gezien de verandering in compositie (d.w.z. aardgas naar waterstof), moet het transport van waterstof via hergebruikte offshore pijpleidingen rekening houden met factoren die niet van toepassing zijn voor onshore pijpleidingen. De oorspronkelijke ontwerplimieten moeten worden herzien, doordat:
 - Rek, spanningen, installatie en begraven van de pijpleidingen schade kan veroorzaken in de pijpleidingen. Het kan zo zijn dat deze schade geen risico's geeft bij het gebruik voor aardgas maar wel bij het gebruik van waterstof.
 - Dynamische omgeving (zoals beweging van de zeebodem, golf- en stroomkrachten) kan krachten naar de pijpleiding uitoefenen die beweging van de leiding tot gevolg hebben. Dit kan resulteren in een hogere kans op waterstof brosheid.
 - Risico's voor interactie met derden op zee, bijvoorbeeld vistrawlers en ankertrekkers, en zelfs niet-ontploffte munitie (UXO's) moeten worden overwogen bij het gebruik van waterstof.
 - Toegankelijkheid voor inspectie, reparatie en vervanging is moeilijker, gevaarlijker en duurder. Er zullen dus passende veiligheidsfactoren, plannen voor onvoorziene omstandigheden en risicobeperkende maatregelen moeten worden toegepast.
 - Verschillen in milieu en omgeving van onshore/offshore pijpleidingen tot mensen zal van invloed zijn op de ontwerpfactoren.
- De beoordeling van de geschiktheid van de pijpleidingen in dit onderzoek is op hoog niveau doordat er slechts gebruikt gemaakt is van een samenvatting van recente integriteitsgegevens. Voor elk scenario voor hergebruik van de pijpleidingen is een volledige hercertificering vereist. Hierbij zal er samengewerkt worden met de pijpleidingbeheerder om technische beoordelingen uit te voeren met behulp van het vereiste gegevenspakket. Er is momenteel geen algemeen geaccepteerde standaard ontwikkeld maar naar verwachting zal dit in de komende jaren beschikbaar komen.
- Om het hergebruik van pijpleidingen voor waterstof te versnellen zal een samenwerking van alle betrokken partijen vereist zijn. In deze samenwerking zal besloten moeten worden wat de vereisten zullen zijn voor het hergebruik (en integriteitscheck) van pijpleidingen. Deze methode zal waarschijnlijk het volgende omvatten:
 - Operationele vermoeidheidsbeoordeling aan de hand van de volledige operationele gegevensgeschiedenis sinds de opstart.
 - Bepaling van een toelaatbare scheurgrootte en een vergelijk met recente inspectiegegevens.
 - Herbeoordeling van toelaatbare blootstelling en spanlengten.
 - Gedetailleerde materiaalbeoordeling van pijpleiding en fittingen.

1.3.2 Integriteit van offshore pijpleidingen

- Er zijn geen ontwerpcodes of normen die specifiek zijn geschreven voor offshore waterstofpijpleidingen (en herbestemming), maar er zijn initiatieven om dit aan te pakken, zoals het H2PIPE JIP. De impact hiervan is dat er nog veel onzekerheden zijn over hoe de geschiktheid van bestaande pijpleidingen voor waterstoftransport te evalueren en aan welke criteria moet worden voldaan.

- Er zijn geen integriteitsproblemen geïdentificeerd voor de beoordeelde offshore pijpleidingen die onmiddellijk zouden voorkomen dat ze kunnen worden hergebruikt voor waterstof. Volledige hercertificeringsbeoordelingen zijn vereist zodra hier een correcte methode voor is ontwikkeld.
- Er blijven veel onbekenden en aannames bestaan met betrekking tot het transport van waterstof in hergebruikte offshore stalen pijpleidingen. Toekomstige operationele omstandigheden, mogelijke niet-detecteerbare scheuren in de buiswand, erosierisico, langdurige vermoeidheid bij lage cycli en materiaaldegradatie door blootstelling aan waterstof vallen hier bijvoorbeeld onder.
 - Een hercertificeringsbeoordeling door BV heeft de NOGAT- en NGT-pijpleidingen voor waterstoftransport goedgekeurd, maar de screeningbeoordeling werd geproduceerd vóór de publicatie van enige wettelijke richtlijnen. Het kan dus nodig zijn om deze te herhalen, of op zijn minst te herzien, zodra dergelijke richtlijnen beschikbaar zijn. Een herhaling of herbeoordeling zou huidige aannames en berekeningen ongeldig kunnen maken.
- Een van de belangrijkste bedreigingen voor de integriteit van pijpleidingen is waterstofbrosheid (HE) als gevolg van scheuren in de buiswand en vermoeidheidscycli. Pijpleidingen die met dergelijke scheuren gebruikt worden, gedurende een periode waarin de operationele omstandigheden fluctueren en waar een risico op beweging bestaat, kunnen binnen een onbepaalde tijd defect raken. Als een toelaatbare scheurgrootte kan worden bepaald voor gebruik met waterstof, gedetecteerd kan worden door in-line inspecties, en wanneer stresscycli van operationele schommelingen en omgevingsfactoren kunnen worden beheerst, dan wordt verwacht dat de dreiging van HE kan worden beheerst.
 - De resolutie / nauwkeurigheid van de huidige inspectie-instrumenten (ILI) moet worden geëvalueerd om te bepalen of de afwezigheid van alle scheuren die vatbaar kunnen zijn voor HE te bevestigen. Toegestane scheurgroottes voor aardgas zullen ook niet dezelfde zijn als voor waterstof. Het bepalen van een aanvaardbare scheurgrootte en het inspecteren ervan is een voortdurende uitdaging. ILI-Aannemers ontwikkelen hulpmiddelen (zoals EMAT) om dit probleem aan te pakken.
- Standaard onderzeese beoordelingen van levensduurverlenging voor pijpleidingen zijn vereist naast toekomstige beoordelingen van herbesteding van waterstof. De reden hiervoor is dat de onderzeese pijpleidingen langer zullen moeten werken dan oorspronkelijk was verwacht indien gebruikt voor waterstoftransport.
- De manier waarop onderzeese pijpleidingen momenteel worden beheerd met betrekking tot technische integriteit, moet worden herzien voor gebruik met waterstof. Een risicobeoordeling en een risicobeperkingsplan moeten door de pijpleidingbeheerders worden uitgevoerd om ervoor te zorgen dat alle niet-aanvaardbare risico's worden beperkt. Aanvaardbare blootstellingslimieten en freespan limieten moeten opnieuw worden berekend, de bedrijfsomstandigheden van pijpleidingen moeten zorgvuldig worden gecontroleerd en scheurdetectie en scheurgroei-modellering zijn vereist. Deze problemen moeten door pijpleidingbeheerders worden aangepakt bij de overgang naar waterstoftransport.

1.3.3 Scenario's

- Zeven pijpleiding beheerders zijn benaderd voor dit onderzoek naar mogelijkheden in hergebruik van offshore pijpleidingen: NOGAT, NGT, NAM, Wintershall, Taqa, Petrogas and BBL. Hieruit is gebleken dat:
 - NOGAT, NGT, NAM en Wintershall hebben pijpleidingen die hergebruikt kunnen worden en op geschikte locaties zijn voor transport van waterstof komend van demo 2 en zoekgebied 6 / 7.
 - Alle pijpleiding beheerders, behalve BBL, zijn actief hergebruik mogelijkheden aan het verkennen en commercieel geïnteresseerd.

- Er zijn zeven herbestemmingsscenario's voor pijpleidingen ontwikkeld. Zes van de zeven scenario's zijn gericht op hergebruik van pijpleidingen, en de ander is een alternatief scenario dat de voorkeur geeft aan voornamelijk nieuwe pijpleidingen ter vergelijking. Twee scenario's zijn afkomstig van NOGAT en NGT en zijn al in detail ontwikkeld en geëvalueerd door NOGAT en NGT. Een scenario is ontwikkeld door NAM. De andere scenario's zijn ideeën op hoog niveau, waarvan sommige zijn besproken met andere pijpleidingbeheerders.
 - Scenario 1: Waterstof via G-blok naar Uithuizen, omleiden aardgas naar NOGAT.
 - Scenario 2: Waterstof via NOGAT naar Den Helder, omleiden aardgas via G-blok naar Uithuizen.
 - Scenario 3: Waterstof naar NGT, omleiden aardgas naar NOGAT.
 - Scenario 4a: Waterstof via G-blok en NOGAT, omleiden aardgas via NGT/NOGAT naar Den Helder.
 - Scenario 4b: Gebaseerd op scenario 4 maar minder nieuwe pijpleidingen en een directe waterstofpijpleiding van Demo 2 naar AWG-1 platform.
 - Scenario 5: Nieuw aangelegd pijpleidingennetwerk met alleen hergebruik van het waddengedeelte.
 - Scenario 6: Waterstof via WGT naar Den Helder en via NGT naar Uithuizen. Omleiden van aardgas via NAM en NGT/NOGAT.
- Voor alle scenario's zijn nieuwe pijpleidingen nodig. De resultaten van de milieueffecten (PAWOZ en pVAWOZ) zullen dus cruciaal zijn in het besluitvormingsproces van nieuw versus hergebruik.

1.3.4 Scenario-evaluatie

- Evaluatiecriteria van belanghebbenden zijn verzameld, beoordeeld en samengevat in vroege Go / No-go-vlaggen, kwantificeerbare en kwalitatieve parameters.
 - Go / No-go-vlaggen zijn de beschikbaarheid van pijpleidingen, integriteit en waterstofcapaciteit.
 - Het scoren van de integriteit van de pijplijn is niet als gunstig voor het proces beschouwd. In de praktijk hebben de meeste pijpleidingen typische integriteitsproblemen die op de juiste manier worden beheerd tijdens het gebruik met aardgas. De integriteitsproblemen worden niet als een nuttige onderscheidende factor tussen pijpleidingen beschouwd, tenzij kritieke problemen worden geïdentificeerd.
 - Andere gehanteerde criteria zijn:
 - Netwerk- en connectiviteitsvoordelen, waaronder opslagpotentieel en redundantie.
 - Planning en waterstofcapaciteit van de scenario's.
 - Kostenramingen op hoog niveau, gericht op geschatte kosten voor nieuwe en hergebruikte pijpleidingen.
 - Milieu en vergunningen op basis van impact op Natura 2000-zones.
- De beste scenario's voor elk criterium kunnen kwalitatief als volgt worden samengevat:

Tabel 1.1: Kwalitatieve samenvatting scenario evaluatie

Criteria	Evaluatie van het scenario
Integriteit van de pijpleiding	De beoordeling van de integriteitsgegevens van pijpleidingen op hoog niveau aan de hand van generieke vereisten voor waterstofdiensten heeft geen reden opgeleverd om bepaalde pijpleidingen aan te bevelen boven andere, uitsluitend op basis van hun integriteitsstatus. Er kan echter worden gesteld dat de toestand van nieuwbouwpijpleidingen inherent superieur is aan die welke al tientallen jaren in gebruik zijn, en als zodanig presteert scenario 5 goed in dit criterium, aangezien het de langste lengte van nieuwbouwpijpleidingen en het kortste deel van het hergebruik van pijpleidingen heeft.

Criteria	Evaluatie van het scenario
Connectiviteit	De scenario's 2, 4b, 5 en 6 worden geacht het hoogste connectiviteitspotentieel en de minste complexiteit te hebben. Deze scenario's hebben over het algemeen het laagste aantal en de kortste lengtes van nieuwe pijpleidingen. Het minste aantal tie-ins is te vinden in scenario 2 , gevolgd door scenario 5 . Wat het opslagpotentieel betreft, bieden de scenario's 4b en 6 de meeste opties. Scenario 4b heeft het hoogste aantal onderzeese verbindingen, maar profiteert van een internationale verbinding (NOGAT met Denemarken).
Redundantie	Scenario 4a, 4b en 6 presteren goed op het gebied van redundantie vanwege de aanwezigheid van twee aanlandingen voor waterstof. Er moet echter worden opgemerkt dat de aanlandingen nog niet met elkaar verbonden zijn (vóór de volledige uitfasering van NG). Na uitfasering zullen deze scenario's drie aanlandingen hebben in vergelijking met twee aanlandingen voor de andere scenario's.
Veiligheid	Scenario 2 en 5 zijn voordelig als het gaat om veiligheid, simpelweg op basis van een laag aantal/kortere lengtes van nieuwe pijpleidingen en de minste aansluitingen.
Tijdlijn / capaciteit	Scenario 2, 4a en 4b worden geëvalueerd als het grootste potentieel in termen van transportcapaciteit en -tijdlijn (14 GW in 2040; voldoende voor de "hoge" schatting van de ontwerpcriteria in 2040). Na de uitfasering van aardgas hebben de scenario's 4a en 4b het grootste potentieel en zouden ze kunnen volstaan om aan de "mid" criteria voor 2050 te voldoen. Scenario 2 heeft echter mogelijk niet voldoende capaciteit voor de "mid" criteria 2050. Scenario 1 presteert hier het slechtst, omdat het niet voldoende capaciteit heeft om aan een van de productiecriteria voor 2040 te voldoen.
Kosten	Scenario 2 en 4b zullen naar verwachting de minste CAPEX hebben, grotendeels op basis van de kortere lengte van de vereiste nieuwbouwpijpleidingen (36"). Opgemerkt moet worden dat de OPEX een belangrijke invloed kan hebben op deze evaluatie en momenteel niet in aanmerking wordt genomen.
Milieu	Scenario 4b en 5 worden geacht de laagste impact op het milieu te hebben op basis van het lage aantal bouwactiviteiten in Natura 2000 gebieden en de minste impact op de zeebodem van de kortere lengte van de vereiste nieuwbouwpijpleidingen.
Verbinding met Groningen	In scenario 1, 3 en 5 komt alle waterstof aan in Groningen. In scenario 4a, 4b en 6 komt alleen de waterstof uit Demo 2 in Groningen terecht. In scenario 2 wordt er geen waterstof (van offshore) naar Groningen getransporteerd.

- De scenario's kunnen worden vergeleken aan de hand van de onderstaande tabel, waarin relevante criteria worden gekwantificeerd.

Tabel 1.2: Kwantitatieve samenvatting scenario evaluatie

Scenario	Kosten (M€) Gebaseerd op de lengte van PL's	Bron H2-landing in Groningen	Aantal platforms/onderzeese verbindingen	Max. H2 capaciteit 2040 (GW)	Max. H2 capaciteit 2050 (GW)*
1	633	Alle	3 / 2	4	8-10
2	504	Geen	3 / 1	14	16-17
3	731	Alle	2 / 2	11	14-15
4a	745	Demo 2	4 / 2	14	20-23
4b	474	Demo 2	2 / 4	14	18-22
5	719	Alle	1 / 2	12	13-14
6	627	Demo 2	2 / 3	7-8	8-10

* Na afbouw van NG-activiteiten. Zie bijlage B.

- Op basis van de voorgestelde scenario's en de bovenstaande criteria ligt het voor de hand dat eventuele routes waarbij NGT, NOGAT, WGT en LoCal (NAM) betrokken zijn, verder moeten worden onderzocht. Voor de pijpleidingen van Taqa, Petrogas en BBL zijn geen geschikte routes voor waterstof of de omleiding van aardgas vastgesteld.

- De onzekerheden die tijdens het scenario-evaluatieproces zijn geïdentificeerd en die verder moeten worden onderzocht, zijn de volgende:
 - Complexiteit van de G17/AWG/N5-verbinding in alle scenario's (met uitzondering van scenario 2) waarvoor een gedetailleerde conceptstudie nodig is, eventueel met inbegrip van een pijpleidingkruising en een platform voor minimale voorzieningen als onderzeese verbindingen niet kunnen worden gerealiseerd.
 - Aansluiting van NOGAT en NGT via een tee- of minimumvoorzieningsplatform in scenario 1, 5 en 6 en dat zich in een scheepvaartroute lijkt te bevinden.
 - Verschil in werkdruk van de leidingsystemen en hoe dit kan worden beheerd bij het omleiden van aardgas.
 - Vermogen van de onshore-faciliteiten om de verandering in gasspecificatie en -volumes na herroutering te beheeren (aan te pakken met TSO).
 - Algemene commerciële complexiteit.

1.4 Aanbevelingen

1. Deze studie moet verder worden ontwikkeld om het detailniveau voor elk scenario te verbeteren. Dit geldt in ieder geval voor scenario's 1, 4a, 4b, 5 en 6, zodat ze beter vergelijkbaar zijn met de reeds ontwikkelde scenario's 2 en 3. Technische studies, met gedetailleerde materiaalbeoordeling, vergunningsstudies en routingstudies zullen moeten worden opgenomen in een vervolgstudie. Dit zal in samenwerking met de betrokken pijpleiding beheerders moeten worden uitgevoerd. Een gedetailleerde analyse van de aardgas productie en overleg tussen de overheid en pijpleidingen beheerders moet ook duidelijkheid verschaffen over hoe bestaande pijpleidingen voor de huidige en toekomstige molecuulproductie tot stand kunnen worden gebracht.
2. EMAT-inspecties moeten worden uitgevoerd voor elke pijpleiding die waarschijnlijk een nieuwe bestemming zal krijgen voor waterstof en de resultaten moeten worden opgenomen in een verdere studie. Daarnaast moet een toelaatbare scheurgrootte (in combinatie met operationale condities) worden bepaald voor gebruik met waterstof, omdat deze anders zal zijn dan de toelaatbare scheurgrootte voor aardgas. Samenwerking met ILI-verkopers zal nodig zijn om de tolerantie en nauwkeurigheid van opkomende gereedschappen te begrijpen en om vast te stellen of de maximale aanvaardbare scheurgrootte betrouwbaar kan worden gedetecteerd.
3. Standaard onderzeese beoordelingen van levensduurverlenging voor pijpleidingen zijn vereist naast toekomstige beoordelingen van herbesteding van waterstof. De onderzeese pijpleidingen zullen langer werken dan oorspronkelijk was verwacht indien deze gebruikt gaan worden voor waterstoftransport.
4. De voordelen en overwegingen met betrekking tot gasmenging (NG en H₂) moeten worden uitgevoerd. Dit is advies wat voortgekomen is uit stakeholderbijeenkomsten nadat werd vastgesteld dat vergunningen mogelijk niet op tijd zijn voor de eerste waterstofproductie. Ook kan waterstofopslag in lege gas velden er voor zorgen dat er een menging ontstaat van NG en H₂.
5. De volgende activiteiten kunnen nodig zijn om de voortzetting van een herbestedingsprogramma voor offshore pijpleidingen te ondersteunen:
 - a. Ontwikkeling van een waarderingsmethodiek voor activa (ter voorbereiding op mogelijke overdracht).
 - b. Ontwikkeling van een door de industrie gesteunde hercertificeringsmethodologie voor pijpleidingen.

- c. Gedetailleerde hercertificeringsbeoordelingen van pijpleidingen (gekoppeld aan waardering).
- d. Proces voor de mogelijke overdracht van infrastructuur aan toekomstige HNO (indien van toepassing).
- e. Regelgevende beslissingen over de financiering van de aanleg van nieuwe pijpleidingen en offshore-infrastructuur.
- f. Voltooiing van berekeningen van de gaskwaliteit (door EBN en GTS) om het probleem met het ontvangen van verschillende gaskwaliteitsstromen bij verschillende aanlandingsfaciliteiten aan te pakken.
- g. Voltooiing van een beoordeling door EBN van de gasproductieprofielen en gasevacuatieroutes.

2 Inleiding en Scoping

Mott MacDonald (MMBV) heeft van Deloitte Financial Advisory B.V. (Deloitte) de opdracht gekregen om bij te dragen aan werkstromen 2 en 3 van een Europese aanbesteding van 18 januari 2023 om advies te geven voor het Energie Infrastructuur Plan voor de Noordzee tot 2050 (EIPN).

Het Nederlandse Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK of Opdrachtgever) wil de Nederlandse overheid, toekomstige Waterstof Netwerk Operators (HNO's), Transmission System Operators (TSO's) en marktpartijen een richtinggevende visie geven over hoe de toekomstige ontwikkeling en groei van het energiesysteem op de Noordzee er na 2030 uit kan zien.

Deze EIPN-visie richt zich op de infrastructuur die nodig is voor de verdere uitrol van offshore windenergie tussen 2030 en 2050, de potentie voor offshore waterstofproductie en scenario's voor het hergebruik van bestaande gasinfrastructuur voor waterstoftransport naar het vasteland. Daarnaast werpt het ook een blik naar de ontwikkeling van de onderling verbonden infrastructuur voor elektriciteits- en waterstoftransport naar zowel het Nederlandse vasteland als andere omringde Noordzeelanden (en wellicht in verbinding met een netwerk van offshore energiehub's). Hierbij zou rekening worden gehouden met de fasering en timing van de onderling verbonden infrastructuur tussen 2030 en 2050.

Bovendien wordt van het EIPN verwacht dat het inzicht verschaft in de noodzakelijke besluitvorming voor dit ontwikkelingsplan, waarbij rekening wordt gehouden met de behoeften op het gebied van rolverdeling, marktorganisatie en juridische instrumenten.

Dit werk omvat bijdragen van EZK in haar rol binnen het Overleg Hergebruik Aardgaspijpleidingen (OHA), Energie Beheer Nederland (EBN), Gasunie, Pijpleidingbeheerders op de Nederlandse Noordzee, Verificatie-instanties en pijpleidinginspectie organisaties. De resultaten en inzichten uit deze werkzaamheden zijn aan ons beschikbaar gesteld en staan als bronvermeldingen in de voetnoten. Resultaten van de verschillende onderzoeken, die TNO en DNV hebben uitgevoerd onder de paraplu van het North Sea Energy Consortium (NSEC), zijn ook meegenomen.

Daarbij wordt ook rekening gehouden met gerelateerd beleid en planning dat wordt ontwikkeld door andere initiatieven, waaronder:

- Programma Verbindingen Aanlanding Wind op Zee (pVAWOZ, gestart begin 2023).
- Programma Aansluiting Wind op Zee (PAWOZ) gekoppeld aan het aanlanden van wind in de Eemshaven en daarmee het oversteken van de Waddenzee, een UNESCO werelderfgoed.

Deze twee programma's zijn de belangrijkste ruimtelijke planningsprocessen voor de ontwikkeling van routes. De scenario's die in werkstroom 2 worden ontwikkeld, dienen als input voor pVAWOZ en PAWOZ, waarin de beslissing over de routes naar offshore wordt genomen.

2.1 Reikwijdte van werkstroom 2

Het doel van dit rapport is een samenvatting te geven van de bevindingen van het EIPN Werkstroom 2 onderzoek, waaronder:

- Ontwikkelen van aanvullende scenario's voor het hergebruik van offshore pijpleidingen op basis van gesprekken / gegevens van exploitanten van trunklines.
- Afronding van een definitief beoordelingskader voor scenario-evaluatie, te coördineren met de werkgroep voor WS2.
- Beoordeling van hergebruikscenario's en identificeren van meest haalbare scenario.

Deze studie richt zich voornamelijk op offshore pijpleidingen en waardoor het woord 'pijpleiding' kan worden opgevat als 'offshore pijpleiding' tenzij anders vermeld.

Hieronder wordt de voorgestelde methodologie beschreven die nodig is om de beoogde output voor werkstroom 2 te bereiken:

- Het ontwikkelen van een technische database met pijplijn-/platformgegevens van exploitanten.
- Het beoordelen van vereenvoudigde integriteitsgegevens voor de pijpleidingen/infrastructuur en toetsen aan de vereisten voor waterstofpijpleidingen.
- Verzamelen van momenteel beschikbare scenario's voor hergebruik van pijpleidingen op zee en aanvullende scenario's toevoegen na betrokkenheid van belanghebbenden. Hiervan vervolgens een representatieve selectie maken.
- Ontwikkelen van een evaluatiecriteria-kader voor de hergebruikscenario's.
- Het evalueren van scenario's aan de hand van de eerder opgestelde evaluatiecriteria.
- Gedurende het proces samenwerken met stakeholders en gelijke kansen geven aan de pijpleidingexploitanten binnen de Nederlandse Noordzee.

Naast dit project (EIPN) zijn er plannen om twee demonstratieprojecten uit te voeren. De EIPN-studie moet Demo 2 en de impact op ontwikkelde oplossingen in overweging nemen.

- Demo 1: <100 MW, ten vroegste 2027 (maakt geen deel uit van dit project)
- Demo 2: 500 MW in 2031 (Ten Noorden van de Wadden (TNW))

2.2 Achtergrondinformatie en aannames

De volgende informatie en aannames zijn afgeleid bij de start van het project.

- Er bestaat momenteel een overcapaciteit in het offshore aardgaspijpleidingentransportsysteem. Volgens schattingen wordt slechts een derde van de doorvoercapaciteit getransporteerd.
- Hydraulische beoordeling: De energie-inhoud (calorische waarde) van waterstof is ongeveer een derde van die van aardgas, dus de stroomsnelheid zou drie keer die van aardgas moeten zijn voor dezelfde energieoverdracht. Bij de beoordeling van de pijpleiding moet hiermee rekening worden gehouden - de stroomsnelheid van het gas zou moeten worden verhoogd om de gewenste energiestroom te bereiken, of de huidige gassnelheden worden gehandhaafd en de gevolgen moeten worden aanvaard.
- De ontwikkelde hergebruikscenario's zijn gebaseerd op waterstofproductie uit het windzoekgebied 6/7 en Demo 2 op Ten Noorden van de Wadden (TNW) gezien de eis om eerst waterstof aan te landen in Groningen (zie projectcontext paragraaf 3).
- EIPN richt zich op het offshore toepassingsgebied en aanlandingen.

2.3 Grenzen van het onderzoek

2.3.1 Beperkingen door studieprogramma

Ondanks pogingen om vroeg in het programma in contact te komen met pijpleidingexploitanten, waren gedurende de indiening van het eerste verslag (Rev A, 29 september 2023) alleen de pijpleidinggegevens van NOGAT/NGOT en scenario's van Gasunie en NOGAT/NGOT ontvangen vanwege uitstaande niet-ondertekende geheimhoudingsovereenkomsten (NDA's). De NGT- en NOGAT-pijpleidinggegevens werden ontvangen op 13 september 2023, twee weken voor de indiening van het Rev A rapport. Een afzonderlijke NDA tussen Mott MacDonald en NOGAT/NGT, die eerder in het onderzoek werd ondertekend, maakte het mogelijk dat enkele andere gegevens over scenario's en evaluatiecriteria werden gedeeld.

Andere pijpleidingexploitanten hebben inmiddels hun medewerking verleend en op 13 oktober 2023 pijpleidinggegevens aangeleverd en in de twee weken daarna input geleverd voor scenario's. Feedback op het rapport werd ook rond 13 oktober ontvangen, hierdoor zijn er dus effectief twee weken geweest om de pijpleidinggegevens van vijf exploitanten te beoordelen en de feedback van vijf verschillende stakeholders op het eerste rapport te verwerken.

Dit heeft gevolgen gehad voor de voortgang van de scenario-ontwikkeling en -evaluatie. Het detailniveau in de scenario-ontwikkeling en -evaluatie heeft hieronder geleden en bestaat op hoger detailniveau dan oorspronkelijk gepland.

De vertraging in de eerste contacten was deels te wijten aan de beschikbaarheid van pijpleidingexploitanten en het lange tijdsbestek dat nodig was om NDA's op te stellen, die met elke pijpleidingexploitant moesten worden afgesloten, om het delen van gevoelige gegevens en informatie met het consortium mogelijk te maken.

2.3.2 Limitaties van de technische studie

Verdere (mogelijke) beperkingen van het onderzoek zijn de volgende:

- De pijpleidingsscenario's zullen worden ontwikkeld vanaf een waterstofcompressieplatform waarvan wordt aangenomen dat het zich nabij windzoekgebied 6/7 en het Demo 2-gebied in de TNW bevindt en dat eindigt bij de waterstof backbone pijpleiding (de startlocatie is TBC, maar wordt verondersteld Eemshaven/Uithuizen te blijken). Een pijpleiding op land zal nodig zijn om de aanlanding met de backbone te verbinden. Het tracé hiervan wordt in deze studie buiten beschouwing gelaten.
- Zoals voorgesteld in het aanbestedingsdocument van het EIPN, vrijgegeven op 18 januari 2023, is het hergebruik van offshore infrastructuur voor CCS in deze studie in eerste instantie niet in overweging genomen. Uit opmerkingen van de betrokken partijen blijkt dat dit moet worden onderzocht, aangezien zowel waterstof als CCS met elkaar concurreren op de markt van de energietransitie.
- Voor het offshore waterstofnetwerk wordt in dit onderzoek alleen gekeken naar puur waterstoftransport en niet naar een menging van aardgas met waterstof. Uit de gesprekken met belanghebbenden blijkt echter dat sommige exploitanten deze optie wel overwegen. De pijpleidingbeheerders zullen naar alle waarschijnlijkheid aardgas naar de wal te blijven transporteren zolang er vraag is op het vasteland. Hierdoor moet er dus een transport route blijven voor het aardgas om aan land te komen, wat de volgende opties overlaat:
 - Aardgas van bestaande pijpleidingen omleiden via andere pijpleidingen om een beschikbaar pijpleidingennetwerk met alleen waterstof te creëren (tevens de focus van deze studie). Hierbij zouden hele pijpleidingen of delen daarvan worden vrijgegeven en zullen gasstromen gemengd moeten worden, wat gevolgen heeft voor de kwaliteit en capaciteit.
 - Waterstof in de aardgasstroom introduceren, zonder omleiding van bestaande netwerken of met kleine aanpassingen. Deze optie heeft haar eigen uitdagingen - scheiding heeft een laag TRL-niveau, is waarschijnlijk duur en energie-intensief, en maakt het systeem complexer. Gemengd gas kan niet in het bestaande gasnetwerk worden ingevoerd omdat het niet ontworpen is om waterstof (kleinere moleculen) op te nemen. Er is een optie om gemengd gas in een H₂-installatie te gebruiken om meer waterstof te produceren en CO₂ af te vangen of het mengsel onshore te scheiden en naar de juiste infrastructuur te sturen - meer informatie hierover is te vinden in het DNV-rapport.¹
 - Bouw van een nieuwe aardgaspijpleiding.

¹ DNV, Rapport No. 23-0026, Hoofdstuk 5: Hergebruik van infrastructuur op de Noordzee voor waterstoftransport, Rev 2

- Gedetailleerde kostenberekeningen zijn in deze studie niet mogelijk gezien de beschikbare informatie en de gevoelige aard van de commerciële gegevens van pijpleidingexploitanten die nodig zouden zijn. Waar mogelijk zullen indicatieve kostenramingen worden vastgesteld.
- In deze studie worden de voordelen van de aanleg van nieuwe pijpleidingen niet onderzocht en wordt het gebruik van bestaande aardgaspijpleidingen niet vergeleken met de aanleg van nieuwe waterstof specifieke -pijpleidingen.
- Andere windzoekgebieden dan gebied 6/7 en de Demo 2-locatie zijn niet meegenomen van andere mogelijke omleidingsscenario's, maar worden wel genoemd in het rapport. Elke netwerkoplossing moet geschikt zijn voor ~35GW (HHV) in 2050 (zie paragraaf 5.7).

2.4 Herzieningen en verspreiding van rapporten

De eerste editie van dit rapport werd op 29/09/23 in verschillende vormen uitgebracht aan de leden van werkgroep 2 en aan de pijpleidingexploitanten NOGAT en NGT. Het bevatte alleen de pijpleidinggegevens en integriteitsbeoordeling voor NOGAT en NGT. De leden van de werkgroep 2 ontvingen het rapport zonder de delen met gevoelige technische gegevens over de pijpleiding, waarbij de exploitanten van de pijpleiding (NGT en NOGAT) alleen de relevante technische delen ontvingen van de pijpleiding voor commentaar en goedkeuring.

Dit is de tweede editie van het rapport, dat nu pijpleidinggegevens en integriteitsbeoordelingen van alle relevante pijpleidingexploitanten bevat. Het is uitgegeven aan de leden van werkgroep 2, wederom exclusief de delen van het rapport die gevoelige technische gegevens van de pijpleidingen bevatten, zodat het eerst kan worden beoordeeld en goedgekeurd door de exploitanten. De pijpleidingexploitanten hebben hierbij ook het volledige rapport ontvangen, exclusief de technische gegevens en evaluatiegedeeltes van andere (concurrerende) pijpleidingexploitanten.

De derde editie van het rapport is uitgebracht op 09/11/23 en heeft de opmerkingen van werkgroep 2 leden en pijpleidingexploitanten behandeld. Het rapport, met passende redacties, is aan alle deelnemers uitgegeven.

Dit is de vierde en laatste herziening van het rapport waarin de laatste opmerkingen van pijpleidingexploitanten en feedback van een gezamenlijke beoordeling door werkgroep 2 leden zijn meegenomen. Het volledige rapport zonder redacties is uitgegeven aan alle deelnemers.

3 Context van het project

In de Nederlandse energietransitie naar een duurzame energiemix is er behoefte aan duurzame energiebronnen. Nederland ligt aan de kust van de Noordzee, die bevat veel potentie om windenergie op te wekken. Waterstof zal mogelijk een grote rol gaan spelen in de toekomst, om het windenergie van offshore naar de backbone op land te transporteren. Er moet worden onderzocht of de bestaande onderzeese pijpleidingen die nu worden gebruikt voor aardgas (NG) in de toekomst kunnen worden hergebruikt voor het transport van waterstof. TNO en DNV hebben eerdere studies uitgevoerd waaruit blijkt dat hergebruik van pijpleidingen potentiële voordelen heeft, zowel financieel als ecologisch. De studies van TNO en DNV worden verder toegelicht in paragraaf 6.4.3.

Het EIPN-project bestaat uit vier verschillende deelonderwerpen, i.e. werkstromen. Deze werkstroom, fase 2, onderzoekt de scenario's voor het hergebruik van bestaande onderzeese pijpleidingen voor het transport van waterstof.

- Werkstroom 1: Strategische visie
- **Werkstroom 2: Hergebruik van bestaande gasinfrastructuur**
- Werkstroom 3: hub voor offshore-energie
- Werkstroom 4: Marktregulering

Houd rekening met het feit dat er sprake kan zijn van onderlinge afhankelijkheid van andere werkstromen - het pijpleidingentransportsysteem maakt deel uit van een bredere waardeketen.

Om op zee geproduceerde waterstof aan land te brengen, moet een waterstofnet worden ontwikkeld van windzoekgebied 6/7 naar de kust. Dit kan door nieuwbouw (programma Verbindingen Aanlanding Wind Op Zee (pVAWOZ)) of door hergebruik van de bestaande aardgasinfrastructuur voor waterstof (EIPN Werkstroom 2). Het hergebruiken van het netwerk zou grote voordelen kunnen hebben ten opzichte van nieuwbouw: het hergebruiken van bestaande pijpleidingen zou een fractie kunnen kosten van nieuwbouw, de installatietijd zou aanzienlijk verkort kunnen worden en de verstoring van de ecologisch kwetsbare Waddenzee/Noordzee zou geminimaliseerd kunnen worden. Daarom stelt werkstroom 2 het doel om "prepare an advisory memo that provides the basis for deciding which scenarios for reuse of existing offshore natural gas infrastructure for the purpose of an offshore hydrogen transportation infrastructure".

3.1 Offshore/onshore connectiviteit

HyNetwork Services, onderdeel van Gasunie, ontwikkelt momenteel een onshore waterstofnetwerk. Het netwerk verbindt de grootste waterstofverbruikers met de productielocaties. De VAWOZ-studie stelt dat het waterstofnet in Nederland zich uitstrekt tot Den Helder en dus kan worden aangesloten op de waterstofpijpleidingen die aan land komen². PAWOZ dekt Noord-Nederland en heeft benadrukt dat een nieuwe verbinding tussen Uithuizen en het Waterstofnet Nederland nodig zal zijn³. Verder kunnen de aanlandingslocaties voor offshore waterstof zowel de haven van Rotterdam als IJmuiden zijn. Er zijn veel andere potentiële aanlandingslocaties als er nieuwe pijpleidingen moeten worden aangelegd (het onderwerp van de pVAWOZ-studie). Echter, hoe het offshore systeem aansluit precies op het elektriciteitsnet

² Eindrapport voorverkenning VAWOZ 2031-2040, paragraaf 4, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2022.

³ DNV, Rapport No. 23-0026, Hoofdstuk 5: Hergebruik van infrastructuur op de Noordzee voor waterstoftransport, Rev 2

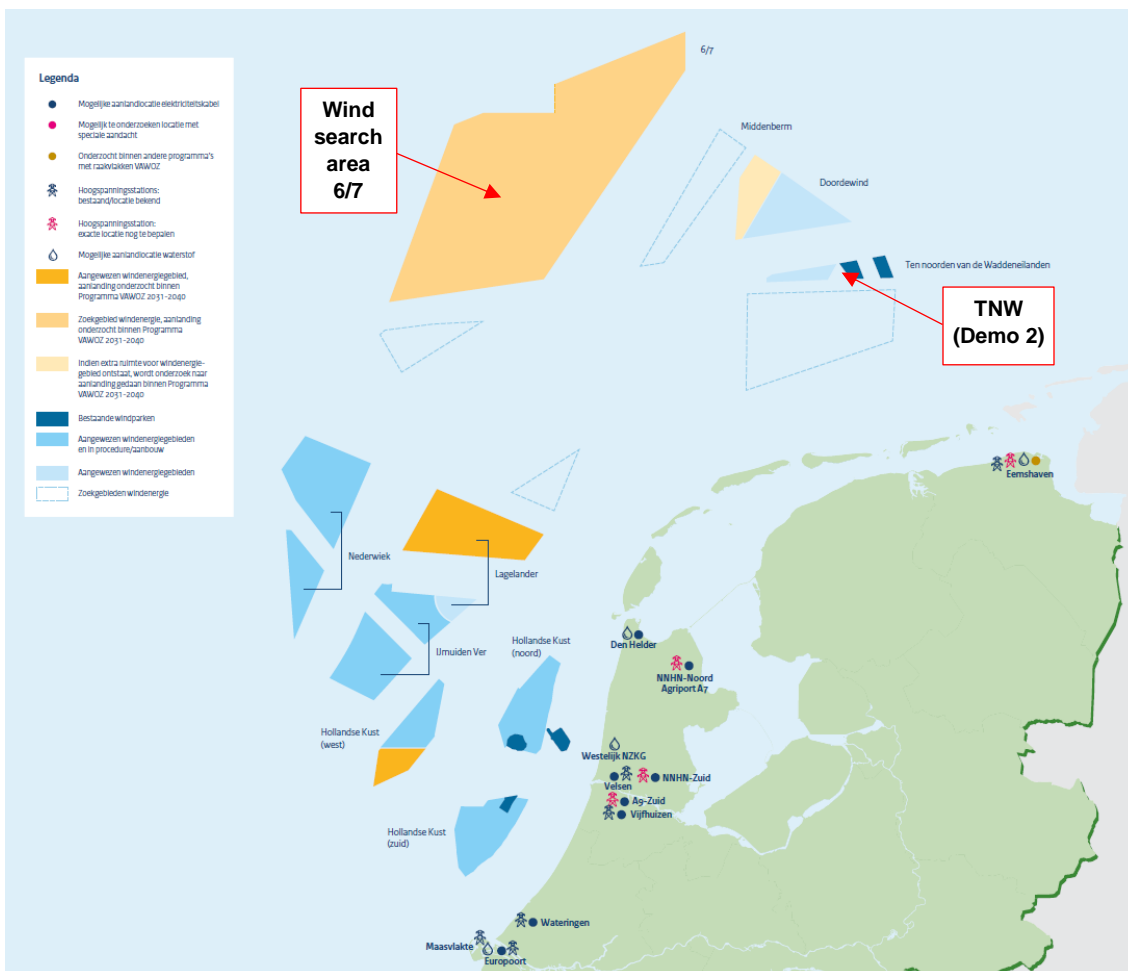
van het vasteland is een belangrijke factor die op holistische wijze tussen de twee initiatieven bekeken moet worden om een gezamenlijke aanpak te garanderen.

De provincie Groningen is bij ministerieel besluit het gewenste doel voor Demo 2. Dit komt door de goede verbindingen (HyNetwork Services), lokale opslagmogelijkheden (HyStock), export en doorvoermogelijkheden⁴. Daarnaast sluit dit goed aan bij de overeenkomst om opnieuw te investeren in het gebied, nadat deze decennia van aardgaswinning heeft geleden onder lokale aardbevingen met schade aan eigendommen en zorgen van de bewoners.

3.2 Wind zoekgebied 6/7

Het grootste deel van de nieuwe windenergiecapaciteit zal naar verwachting worden geïnstalleerd in zone 6/7 (Figuur 3.1). Deze zone ligt op ongeveer 150 km van het dichtstbijzijnde aanlandingspunt (Den Helder en Uithuizen) en heeft een oppervlakte van meer dan 3.000 km². Er kan ongeveer 22 GW tot 28 GW aan windenergie worden geïnstalleerd en dit zal voornamelijk gebeuren in de periode 2031-2040. Uit EIPN WS1 werd begrepen dat in de zone 9 GW aan power-to-gas (PtG) capaciteit zal worden geïnstalleerd (elektrolyser capaciteit).

Figuur 3.1: Aangepaste Windparkzones in het Nederlandse Noordzeegebied, verkregen van pVAWOZ.*⁵



⁴ M. Rutte, J.A. Vijlbrief, Kamerbrief over Nij begun: op weg naar erkenning, herstel en perspectief, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 25/04/2023.

⁵ Uitgangspuntennotitie, pVAWOZ 2031-2040, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 21/4/2023

3.3 Ten Noorden van de Wadden (TNW - Demo 2)

Het tweede grootschalige offshore waterstofproject is demonstratieproject 2 (Demo 2). Demo 2 zal naar verwachting een waterstofproductiecapaciteit van 500 MW faciliteren en zou rond het jaar 2031 operationeel moeten zijn (Tabel 3.1). Deze waterstofproductiefaciliteit zal op een platform worden geplaatst en worden aangesloten op een 700 MW windmolenpark met de naam "Ten Noorden van de Waddeneilanden" TNW⁶. Dit gebied ligt 56 km ten noorden van Nederland en is ongeveer 120 km van de kust verwijderd. Demo 2 zal mogelijk een net-geïntegreerde faciliteit worden door verbinding te maken met het nabijgelegen HVDC-systeem op locatie "Doordewind". Hierdoor kan de energie naar wal getransporteerd worden via stroom of waterstof, waardoor deze faciliteit functioneert als energie hub. Dit zou een flexibeler en robuuster energiesysteem moeten opleveren. Om waterstof aan land te brengen moet de faciliteit worden aangesloten op een offshore pijpleiding. Deze optie wordt nog besproken met Gasunie en TenneT in de projectgroep Hydrogen Demonstration.

Tabel 3.1: Overzicht van de pilot en het TNW-project .

Wind Zoekgebied	Omvang (GW) _e	Datum ingebruikname	Potentiële H ₂ productie	Opmerkingen
Piloot	0.1	Voor 2031	Ja	Offshore H ₂ pilot (Demo 1)
Ten Noorden van de Wadden	0.7	2031	Ja	500MW offshore elektrolyse aangekondigd (Demo 2)

⁶ Sluijters, S., Windpark "Ten noorden van de waddeneilanden" moet in 2031 offshore waterstof produceren, Energiea, 20/03/2023.

4 Algemene methodologie

Hieronder wordt de voorgestelde methodologie die nodig is om de beoogde output voor werkstroom 2 te bereiken:

- Het ontwikkelen van een technische database met pijplijn-/platformgegevens van exploitanten.
- Het beoordelen van vereenvoudigde integriteitsgegevens voor de pijpleidingen/infrastructuur en toetsen aan de vereisten voor waterstofpijpleidingen.
- Verzamelen van momenteel beschikbare scenario's voor hergebruik van pijpleidingen op zee en aanvullende scenario's toevoegen na betrokkenheid van belanghebbenden. Hiervan vervolgens een representatieve selectie maken.
- Ontwikkelen van een evaluatiecriteria-kader voor de hergebruikscenario's.
- Het evalueren van scenario's aan de hand van de eerder opgestelde evaluatiecriteria.
- Gedurende het proces samenwerken met stakeholders en gelijke kansen geven aan de pijpleidingexploitanten binnen de Nederlandse Noordzee.

4.1 Verzoek om gegevens

Het doel is om een basisinzicht te krijgen in de huidige integriteit en algemene status van de pijpleidingen, zodat hun potentiële geschiktheid voor hergebruik voor het transport van waterstof kan worden bepaald. Het is niet de bedoeling om de pijpleidingen te revalideren of opnieuw te certificeren. Verdere fasen van het EIPN of andere gerelateerde projecten zullen zeker gedetailleerdere technische beoordelingen van de pijpleidingen vereisen. De exploitanten van pijpleidingen zullen om de volgende gegevens worden verzocht:

- Offshore infrastructuurkaart (om de pijpleidingen en mogelijke routes naar de kust te identificeren).
- Suggesties voor waterstofroutering naar de wal (en aardgasroutering).
- Basisgegevens pijpleiding (OD / WT / materiaal enz.).
- Overzichten van de huidige integriteit van pijpleidingen.
- Tijdschema voor de integriteit van pijpleidingen (verleden, heden, toekomst), inclusief beoordelingen van de verlenging van de levensduur.
- Onderzoeken naar hergebruik van pijpleidingen (methode en samenvattend resultaat), intern en/of door derden.
- Life-of-field gegevens of toekomstige productieprofielen (om vast te stellen wanneer pijpleidingen beschikbaar kunnen zijn).
- Status van platforms (leeftijd, mogelijke ruimte aan dek voor herbesteding, verzakkings-/schuurproblemen, ontmantelingsstatus/-plannen).

4.2 Methodologie voor scenario-evaluatie

Het doel van het beoordelingskader is om een systeem te ontwikkelen dat kan worden toegepast op de geselecteerde scenario's, dit resulteert in een evenwichtige vergelijking en evaluatie door kwalitatieve beoordeling en kwantitatieve puntenwaardering te realiseren. Het eindresultaat zal een shortlist van voorkeursscenario's zijn, gebaseerd op duidelijke argumenten en technische voordelen. Het is misschien niet mogelijk om een duidelijke winnaar aan te wijzen uit de shortlist, omdat er waarschijnlijk veel onderlinge afhankelijkheden zijn met andere werkstromen die ook de voorkeursresultaten en -prioriteiten kunnen bepalen. Er zullen ook veel factoren zijn die in dit

stadium nog niet in overweging zijn genomen (zoals commerciële overeenkomsten) en projectontwikkelingen in de toekomst die de uitkomst van de beoordeling waarschijnlijk zullen beïnvloeden.

Elk scenario zal kerncomponenten of knooppunten hebben die onafhankelijk van het scenario als geheel kunnen worden geëvalueerd. Deze kunnen worden onderverdeeld in de volgende:

- Pijpleidingen
- Platforms en andere infrastructuur
- Aanlanding

De methode voor het beoordelen van elk van deze componenten zal verschillend zijn en kan in eerste instantie afzonderlijk worden uitgevoerd. Het resultaat ter beoordeling van de componenten of knooppunten kan vervolgens worden meegenomen in de holistische scenariobeoordeling. Deze stap is afhankelijk van de beschikbaarheid van de relevant gegevens.

4.2.1 Offshore pijpleidingen

De beoordeling van de bestaande offshore pijpleidingen wordt gebaseerd op een beoordeling van de huidige integriteit en de geschiktheid voor verandering van gasgebruik (van aardgas naar waterstof). Exploitanten van pijpleidingen moeten regelmatig integriteitsbeoordelingen uitvoeren en de nodige herstelmaatregelen treffen om ervoor te zorgen dat de pijpleiding gedurende de ontwerplevensduur veilig kan blijven functioneren. Deze integriteitsbeoordelingen zijn cruciaal voor de evaluatie van de pijpleiding. De leeftijd van de pijpleiding is ook een factor, hoewel pijpleidingen ook na de ontwerplevensduur kunnen worden gebruikt op basis van voortdurende integriteitsbeoordelingen en onderzoeken naar levensduurverlenging (hoofdstuk 6.5), en tegen 2030 zullen veel, zo niet alle, pijpleidingen waarschijnlijk in deze conditie opereren.

4.2.2 Platforms en andere infrastructuur

Als een platform in een van de scenario's in aanmerking komt, zal deze onafhankelijk moeten worden geëvalueerd of deze geschikt is voor gebruik. Er zal een algemene beoordeling van de integriteit nodig zijn (inclusief de verwachte levensduur), net als bij de pijpleidingen. Daarnaast zal ook moeten worden gekeken naar de mogelijkheid om waterstof gerelateerde apparatuur en extra stijgleidingen te plaatsen en naar de belasting die deze op de structuur zullen uitoefenen. Het resultaat bedraagt een algemene integriteits- en geschiktheidsverklaring.

Andere infrastructuur omvat onderzeese aansluitingen en manifolds.

Hieronder een voorbeeld van de platformgegevens die nodig zijn om bovenstaand beschreven evaluaties te voltooien:

- Conditierapport en informatie over reparaties.
- Hercertificeringsstudies.
- Ruimte op het platform.
- Toegankelijkheid voor het hijsen van waterstofapparatuur.

4.2.3 Aanlandingen

Aanlandlocaties zullen beperkt zijn en het kan blijken dat één aanlanding duidelijk voordeliger is dan andere op basis van eenvoudige, fundamentele criteria. Nieuwe aanlandings-locaties maken deel uit van de programma's pVAWOZ en PAWOZ-Eemshaven, maar voor deze studie worden enkel bestaande aanlandingslocaties gebruikt.. Er is een eenvoudige vergelijkende studie nodig om de voordelen van elke aanlanding te identificeren, die vervolgens kan worden gebruikt in de scenario-evaluatie.

De VAWOZ-studie stelt dat het Waterstofnet in Nederland zich uitstrekt tot Den Helder en dus kan worden aangesloten op de waterstofpijpleidingen die aan land komen.

5 Gegevens

In dit gedeelte worden enkele van de belangrijkste gegevens die in werkstroom 2 zijn gebruikt, gepresenteerd en wordt gewezen op de belangrijkste gegevens die het project kunnen beïnvloeden.

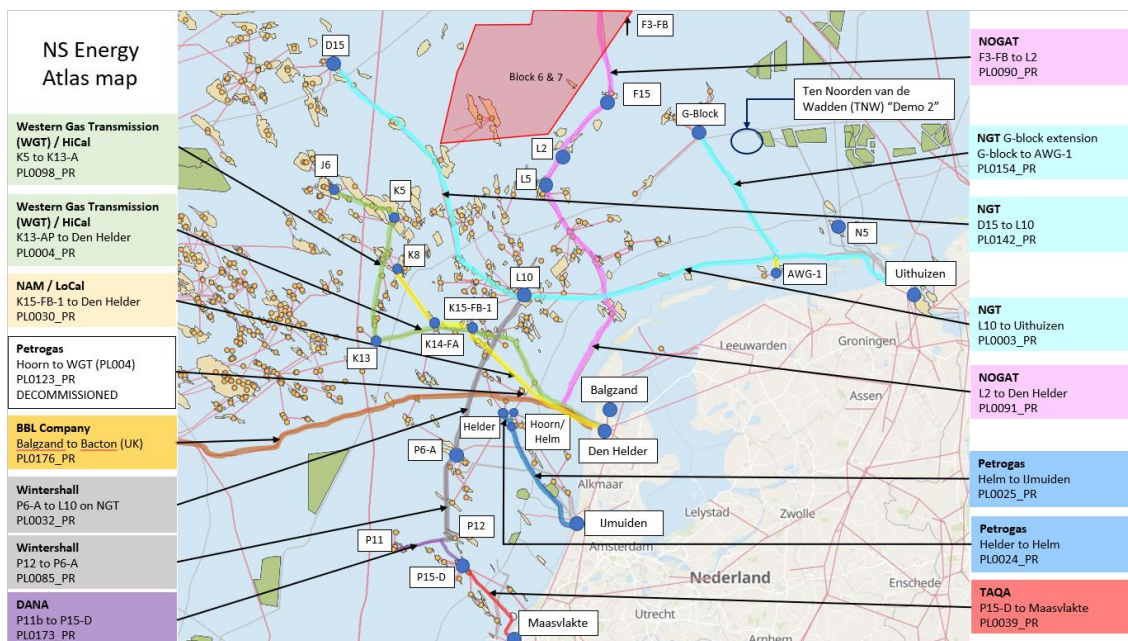
5.1 Achtergrondgegevens

Algemene achtergrondgegevens over het Demo 2-gebied, windzoekgebieden 6/7 en geplande prognoses voor de waterstofproductie zijn te vinden in hoofdstuk 2 en hoofdstuk 3.

5.2 Offshore pijpleidingen

Gedetailleerde gegevens over de pijpleidingen zijn te vinden in de pijpleidingendatabase in Bijlage A. Tabel 5.1 toont een samenvatting van deze gegevens. De geschatte capaciteit is gesimuleerd met Unisim-software waarbij voor elke pijpleiding een drukdaling van 100 bar tot 65 bar is ingesteld. De getoonde capaciteiten zijn indicatief en worden gebruikt voor het analyseren van scenario's in plaats van absolute cijfers. Figuur 5.1 laat de offshore pijpleidinginfrastructuur in de Nederlandse Noordzee zien.

Figuur 5.1: Nederlandse Noordzee pijpleiding infrastructuur kaart⁷



⁷ Achtergrondafbeelding uit Energy Atlas, North Sea Energy, <https://north-sea-energy.eu/en/energy-atlas/>, laatst bekeken op 29/09/2023.

Tabel 5.1: Overzicht van pijpleidinggegevens

PL-nr.	Bekend als	Exploitant	Van	Naar	Lengte (offshore) (km)	Dia. (in)	WT (mm)	Materiaal pijp	Ontwerp druk (barg)	Geschatte capaciteit (GW)
PL0003_PR (NP-001)	Export NGT	NGT	L10-A	Uithuizen GTI (onshore)	176					12
PL0154_PR (NP-004)	NGT uitvoer (G-blok)	NGT	G17d-A	ST KP 118,9	65					4
PL0142_PR (NP-002)	Export NGT	NGT	D15-FA	L10-A	140					16
PL0090_PR	NOGAT-bundel	NOGAT	F3-FB	L2	110					10
PL0091_PR	NOGAT-bundel	NOGAT	L2	Den Helder GTI (onshore)	154					14-16
PL0030_PR	LoCal	NAM	K15-FB-1	Den Helder GTI (onshore)	84					7.1
PL0004_PR	HiCal / WGT	Wintershall Noordzee	K13-A	Den Helder GTI (onshore)	129.6					14-16
PL0098_PR	WGT uitbreiding	Wintershall Noordzee	J6-A	K13-A	86					
PL0032_PR	Wintershall P6-A	Wintershall Noordzee	P6-A	NGT						4.5
PL0218_PR		Wintershall Noordzee	Q4-C	Q8-A						1.2
PL0061_PR		Wintershall Noordzee	Q8-A	Ijmuiden						2.0
PL0038_PR		Wintershall Noordzee	K18-Kotter-P	Q1-Helder-A						2.4
PL0085_PR		Wintershall Noordzee	P12-SW	P06-A						
PL0025_PR	Helm naar Ijmuiden	Petrogas	Helm	Ventielstation Ijmuiden	59					5.5
PL0024_PR	Helder-A naar Helm	Petrogas	Helder	Helm	6					

PL-nr.	Bekend als	Exploitant	Van	Naar	Lengte (offshore) (km)	Dia. (in)	WT (mm)	Materiaal pijp	Ontwerp druk (barg)	Geschatte capaciteit (GW)
PL0099_PR	DPL-15D1	TAQA	P15-D	Maasvlakte	40	26				11.8
PL0039_PR	DPL-15C1	TAQA	P15-C	Hoek van Holland	43	10				0.9
PL0106_PR	DPL-18A1	TAQA	P-18A	P15-D	21	16				5.1
PL0138_PR		TAQA	Q16-FA-1	P18-A	15	8				1
PL0138_HS		TAQA	Q16-FA-1	P18-A	15	2				0.02
PL0173_PR		Wintershall Noordzee	P11b	P12-SW						
PLxxx		DANA	Tee op PL0173_PR	P15-D						
PL0176_PR		BBL Company	Balgzand	Bacton	235	36				11.8

Tabel 5.2 is afkomstig uit het DNV JIP-rapport⁸ en toont de H₂-capaciteit van enkele van de belangrijkste offshore-pijpleidingen in de Nederlandse Noordzee. Diameters zijn gebaseerd op aanlanding en de capaciteit is gebaseerd op zuivere waterstof bij de ontwerpdruk voor de volledige pijplijnlengte.

Tabel 5.2: Overzicht van offshore gastransportleidingen

Naam	Exploitant	Diameter (in)	Capaciteit H2 (GW)
NGT	Noordgastransport B.V.	36	10-14
NOGAT	NOGAT B.V.	36	10-12
LOKAAL	NAM	24	5.9
WGT	Wintershall Noordzee B.V.	36	13.8
Wintershall P6-A "L10-AR" NGT	Wintershall Noordzee B.V.	20	4.2
Wintershall Q4-C > Q8 Ijmuiden	Wintershall Noordzee B.V.	10.7	1.16

Waterstofpijpleidingcapaciteit in Tabel 5.2 is geschat in GWs HHV van waterstof met behulp van de simulatiesoftware UniSim. Alle pijpleidingen zijn gemaakt van API-5L-X52 tot X70 (PSL2) staal en de druk stroomopwaarts bij de inlaat is ongeveer 100 barg en de minimale levering is 65 barg bij de uitlaat (ingang naar de onshore waterstofruggengraat).

Een pijpleiding met een diameter van 36" (900 mm) kan 10-15 GW waterstof transporteren; meer dan genoeg om de productiepieken van 12 GW elektrolyse op zee te transporteren (9,6 GW waterstof bij een elektrolyse-efficiëntie van 80%, gebaseerd op de calorische bovenwaarde)⁹.

5.3 Platforms en mijnbouwactiviteiten

EBN heeft bevestigd dat het bemande K15FB-platform rond 1985 is geïnstalleerd en naar verwachting de komende tien jaar in bedrijf zal blijven (afhankelijk van de productievolumes en gasprijzen).

Wintershall heeft bevestigd dat het K13-A platform, dat de K13-Extensie en K13-Den Helder pijpleiding scheidt, een pig receiver heeft voor de 24" pijpleiding en een pig launcher voor de 36" pijpleiding. Het platform produceert niet maar heeft wel waterbehandelingsfaciliteiten (voor overboard water). De waterdiepte in het gebied is 28 m.

Het volgende is overgenomen uit het EBN mijnbouwrapport¹⁰:

- Huidige activiteit (Figuur 5.2 [LINKS])
 - Platform E18-A is in 2019 door Wintershall schoongemaakt.
 - Platform F16-A is permanent opgeschort en de ontmanteling van de put is begonnen. Volledig ontmanteld in 2032 (Wintershall heeft laten weten dat dit 2027 zou kunnen zijn). Geen wettelijke verplichting om pijpleidingen vrij te maken, dus pijpleiding tussen E18A en F16-A mag blijven liggen.
 - F3-FB zal nog vele jaren olie blijven produceren.
- Toekomstige activiteit (2023 tot 2050, Figuur 5.2 [RECHTS])
 - E15c (Neptune) vergunning voor proefboring. Indien succesvol, mogelijk verwerkingsplatform en pijpleidingen voor aansluiting op NGT.

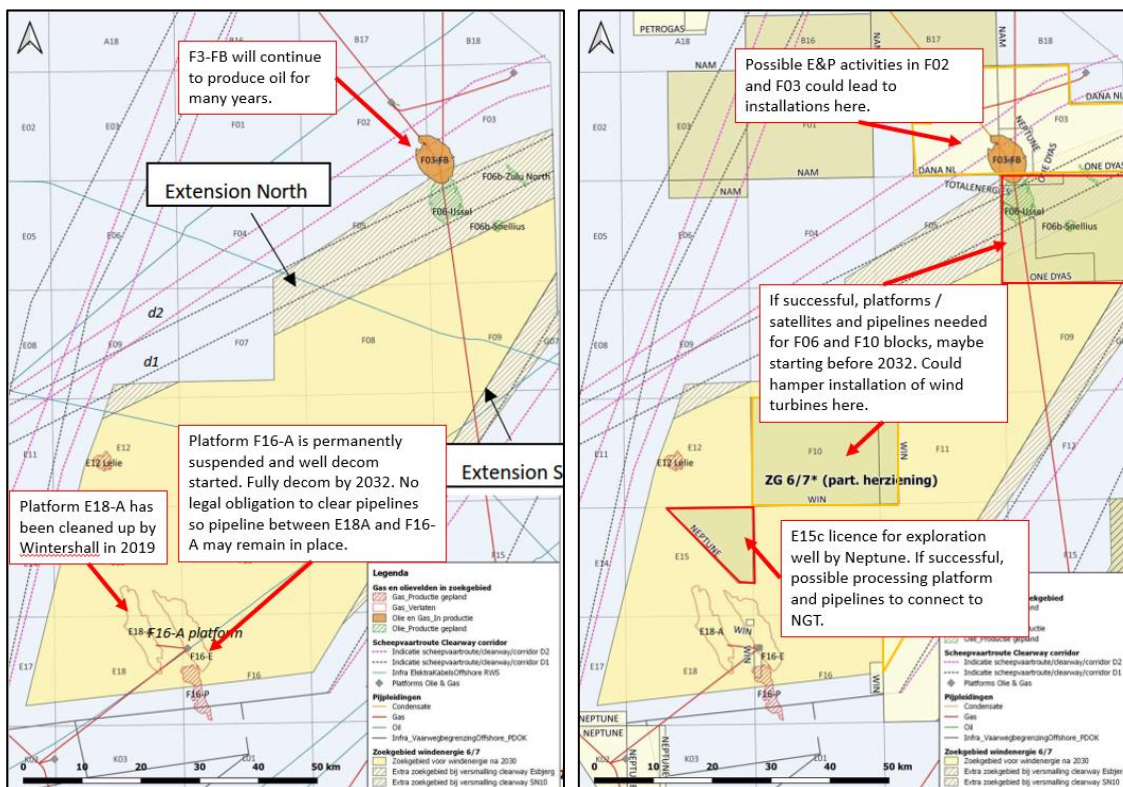
⁸ DNV, Rapport No. 23-0026, Hoofdstuk 5: Hergebruik van infrastructuur op de Noordzee voor waterstoftransport, Rev 2

⁹ Ontwerpcriteria offshore waterstofnetwerk, Gasunie, 13/09/2023

¹⁰ Memo mijnbouwactiviteiten in windzoekgebied 6/7, EBN, versie 1, 21/07/23

- Platforms/satellieten en pijpleidingen zijn nodig voor de blokken F06, F10/F11a en F17, wat kan leiden tot de installatie van offshore-infrastructuur. Dit kan vóór 2032 beginnen en kan de installatie van windturbines hier belemmeren.
- Mogelijke E&P-activiteiten in F02 en F03 kunnen hier tot installaties leiden.
- 2030+: ontwikkeling van offshore CO2-opslag in zoute watervoerende lagen (verschillende blokken).
- 2030+: ontwikkeling van offshore waterstofopslag (zoutcavernes)
- F17 ontwikkeling van WINZ (toegevoegd door Wintershall)

Figuur 5.2: Huidige (LINKS) en toekomstige (RECHTS) mijnbouwvooruitzichten rond blok 6/7¹¹



Het windzoekgebied 6/7 overlapt verschillende mijnbouwvergunningblokken (Tabel 5.3). Elke uitbreiding naar het noorden en zuiden zal het aantal en het deel van de mijnbouwblokken dat wordt bestreken duidelijk vergroten.

Tabel 5.3: Overzicht van de status van mijnbouwvergunningen in zoekgebieden 6/7¹²

Licentie	Type	Beheerder	Einddatum	In zoekgebieden voor windenergie 6/7?
E15c	Verkenning	Neptune	31-12-2023	Ja
F03b	Productie	Neptune	2030 (TBC)	Uitbreiding Noord
F03c	Productie	Dana	08-03-2026	Uitbreiding Noord
F06a	Productie	Total Energies	21-12-2042	Ja
F06b	Verkenning (WIVA gevraagd)	ONED	-	Ja

¹¹ Memo mijnbouwactiviteiten in windzoekgebied 6/7, EBN, versie 1, 21/07/23

¹² Memo mijnbouwactiviteiten in windzoekgebied 6/7, EBN, versie 1, 21/07/23

Licentie	Type	Beheerder	Einddatum	In zoekgebieden voor windenergie 6/7?
F06C&D	Verkenning (WIVA gevraagd)	ONED	-	Ja
F10/F11a	Verkenning	Wintershall Noordzee	31-12-2023	Ja
F16a & F16b	Productie	Wintershall Noordzee	21-10-2032	Ja
F17	Productie	Wintershall Noordzee	25-06-2023	Ja
F17a	Productie	Wintershall Noordzee	25-06-2033	Ja

Het is benoemingswaardig dat sommige van deze vergunningen aflopen vóór de startdatum (2031) van de bouw van het windpark.

5.4 Aanlandingen

De aanlandingen die in de EIPN-studie worden meegenomen zijn:

- Eemshaven/Uithuizen (landingspunt voor NGT). Dit wordt naar verwachting het startpunt van de H₂ Backbone maar hiervoor is wel een nieuwe aansluiting tussen Uithuizen en het Waterstofnet Nederland nodig.
- Den Helder (aanlandingspunt voor meerdere pijpleidingen waaronder NOGAT, WGT en LOKAAL). Den Helder gaat waarschijnlijk verbonden worden met de toekomstige H₂ Backbone ontwikkeld bij Gasunie.
- IJmuiden (aanlandingspunt voor Petrogas en WINZ pijpleidingen)
- Maasvlakte/Hoek van Holland (aanlandingspunt voor TAQA-pijpleidingen)

Een waterstofmeet- en aanlandingsfaciliteit kan nodig zijn om de offshore waterstofpijpleiding aan te sluiten op het Waterstofnetwerk Nederland. Dit kan een onderdeel worden van de bestaande faciliteiten voor aardgas of hier kan een aparte faciliteit in gebruik voor worden genomen. De faciliteit zou verschillende functies uitvoeren, zoals meting, drukverlaging/regeling en pig-ontvangstvoorzieningen inclusief pig-traps. Deze functies worden nu al uitgevoerd voor aardgasoperaties binnen de huidige faciliteiten en zouden dus hergebruikt kunnen worden voor waterstof. Elke ontwikkelde meet- en aanlandingsfaciliteit zou de effecten op het milieu en de samenleving uiteindelijk moeten minimaliseren.

Een voorlopige studie van VAWOZ schat dat een faciliteits-gebied van 4,5 ha nodig is voor een nieuwe 22" waterstofpijpleiding. Dit faciliteringsgebied neemt toe tot ongeveer 7 ha voor een nieuwe 48" pijpleiding.

5.5 Opslag

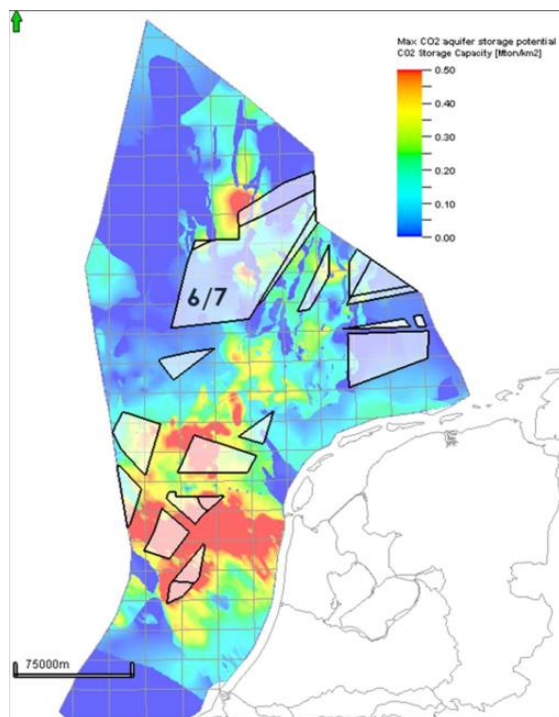
Een screeningstudie uitgevoerd door EBN in 2022 heeft aangetoond dat er geen lege gasvelden binnen blokken 6/7 geschikt zijn voor CO₂ opslag (Figuur 5.3). Er is nog steeds potentie voor CO₂ opslag in aquifers in zone 6/7, maar er moeten meer studies worden uitgevoerd. Bovendien is de opslagcapaciteit lager dan bij de projecten Aramis en Porthos en is de afstand tot de kust groter, vandaar dat de waarschijnlijkheid van een CO₂ opslag in zone 6/7 kleiner oogt. Alle ontwikkelingen worden constant beoordeeld.

Voor offshore waterstofopslag in bestaande gasvelden (TRL 4) zal een proef moeten plaatsvinden. De ontwikkeling van offshore gasopslag in een gasveld zal ongeveer 10 jaar duren van haalbaarheid tot de ingebruikname op industriële schaal. Mogelijke locaties zijn momenteel niet bekend, maar een eerste screening wijst uit dat F16-E-veld geschikt is voor kort-cyclische

opslag.¹³ Voor de offshore waterstofopslag in zoutcavernes (TRL 5) zijn er vier cavernes (onshore in Zuidwending) gepland voor ontwikkeling tegen 2030. De ontwikkeling van zoutcavernes op zee voor waterstofopslag zou na 2030 plaatsvinden en zou ook 10 jaar in beslag nemen vanaf de haalbaarheid tot aan de ingebruikname. Toekomstige opslaglocaties zijn op dit moment nog niet bekend, maar een eerste screening heeft de F07 / F08 zoutstructuur aangewezen als een potentiële ontwikkeling tot talrijke zoutcavernes. Hieruit zou een mogelijke synergie met windenergie kunnen voortkomen, mits deze wordt gekozen voor de lokale waterstof- productie (d.w.z. bij de windturbine) en -opslag.

Nader onderzoek is nodig om te bepalen welke pilots/projecten voor ondergrondse waterstofopslag kunnen worden ontwikkeld.

Figuur 5.3: Potentiele gebieden voor koolstofopslag in de Nederlandse sector ¹⁴



5.6 Impact van ontbrekende gegevens

Niet alle benodigde gegevens zullen beschikbaar zijn. Als zodanig zullen leegtes in de gegevens worden beoordeeld in termen van hun potentiële impact op de evaluatie. Deze gevallen worden in het rapport besproken in de desbetreffende hoofdstukken.

5.7 Planning

5.7.1 Productie omschakeling

DNV schat dat voor 2030 de pijpleidingen beschikbaar zullen komen voor het transport van zuivere waterstof¹⁵. De geschatte waterstofproductie op dat moment tussen de 5% - 20% bedragen van de maximale verwachte waterstofproductie die voor 2050 wordt voorspeld, maar

¹³ Memo mijnbouwactiviteiten in windzoekgebied, EBN, Version 1, 21/07/23

¹⁴ Memo mijnbouwactiviteiten in windzoekgebied 6/7, EBN, versie 1, 21/07/23

¹⁵ DNV, Rapport No. 23-0026, Hoofdstuk 5: Hergebruik van infrastructuur op de Noordzee voor waterstoftransport (vertaald uit het Nederlands), Rev 2

hierover heerst een grote onzekerheid. Dit is zonder mogelijke vroegtijdige herroutering (d.w.z. het gebruik van pijpleidingen die niet meer worden gebruikt na het stopzetten van de productie).

De voorspelde productieprofielen voor elke pijpleiding zijn vertrouwelijk en kunnen niet worden gedeeld, maar door de belanghebbenden wordt over het algemeen aangenomen dat tegen 2045 het grootste deel van het aardgaspijpleidingennet beschikbaar zal zijn voor waterstoftransport (bepaalde productie, bv. uit Denemarken of de ontwikkeling van de N5, kan zich tot na 2040 uitbreiden). Pijpleidingen zouden alleen eerder beschikbaar kunnen zijn als de activiteiten zoals omlegging en/of menging worden uitgevoerd. Het 'domino-effect' heeft betrekking op het vrijkomen van hele pijpleidingsystemen als gevolg van een laag debiet en een onrendabele productie. Dit effect kan er dus voor zorgen dat, na een kritiek punt in de toekomst, grote delen van het offshore pijpleidingennetwerk potentieel beschikbaar kunnen worden gemaakt voor waterstof.

De datum waarop de productieomschakeling plaatsvindt, zal voor elke pijpleiding anders zijn, afhankelijk van de commerciële levensvatbaarheid, bestaande contractuele verplichtingen en politieke invloed. De geproduceerde hoeveelheden waterstof en de gereedheid van offshore-opslagoplossingen oefenen ook een invloed uit op de vastgestelde datum. Als de routes naar de gasvelden worden omgelegd, is de beschikbaarheid van pijpleidingen voor waterstof niet afhankelijk van de stopzetting van de gasproductie.

5.7.2 Tijdlijn voor de ontwikkeling van windmolenparken

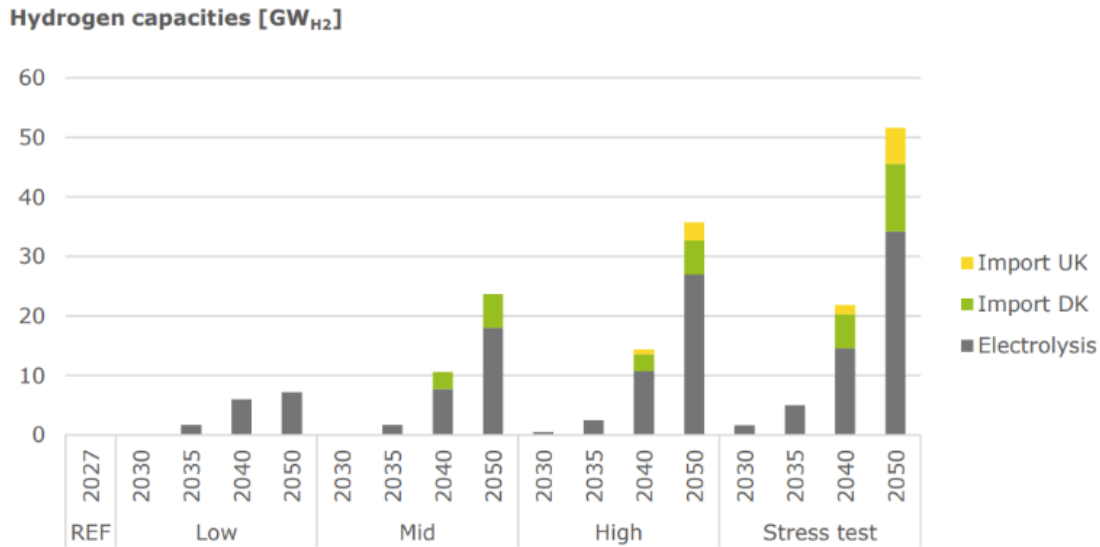
Zoals beschreven in de inleiding streeft de overheid naar een totale offshore windcapaciteit van 50 GW in 2040 en 70 GW in 2050. Uit WS1 is bekend dat 38 GW van de 50 GW in 2040 elektrisch kan worden aangeland (Figuur 5.4). De maximaal verwachte elektrolyse capaciteit offshore in 2040 is dus 12 GW. Dit komt overeen met ongeveer 7-10 GW HHV aan waterstof in 2040, afhankelijk van de efficiëntie van de elektrolyser. Het grootste deel van de offshore waterstofproductie zal naar verwachting in zone 6/7 plaatsvinden. In zone TNW wordt echter 500 MW elektrolyse-capaciteit verwacht in 2031. Beide locaties worden in overweging genomen voor het opstellen van deze scenario's. Hierbij moet worden opgemerkt dat één pijpleiding met een diameter van 36" dezelfde hoeveelheid energie kan transporteren als 6-7 doorsnede 2GW-kabels.

In de periode 2040-2050 zal nog 20 GW extra aan windenergiecapaciteit worden geïnstalleerd. Welk percentage van de windenergie zal worden omgezet in waterstof is nog onbekend. Op dit moment luidt de prognose dat het grootste deel hiervan zal worden geproduceerd in een nieuw gebied, verder van de kust dan zone 6/7. Aangezien het aan land brengen van elektriciteit op dergelijke afstanden gepaard gaat met aanzienlijk meer verliezen en extra inperkingen, is de verwachting dat ten minste de helft en maximaal alles van deze capaciteit zal worden omgezet in waterstof. Nieuwe studies van I13050 voorzien een maximale waterstofproductiecapaciteit van 20 GW in 2050¹⁶. Dit komt ook overeen met het middenscenario in de ontwerpcriteria van Gasunie¹⁷. Er moet echter ook rekening worden gehouden met interconnecties., de connectie van NOGAT met Denemarken via de Tyra-F3 pijpleiding (26") en de Tyra-Nibro (30") bijvoorbeeld. Daarom zullen de hergebruik scenario's worden beoordeeld aan de hand van de laag-, midden- en hoogscenario's in de ontwerpcriteria beschreven door Gasunie (Figuur 5.4).

¹⁶ [A I13050 Eindrapport 3.pdf \(netbeheernederland.nl\)](#)

¹⁷ Ontwerpcriteria offshore waterstofnetwerk, Gasunie, 13/09/2023

Figuur 5.4: Waterstof transportcapaciteit scenario's.



Het verkrijgen van de relevante vergunningen kan een langdurig proces zijn en het risico bestaat dat de vergunningen niet rond zijn bij de geplande start van de eerste H₂ productie in 2031. Uit advies van bijeenkomsten van belanghebbenden blijkt dat in dit geval gebruik zou kunnen worden gemaakt van gasmenging, maar dit zou er ook toe kunnen leiden dat er andere vergunningen nodig zijn voor scheidingsstations op land. Omdat gasmenging niet het doel is, is dit niet in detail besproken.

6 Technische discussie over hergebruik van pijpleidingen

In dit hoofdstuk wordt ingegaan op de algemene eisen voor onderzeese waterstofpijpleidingen en worden enkele bestaande en nieuwe integriteitsproblemen belicht waarmee rekening moet worden gehouden. Hieronder worden enkele veelgebruikte termen gedefinieerd die in dit hoofdstuk en in het deel over de beoordeling van de integriteit van pijpleidingen worden gebruikt:

In-line inspectie (ILI) - dit is een inwendige inspectie van een pijpleiding waarbij een specialistisch instrument wordt gebruikt om de wanddikte en het metaalverlies van de pijpleidingwand te bepalen. Voor gaspijpleidingen wordt meestal een magnetisch fluxveldprincipe (MFL) gebruikt dat de pijp wand magnetiseert en interferenties in het magnetische veld detecteert. Dit wordt niet regelmatig uitgevoerd vanwege de kosten en de gevolgen voor de productie.

Jaarlijks integriteitsoverzicht - dit wordt gewoonlijk jaarlijks door de operators opgesteld en geeft een samenvatting van de integriteit van de pijpleiding op basis van recente inspecties en beoordelingen en benadrukt eventuele openstaande risico's.

Hercertificering van pijpleidingen - In dit geval wordt beoordeeld of de pijpleiding kan worden gebruikt voor een ander doel dan waarvoor deze is ontworpen.

Beoordeling van de verlenging van de levensduur - De beoordeling van de vroegere en huidige integriteit van de pijpleiding om een schatting te maken van de resterende levensduur op basis van voortdurend gebruik.

6.1 Codes en standaarden

6.1.1 Bestaande codes en standaarden

Er zijn geen ontwerpcodes/standaarden die specifiek geschreven zijn voor offshore waterstofpijpleidingen. De volgende richtlijnen zijn beschikbaar en zijn tot nu toe gebruikt in veel van de bestaande onderzoeken naar het herbestemmen van gaspijpleidingen:

- EIGA 121/14: beperkt tot X52, geen richtlijnen voor vermoeiing van lassen, mist offshore-aspecten. Bijlage H van EIGA heeft specifiek betrekking op de herkwalificatie van bestaande pijpleidingen voor waterstofdiensten.
- IGEM/TD/1 Editie 6, supplement 2: Een addendum op AGEM/TD/1 maar toegespitst op pijpleidingen op het land. Geeft aanvullende eisen en kwalificaties voor het transport van waterstof, inclusief mengsels van aardgas en waterstof en voor het hergebruik van aardgaspijpleidingen voor waterstofdiensten.
- ASME B31.12: Waterstofleidingen en pijpleidingen. Normaal gebruikt als sjabloon voor haalbaarheidsstudies. Vereist ofwel gereduceerde MAOP of testen (zie standaard). Moeilijk praktisch toe te passen op hergebruik van pijpleidingen, rekening houdend met historische defecten en schade, en biedt geen gedetailleerde richtlijnen voor integriteitsbeheer na de start van waterstofdiensten.
- NEN 3650, deel 1 en 2: Eisen voor pijpleidingsystemen op het land, maar geen specifieke eisen voor waterstofmateriaal en ontwerp. Specificeert de veiligheidseisen met betrekking tot de veiligheid van mensen, het milieu en eigendommen, die eisen zijn voor het ontwerp, de installatie, de exploitatie en het verlaten van pijpleidingsystemen.
- NEN 3656:2022: Stelt eisen aan het ontwerp, de constructie en het beheer van offshore pijpleidingen. Binnenkort wordt een addendum voor hergebruik van waterstof toegevoegd.

- ISO 11114-4: Testmethoden voor het selecteren van staal dat bestand is tegen HE. De standaard specificeert testmethoden en de evaluatie van resultaten om staalsoorten te kwalificeren die geschikt zijn voor gebruik bij de productie van gascilinders voor waterstof en andere vervuulende gassen.
- DVGW G 409: Ombouw van stalen hogedrukgasleidingen voor een ontwerpdruk van meer dan 16 bar voor het transport van waterstof.
- DNVGL-ST-F101: Onderzeese pijpleidingsystemen. Biedt richtlijnen voor engineering van pijpleidingen en verandering van gebruik. DNV voert momenteel een JIP uit om de huidige standaarden voor waterstoftransport mogelijk uit te breiden.

Uiteindelijk zal een combinatie van codes/standaarden en beste praktijken per geval nodig zijn om het beste inzicht te krijgen in het potentieel van bestaande onderzeese pijpleidingen om waterstof te vervoeren.

6.1.2 Nieuw en in ontwikkeling

DNV JIP (H2Pipe) gepland voor voltooiing in 2025 voor een aanvulling op DNV-ST-F101. Hierbij wordt gekeken naar nieuwe en hergebruikte pijpleidingen voor waterstof en gemengd gebruik.

Een nieuwe versie van NEN 3656 wordt verwacht voor Q4 2023. De huidige norm is gedateerd maart 2022.

6.2 Eisen voor waterstofpijpleidingen

6.2.1 Technische beoordelingen

Een onderzeese pijpleiding die eerder is ontworpen voor het transport van aardgas moet aan een gedetailleerde technische beoordeling worden onderworpen om te bepalen of deze geschikt is voor het transport van waterstof en welke aanpassingen nodig zijn. Enkele van de belangrijkste kwesties worden hier besproken.

Onshore en offshore verschillen

Offshore waterstofpijpleidingen verschillen in zoverre van onshore waterstofpijpleidingen dat ze bestand moeten zijn tegen een aantal specifieke bedreigingen die onshore niet voorkomen. Bijvoorbeeld:

- Na de installatie zijn er spanningen op de pijpleiding uitgeoefend en is er kans op kleine beschadigingen tijdens de installatie en begraving (waarschijnlijker voor onderzeese pijpleidingen dan pijpleidingen op het land en moeilijker te controleren/inspecteren tijdens de installatie).
- Dynamische omgevingen (zoals beweging van de zeebodem, golfslag en stroming) kunnen krachten overbrengen op de pijpleiding waardoor beweging ontstaat, maar ook de beperkende krachten op de pijpleiding verminderen, bijvoorbeeld een blootstelling aan een normaal ingegraven pijpleiding waardoor een omhoogschuivende knik kan optreden.
- Kwetsbaar voor interactie van derden door andere gebruikers van de zee, bijvoorbeeld vistrawlers en slepende ankers, en zelfs niet-geëxplodeerde munitie (Unexploded Ordnance UXO's).
- Toegankelijkheid voor inspectie, reparatie en vervanging is moeilijker, gevaarlijker en duurder, dus moeten er passende veiligheidsfactoren, voorzorgsmaatregelen en risico beperkende maatregelen worden toegepast.
- Er zijn andere ontwerpfactoren dan bij pijpleidingen op het land, wat kan betekenen dat de pijpleidingen minder onvoorziene omstandigheden in het ontwerp hebben als ze zich niet in de buurt van een bemande installatie bevinden (vanwege de omgeving kunnen de factoren ook de onvoorziene omstandigheden in sommige ontwerpaspecten vergroten).

Zie ook paragraaf 6.2.3 voor een verdere discussie over deze bedreigingen.

Materiaalcompatibiliteit

In paragraaf 6.1.1 in EIGA 121/14 staat dat gewone koolstofstalen pijpleidingkwaliteiten zoals API 5L X52 (en lagere sterkteklassen) op grote schaal zijn gebruikt voor gebruik in waterstofgas services met weinig gerapporteerde problemen¹⁸. Dit komt door de wijdverspreide overtuiging dat de lagere sterkte van deze legeringen weerstand biedt tegen HE en andere brosse breukmechanismen.

In het algemeen kan waterstof pijpleidingstaal beïnvloeden door de ductiliteit te verlagen, de breuktaaiheid te verlagen en de groeisnelheid van vermoeiingsscheuren te verhogen. De invloed van waterstof op de mechanische eigenschappen van pijpleidingstaal is volgens TNO gering en acceptabel (Tabel 6.1)¹⁹.

Tabel 6.1: Variatie in mechanische basiseigenschappen van het materiaal in de aanwezigheid van H₂.

% variation with H ₂ @ 69 bar, room temperature, vs air*	X42	X52	X60	X65	X70
Yield Strength	-9.6	3.6	-1.2	0.4	-6.2
Tensile Strength	-5.5	-2.0	-0.7	1.0	-1.5
Elongation at fracture	-4.8	-21.1	-23.1	0.0	0.0

(*) Note that strain rate is applied either at $1 \times 10^{-4} \text{ s}^{-1}$ or $\sim 3 \times 10^{-4} \text{ s}^{-1}$, depending on the case.

Waterstof is een kleiner molecuul dan aardgas (voornamelijk methaan) en kan dus gemakkelijker door pijpleidingstaal diffunderen. Dit kan leiden tot verbrossing in staalsoorten met een hogere sterkte zoals X65 en hoger (hoewel staalsoorten met een lagere sterkte niet immuun zijn voor waterstof verbrossing (Hydrogen Embrittlement, HE)). Zie paragraaf 6.4 voor meer informatie over HE.

Bestaande interne scheuren in de pijpleiding die aanvaardbaar waren voor aardgas, zijn dat mogelijk niet voor waterstof omdat ze een pad kunnen vormen voor de initiatie van HE. Externe factoren zoals vrije overspanningen kunnen dit verergeren. Lassen van slechte kwaliteit die verslechterd zijn kunnen ook een zwak punt zijn voor versnelde HE. Interne liners in pijpleidingen (composieten) kunnen fungeren als permeatiebarrière om migratie van gas naar pijpleidingstaal te voorkomen. Interne liners elimineren niet 100% van de waterstof in het materiaal en zijn economisch niet haalbaar voor oudere, gebruikte pijpleidingen waar bestaande scheuren waarschijnlijker zijn. Liners worden daarom niet verder besproken in deze studie.

Andere offshore-hardware zal in contact komen met waterstof, zoals compressieapparatuur, gasturbines en -motoren, flowmeters, kleppen en andere fittingen. Er moet voor worden gezorgd dat deze compatibel zijn met waterstof.

Lekpreventie

De gevolgen van een lek in een waterstofpijpleiding zullen anders zijn dan die van een aardgaspijpleiding. De manifestatie van het lek of de breuk kan van invloed zijn op de risicobeoordelingen van de pijpleiding en de noodzakelijke herstelmaatregelen.

¹⁸ EIGA IGC Doc 121/14, Waterstofpijpleidingsystemen, Rev 121/04, Europese industriële gassenvereniging AISBL (EIGA).

¹⁹ NSE3-D3.1, Noordzee-energie: Technische beoordeling van waterstoftransport, -compressie en -verwerking offshore, 15/06/20, TNO et.al.

Zuiverheid en conditionering

Aanvullende verwerking van de waterstof kan nodig zijn om onzuiverheden, water etc., te verwijderen voordat het de pijpleiding ingaat (vóór deze stap moet de pijpleiding worden gereinigd - zie paragraaf 6.7.1). Er kan ook compressie nodig zijn. Deze apparatuur moet strategisch worden geplaatst op platforms of eilanden in de buurt van de waterstofproductie.

Drukwaarden

Zie eerdere opmerking over de afweging tussen druk en stroomsnelheid. Drukvariaties moeten zorgvuldig worden gecontroleerd om eventuele HE-effecten te minimaliseren en toch de vereiste landingsdruk te behouden.

Overwegingen met betrekking tot regelgeving

Er worden richtlijnen en aanbevolen praktijken ontwikkeld voor het hergebruik van pijpleidingen. De regelgeving moet nog worden vastgesteld en zal worden beïnvloed door de resultaten van het onderzoek dat momenteel wordt uitgevoerd.

Mengen

Een waterstofmengsel tot 20% waterstof (vol%) in bestaande aardgaspijpleidingen zou technisch haalbaar kunnen zijn (gebaseerd op testen in onshore demonstratieprojecten zoals HyDeploy in het VK²⁰), maar dit zal afhangen van de gebruiksomstandigheden, het materiaal van de pijpleiding, de leeftijd van de pijpleiding en de vereiste samenstelling voor de consumenten van het gas. De schatting van het maximale blendvolume is gebaseerd op technische haalbaarheid in termen van pijpleidingintegriteit. Momenteel is de wetgeving voor het mengen in Nederland streng vanwege de integriteit van pijpleidingen en de complexiteit voor eindgebruikers.

Toonaangevende staalfabrikanten zoals Europipe, OMK en Corinth ontwikkelen basismetaleen en langlassen die geschikt zijn voor waterstof en voeren tests uit om de geschiktheid te verifiëren. Toonaangevende installateurs, zoals Allseas, Saipem en Subsea 7, ontwikkelen waterstofgeschikte omtrekklassen. In toonaangevende laboratoria, zoals SINTEF, DNV Columbus, Rina CSM, etc. worden experimenten met waterstof uitgevoerd. Deze ontwikkelingen zullen essentieel zijn voor nieuw te bouwen pijpleidingen.

6.2.2 Veiligheid

Er moet worden aangetoond dat het risico van het gebruik van bestaande aardgasinfrastructuur voor het vervoer van waterstof aanvaardbaar is. Er zal een herziene risicobeoordeling nodig zijn, die bedreigingen omvat die zich waarschijnlijker zullen voordoen bij waterstofpijpleidingen, zoals:

- Waterstof verbrossing (HE)
- Gevolgen van lekkage - verbrandingssnelheid en stroomsnelheid (ATEX etc.)
- Erosie (door hogere stroomsnelheid - zie HyDelta-programma)
 - De geluidssnelheid van waterstof is ongeveer vier keer zo hoog als die van de meeste brandbare gassen. Daarom moet er goed worden opgelet voor mogelijke erosie en slijtage bij onderdelen zoals regelkleppen en ontlastkleppen, die meestal sonische of bijna-sonische snelheden hebben.

In zuivere toestand vertoont waterstof een aantal unieke corrosiemechanismen en wanneer het gecombineerd wordt met zelfs maar kleine onzuiverheden (ppm) kunnen de corrosieproblemen verveelvoudigen. Waterstof is vooral gevoelig voor zelfontsteking vanwege de lage ontstekingsenergie en doordat waterstof stijgt in temperatuur wanneer het uitzet van een hogere naar een lagere druk (in tegenstelling tot de meeste andere gassen (Joule-Thomson-effect)).

²⁰ <https://hydeploy.co.uk>

Aanpassing van het pijpleidingsysteem is nodig in de vorm van:

- Klep vervanging
- Voorbereiding van pijpleidingen, inclusief reiniging en inspectie met instrumenten voor het opsporen van scheuren doormiddel van hoge resolutie
- Vervanging of herconfiguratie van meetapparatuur
- Herziene exploitatiemethoden voor pijpleidingen
- Herzien pipeline integrity management systems (PIMS)

Alle pijpleidingexploitanten moeten voldoen aan de regelgeving voor externe veiligheid in Nederland (bijvoorbeeld Besluit externe veiligheid buisleidingen (BEVB) voor onshore systemen). De vereiste veiligheidszones voor waterstof kunnen vrij conservatief zijn vergeleken met olie of aardgas. Een risicogebaseerde aanpak is nodig als de veiligheidszones in eerste instantie te beperkend zijn na het hergebruiken van de pijpleiding voor waterstof.

6.2.3 Belangrijke integriteitsaspecten voor potentieel hergebruik van pijpleidingen

Inwendige corrosie en metaalverlies is een van de belangrijkste kenmerken van de staat van een pijpleiding die volledig moet worden begrepen voordat deze wordt hergebruikt voor waterstof. In-line inspecties zijn nodig om het bestaan van scheuren en defecten vast te stellen die HE/HIC zouden kunnen initiëren. De mate van verandering van metaalverlies is ook belangrijk om te begrijpen. Zie paragraaf 6.3 voor meer informatie hierover.

Er is een algemene bezorgdheid geuit over niet-waarneembare defecten in leidingstaal in combinatie met omgevings-/gebruiksbelasting (wat het recept is voor HE). De weerstand van de pijpleiding tegen statische en dynamische belasting wordt beïnvloed door de aanwezigheid van waterstof. Belasting kan het gevolg zijn van vrije overspanningen (door beweeglijkheid van de zeebodem) die zowel statische als dynamische belastingen kunnen veroorzaken (door VIV), interactie met derden (anker slepen, neergelaten voorwerpen) en doorbuiging (door druk-/temperatuurvariaties).

De eis om de (waterstof) pijpleiding volledig in te graven om beweging op de zeebodem te voorkomen lijkt daarom een mogelijke oplossing te zijn. Pijpleiding operators beheren echter met succes niet-ingegraven delen van pijpleidingen met aardgas en controleren deze op beweging, zodat de noodzaak van het volledig ingraven van pijpleidingen discutabel kan zijn. Sommige olie-/gaspijpleidingen zijn onbegraven (misschien met gewichtscoating) en er is ook een hogere milieubelasting bij het installeren en onderhouden van ondergrondse pijpleidingen.

Om de vereiste gegevens over de mechanische integriteit van pijpleidingen te verkrijgen, kunnen de volgende beoordelingsmethoden worden gebruikt:

- In-line inspectie (ILI). Niet-destructieve inspectietechniek.
- Testen onder druk. Mogelijk destructieve inspectietechniek. Pass/fail-methode. Momentopname in de tijd.
- Directe beoordeling. Niet-destructieve gerichte inspectietechniek. Gelokaliseerd gebied.
- Alternatieve methoden. Zoals infraroodconditietechnologie en gegevensanalyse.

De alternatieve opties voor ILI zijn vooral relevant voor pijpleidingen die momenteel niet pigged kunnen worden.

6.3 Uitdagingen voor in-line inspecties

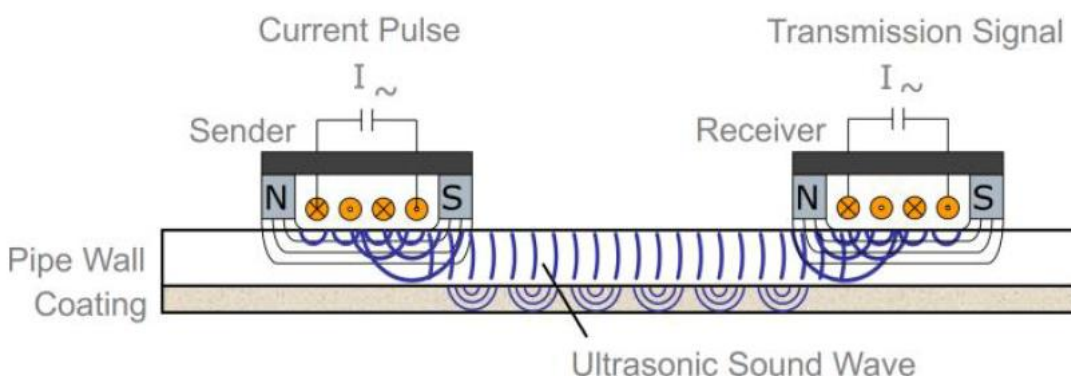
Gewoonlijk kan de inwendige en uitwendige conditie van de pijpleidingwand worden bepaald met behulp van in-line inspectie (ILI). Waterstof is echter een lastiger medium voor ILI. Vanwege de lagere dichtheid en hogere stroomsnelheden vergeleken met aardgas is snelheidsregeling van

het gereedschap nodig. Rosen heeft gesuggereerd dat 15 m/s nog steeds haalbaar zou kunnen zijn. Mogelijk moeten de gereedschappen van ILI worden aangepast aan de nieuwe ATEX-categorieën. De materialen voor ILI-gereedschap zijn ook gevoelig voor aantasting in waterstof, hierom is Rosen de onderdelen aan het testen²¹.

In het ideale geval zijn de volledige pijpleidinggegevens beschikbaar (inclusief pijp mill certificaten, lasprocedures, NDT-resultaten en acceptatiecriteria, etc.), wat een belangrijke factor is in het verkrijgen van informatie over de fabricage van de pijpleiding, materiaalimperfecties (bijv. harde plekken) en transport, zodat elke pijplengte kan worden beoordeeld op waterstofgeschiktheid en de conditie van de totale pijpleiding bij ingebruikname kan worden bepaald. ASME B31.12 (en andere standaarden) stelt dat voor pijpleidingen met onvolledige pijpleidinggegevens een methode voor het bepalen van de relevante parameters moet worden geïmplementeerd voordat de beoordeling van hergebruik kan worden voltooid. Dit kan cruciaal zijn voor de pijpleidingen in de Nederlandse Noordzee die meer dan 30 jaar oud zijn en een grote kans hebben op onvolledige gegevens. ASME B31.12 suggereert dat pijpleidingonderzoeken elke mijl kunnen worden uitgevoerd om dit te bereiken. Rosen heeft een methodologie ontwikkeld die gebruik maakt van ILI en materiaaleigenschappen om de pipe eigenschappen per verbinding vast te stellen. Rosen ondersteunt het idee dat de effecten van waterstof op het materiaal van pijpleidingen moeten worden getest.

Ultrasound, elektromagnetische akoestische transducers (EMAT) en wervelstroom technologie zijn allemaal mogelijke methoden om scheuren in pijpleidingen op te sporen. Voor niet-vloeibare (bijvoorbeeld waterstof) media wordt EMAT al gebruikt in aardgaspijpleidingen om SCC op te sporen en te beheersen. Hiervoor is geen vloeibaar koppelmedium nodig (Figuur 6.1). Het kan ook informatie geven over de toestand van de externe coating, wat nuttig kan zijn bij het beoordelen van bedreigingen voor de externe integriteit. EMAT kan echter alleen scheuren in de lengterichting detecteren en niet in de omtrekrichting. Afwijkingen in de lengterichting zijn kritischer omdat deze onderhevig zijn aan de hoogste spanningen en waarschijnlijk sneller zullen groeien. Recente technologische vooruitgang heeft de resolutie en gevoeligheid van deze methode verbeterd, maar korte en ondiepe (<1 mm) defecten kunnen nog steeds niet gedetecteerd worden. Verdere instrumentontwikkeling en testen lijken nodig om afdoende bewijs te leveren dat alle waterstofgevoelige scheuren gedetecteerd kunnen worden.

Figuur 6.1: EMAT-principe²²



²¹ Inspectieoplossingen en hun rol in het hergebruik van pijpleidingen - hoe de overgang naar net nul veilig te beheren, Marc Baumeister et al, Rosen Group, 2023

²² Inspectieoplossingen en hun rol in het hergebruik van pijpleidingen - hoe de overgang naar net nul veilig te beheren, Marc Baumeister et al, Rosen Group, 2023

6.4 Waterstofbroosheid en materiaaldegradatie

Waterstofbroosheid (Hydrogen Embrittlement, HE) is de algemene term voor alle schadelijke effecten die metalen kunnen ondervinden in waterstofgas. Deze effecten omvatten waterstof stress kraken (Hydrogen Stress Cracking, HSC), waterstof ondersteunde vermoeidheid, stress corrosie kraken (Stress Corrosion Cracking, SCC), sulfide stress kraken (Sulphide Stress Cracking, SSC) en waterstof geïnduceerd kraken (Hydrogen Induced Cracking, HIC). Deze effecten resulteren allemaal in brosse breukmechanismen en treden eerder op bij hogere temperaturen en druk, verzacht door lage spanningsniveaus. Het treedt typisch op onder 95°C²³. Waterstofaantasting, of waterstofcorrosie, is niet van toepassing op pijpleidingen omdat dit alleen optreedt bij temperaturen boven 250°C.

6.4.1 HIC afbraakmechanisme

Alle constructiestalen zijn gevoelig voor HE. De mate van HE hangt af van de materiaaleigenschappen en omgevingsfactoren. Het afbraak mechanisme voor HIC is als volgt:

H-atom generatie → adsorptie (hechting aan metaal) → absorptie → diffusie → insluiting → scheurvorming.

Geabsorbeerde waterstofatomen hopen zich op in holtes in de metaalstructuur. Staal heeft hier een natuurlijke tolerantie voor, en bij een gelijkmatige verdeling zou er geen HE-probleem moeten zijn. Geabsorbeerde waterstof kan echter opgesloten raken in bepaalde gebieden van de staalmicrostructuur door interactie met elektrische velden en spanningsvelden. Deze ophopingen kunnen de metaaltolerantie voor lokale waterstofconcentratie overschrijden. Zuurstof heeft een remmend effect op HE door 'oppervlakteblokkering', echter is hier verder onderzoek naar nodig.

Lassen van pijpleidingen vormen een hoog risicogebied voor HIC omdat het lasgebied een unieke metallurgische microstructuur heeft (bestaande uit het basisstaal, de warmte-beïnvloede zone (Heat-Affected Zone, HAZ) en het lasmetaal) en een hoge spanningsconcentratie die bevorderlijk is voor waterstofaccumulatie. Gebruikte pijpleidingen hebben ook meer kans op corrosie en mechanische defecten, die, hoewel ze niet noodzakelijk schadelijk zijn voor de structuur, kunnen dienen als waterstofvangsters. De defecten gaan ook gepaard met hoge spanningsconcentraties en plaatselijke vervormingen, wat kan leiden tot plaatselijke verharding en broosheid.

6.4.2 Vermoeiing en scheurgroei

Algemeen wordt aangenomen dat druk- en temperatuurschommelingen de waterstofpermeatie in het staal kunnen verergeren en de scheurgroei kunnen versnellen (hoewel scheurinitiatie niet mogelijk is). Dit zal de vermoeiingslevensduur van de pijpleiding verminderen. Er is echter een kenniskloof in de kennis van de industrie over de wisselwerking tussen waterstof en vermoeiingsscheuren in staal en er lopen veel onderzoeken om dit te onderzoeken. Er zijn veel andere gebieden waar verder onderzoek nodig is om meer inzicht te krijgen in dit gebied, maar uiteindelijk is het doel om de optimale gebruiksomstandigheden te vinden voor elke pijpleiding die waterstof transporteert om HE te voorkomen.

6.4.3 Samenvatting

In het algemeen is de degradatie van de mechanische eigenschappen van materialen het grootst wanneer de reksnelheid laag is en de waterstofdruk en -zuiverheid hoog. Het gebruik van niet-metalen materialen moet beperkt worden tot de binnenkant van de klep (inserts), externe coatings etc. die geen mechanische sterkte bieden. Onshore en offshore verschillen enigszins; bij offshore

²³ ASME B31.12, Waterstofpijpleidingen en leidingwerk

moet rekening worden gehouden met dynamische belasting, vermoeiing en knikbelasting en interactie met derden.

De kans op HE kan worden verkleind door:

- Materiaalkeuze (zoals staal van een lagere kwaliteit voor een betere weerstand tegen HE-brosheid)
- Minder drukschommelingen
- Lagere temperaturen
- Stressreductie (bijv. de pijpleiding afdekken en stabiliseren)
- Lagere partiële druk van waterstof

Alle staalsoorten zijn gevoelig voor HE en vooral verouderende stalen pijpleidingen zijn kwetsbaar omdat ze metaalverliesdefecten en onvolkomenheden in de pijpwand en lassen kunnen bevatten. Door de bovengenoemde parameters te controleren, kan de kans op HE in theorie worden teruggebracht tot 'as low as reasonably practicable' (ALARP), zodat optimale bedrijfsomstandigheden voor elke pijpleiding die waterstof vervoert, kunnen worden bereikt. Er is echter verder onderzoek nodig om de risico's en geschikte beperkingsmethoden volledig te begrijpen.

6.4.3.1 Hergebruik van verouderde onderzeese pijpleidingen voor het transport van waterstof

Er wordt algemeen aangenomen dat hergebruik van bestaande offshore-infrastructuur voor waterstoftransport de voorkeur moet krijgen boven de aanleg van nieuwe infrastructuur vanwege de geringere impact op het milieu, de kortere tijd en de veronderstelde lagere kosten (CAPEX). Het is echter duidelijk dat er verschillende standpunten zijn over de vraag of er momenteel voldoende inzicht is in de effecten van dit hergebruik op de integriteit van de onderzeese pijpleiding en uiteindelijk of de veilige werking kan worden voortgezet na de omschakeling. Hieronder worden enkele standpunten uit de beschikbare literatuur, initiatieven en belanghebbenden samengevat.

Gezichtspunt 1 - onvoldoende kennis voor veilig hergebruik van pijpleidingen

- Er zijn momenteel geen offshore waterstofpijpleidingen in gebruik, en hergebruik van aardgaspijpleidingen heeft nog niet plaatsgevonden.
- DNV JIP heeft geconcludeerd dat slechts een 'laag ontwerpniveau' aanvaardbaar wordt geacht voor waterstof. Dit betekent dat wanneer de ontwerpvoorwaarden eenvoudig zijn (zoals een vlakke zeebodem, een onshore pijpleiding, lage hoepelspanning), er voldoende validatie is voor hergebruik van pijpleidingen voor waterstof²⁴.

Gezichtspunt 2 - hergebruik van pijplijnen wordt begrepen en is implementeerbaar

- Er zijn bestaande (onshore) aardgaspijpleidingen in Europa die zijn hergebruikt voor waterstof (Gasunie-pijpleiding Zeeuws-Vlaanderen voor Dow Chemicals naar Yara in 2018)²⁵.
- European backbone voorspelt dat 75% van de bestaande (onshore) pijpleidingen kan worden hergebruikt²⁶.
- In het project "Re-stream" van DNV en Carbon Limits in 2021 werd geconcludeerd dat de meeste offshore pijpleidingen (meestal API 5L X65, MAOP 160 bar, >24" OD) op basis van de huidige stand van kennis en normen kunnen worden hergebruikt voor zuivere waterstof.

²⁴ Opknappen van onderzeese pijpleidingsystemen voor H₂-transport - H₂Pipe JIP, DNV, PowerPoint-bestand, 15/03/23

²⁵ Zie 24

²⁶ Europese ruggengraat voor waterstof, Guidehouse, presentatie Forum Madrid, 14/10/2020

NGT-, NOGAT-, LOCAL- en WGT-pijpleidingen bleken theoretisch geschikt voor het transport van 100% waterstof²⁷.

- BV afgifte van geschiktheidscertificaat voor hergebruik van pijpleidingen voor NGT en NOGAT op basis van ASME B31.12.
- De onderzoeken van de operators zelf zijn over het algemeen positief voor hergebruik.
- EIGA 121/14 stelt dat gewone koolstofstalen pijpleidingkwaliteiten zoals API 5L X52 (en kwaliteiten met een lagere sterkte) op grote schaal zijn gebruikt voor gebruik in waterstofgas met weinig gerapporteerde problemen. Deze goede service wordt toegeschreven aan de relatief lage sterkte van deze legeringen, die weerstand biedt tegen HE en andere brosse breukmechanismen²⁸.
- De technische beoordeling van waterstoftransport offshore door TNO richtte zich op de invloed van waterstof op de vermoeiingseigenschappen van relevante staalsoorten en de daaruit voortvloeiende scheurgroei. Er zijn geen showstoppers geïdentificeerd en er worden geen significante effecten verwacht als gevolg van door waterstof versterkte vermoeiingsscheurgroei voor de typische offshore bedrijfsomstandigheden en materiaalsoorten (X42-X70). Cruciaal is echter dat deze studie geen rekening hield met de huidige conditie van een pijpleiding²⁹.
- In de conclusie van het DNV-rapport (hoofdstuk 5) staat dat er geen grote obstakels zijn geïdentificeerd met betrekking tot de technische haalbaarheid van hergebruik, maar dat vervolgonderzoek nodig is om te bewijzen dat de pijpleidingen voldoen aan de nieuwe normen³⁰.

Zoals in dit rapport wordt benadrukt, moet er nog veel werk worden verzet om de effecten van waterstof op het staal van onderzeese pijpleidingen beter te begrijpen. Gezien al het bewijsmateriaal en de algemene houding van de industrie is het duidelijk dat er zal worden gestreefd naar een vorm van hergebruik van pijpleidingen en dat dit waarschijnlijk technisch haalbaar is na onderzoek en het uitbrengen van specifieke richtlijnen.

6.5 Een pijpleiding langer gebruiken dan de ontwerplevensduur (levensduurverlenging)

Sommige pijpleidingen in de Nederlandse Noordzee zijn al langer succesvol in gebruik dan hun ontwerplevensduur. Dit zal bij bijna alle pijpleidingen op een gegeven moment het geval zijn als ze worden hergebruikt en gas wordt omgeleid. Hergebruik zal waarschijnlijk beginnen vanaf 2030. Hierdoor zullen de pijpleidingen een langere ontwerplevensduur hebben, mogelijk tot 2085 of daarna. Naast de technische beoordelingen van het hergebruik moet ook deze levensduurverlenging in overweging worden genomen. Er wordt in dit rapport geen lifetime extension (LTE)-beoordeling uitgevoerd, maar waar nodig worden opmerkingen over verlengd gebruik van pijpleidingen gegeven.

Overzicht van integriteitsbeoordelingen van pijpleidingen en levensduurverlenging

Wanneer de ontwerplevensduur van een pijpleiding afloopt, kan de integriteit van de pijpleiding op jaarbasis worden beheerd of, als de toekomstige vereisten van de activa goed zijn gedefinieerd, kan een levensduurverlengingsbeoordeling (LTE) worden uitgevoerd om voortgezet gebruik gedurende een bepaalde periode mogelijk te maken. Dit proces beoordeelt de huidige

²⁷ Re-Stream: Onderzoek naar het hergebruik van olie- en gasinfrastructuur voor waterstof en CCS in Europa, DNV & Carbon Limits, 10/2021.

²⁸ EIGA IGC Doc 121/14, Waterstofpijpleidingssystemen, Rev 121/04, Europese industriële gassenvereniging AISBL (EIGA).

²⁹ NSE3-D3.1, Noordzee-energie: Technische beoordeling van waterstoftransport, -compressie en -verwerking offshore, 15/06/20, TNO et.al.

³⁰ DNV, Rapport No. 23-0026, Hoofdstuk 5: Hergebruik van infrastructuur op de Noordzee voor waterstoftransport (vertaald uit het Nederlands), Rev 2

integriteit van de pijpleiding, evalueert de risico's voor de voortzetting van de exploitatie en beoordeelt de belangrijkste bedreigingen zoals inwendige corrosie, uitwendige corrosie en vermoeiing. Een studie zoals een LTE zou nodig zijn om de geschiktheid van de bestaande pijpleidingen in de Nederlandse sector van de Noordzee te beoordelen om te bepalen welke pijpleidingen in een van de scenario's kunnen worden gebruikt.

Vertrouwen in prognoses

Vertrouwen in prognoses

De LTE-beoordelingen maken gebruik van actuele en historische pijpleidinggegevens, samen met prognoses en extrapolaties om een veilige levensduur voor de pijpleiding te voorspellen. De aanbevolen levensduurverlenging is afhankelijk van de kwaliteit en kwantiteit van de gegevens die worden beoordeeld en van de algehele conditie van de pijpleiding. Met een gegevensset van goede kwaliteit en een goed onderhouden pijpleiding is het wellicht mogelijk om met een hoge mate van betrouwbaarheid aan te bevelen dat de pijpleiding zonder te verwachten problemen nog ~20 jaar in bedrijf blijft. Dit is echter gebaseerd op een exploitatie van de pijpleiding die vergelijkbaar (en dus voorspelbaar) is met de huidige exploitatie. Voorspellingen na ~20 jaar (met een hoge mate van betrouwbaarheid) zijn waarschijnlijk niet mogelijk omdat de mate van onzekerheid in de beoordeling toeneemt en de relevantie van de beoordeling gedurende die tijd waarschijnlijk zal veranderen. Kortere LTE-voorspellingen komen vaker voor omdat de bovengenoemde combinatie van een goede dataset en een pijplijn van hoge kwaliteit zeldzaam is.

Het gebruikelijke doel is om een aanvaardbaar integriteitsniveau aan te tonen tot (en zelfs na) de datum van de volgende in-line inspectie (ILI), die meestal om de 7-10 jaar plaatsvindt. Op dat moment worden meer gegevens verzameld en wordt het proces herhaald. Wanneer de pijpleiding echter een andere bestemming krijgt en langer in bedrijf blijft, worden LTE-voorspellingen moeilijker omdat er geen trend is waarop de voorspellingen kunnen worden gebaseerd (in ieder geval voor intern gerelateerde degradatiemechanismen) en er meer aannames nodig zijn. Dit geldt met name voor onderzeese pijpleidingen die waterstof transporteren omdat er, zoals in detail besproken in dit rapport, nog steeds veel onbekende factoren zijn met betrekking tot de interactie op lange termijn tussen waterstof en staal, vooral met de mogelijkheid van de aanwezigheid van scheuren in de pijpwand. Als zodanig zou een LTE voorafgaand aan hergebruik beperkt zijn tot een voorspelling op korte termijn (met redelijke betrouwbaarheid), waarbij de betrouwbaarheidsniveaus zouden dalen voor voorspellingen op langere termijn. Dit kan veranderen met de publicatie van verdere richtlijnen voor het hergebruik van onderzeese pijpleidingen voor waterstof en updates van bestaande LTE-codes en -standaarden.

Codes en standaarden

Er zijn twee belangrijke aanbevolen codes/standaarden voor het LTE-proces. De ene is ISO TS 12747 en de andere is de Norsok-norm Y-002. Deze standaarden zijn echter gericht op aardgas/olie-inhoud en niet op waterstof. Hierdoor moeten sommige beoordelingen worden aangepast/gekalibreerd om te voldoen aan het gewijzigde gebruik. Voorbeelden hier van zijn het bepalen van de resterende sterkte van gecorrodeerde pijpleidingen (defectbeoordelingen) volgens ASME B31G of DNVGL-RP-F01, en scheurgroei in lassen die versnellen door waterstof. Een risicogebaseerde benadering kan worden gebruikt om pijpleidingen te categoriseren op basis van het risico op falen (zoals in Figuur 6.2 voor vermoeiingscycli).

Figuur 6.2: Voorbeeld risicomatrix voor vermoeiing

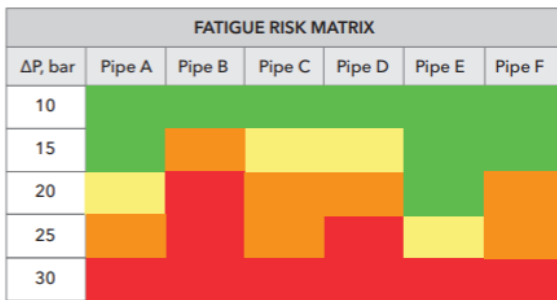


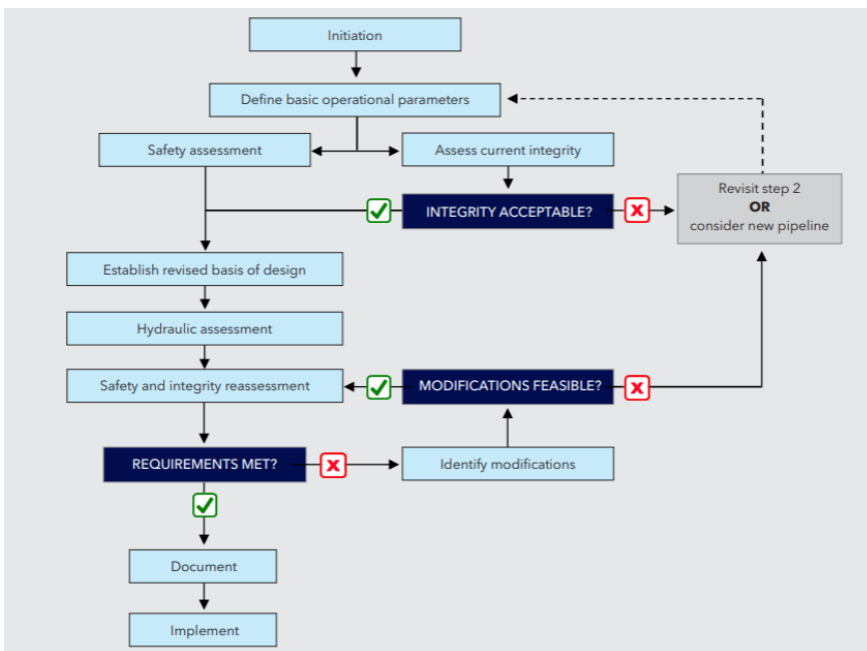
Figure 5 - Risk-based pipeline fatigue evaluation

Samenvatting

De volledige LTE-beoordeling is een gedetailleerde, technische onderneming en zou daarom in eerste instantie niet noodzakelijkerwijs voor alle pijpleidingen worden uitgevoerd. In plaats daarvan wordt een voorlopige beoordeling op hoog niveau aanbevolen om de status van elk van de pijpleidingen globaal te categoriseren in termen van integriteit, risico en geschiktheid. De pijpleidingen die gunstigere resultaten opleveren in de voorlopige beoordeling kunnen dan verder worden onderzocht in het kader van de volledige LTE-studie.

Voor elke periode waarin de pijpleiding langer in gebruik is dan de ontwerplevensduur in combinatie met een verandering van gebruik, moet er gedurende een zodanige periode continue monitoring bij het opstarten worden toegepast. Dit is nodig om er voor te zorgen dat er voldoende gegevens en trends kunnen worden geregistreerd om eventuele vroegtijdige problemen te helpen identificeren.

Figuur 6.3: Stroomschema voor beoordeling van de integriteit van pijpleidingen en verandering van gebruik ³¹



³¹ Opknappen van onderzeese pijpleidingsystemen voor H2-transport - H2Pipe JIP, DNV, PowerPoint-bestand, 15/03/23

6.6 Verandering in gassamenstelling

Aangezien geproduceerd aardgas een verschillende samenstelling kan hebben van veld tot veld (inclusief hoeveelheden stikstof en CO₂), kan de samenstelling van het aardgas in de pijpleidingen ook veranderen als gevolg van het omleiden van gas uit andere velden om pijpleidingen vrij te maken voor waterstof. Het zal belangrijk zijn om te bevestigen of Gas Transport Services (GTS) een mogelijke verandering in samenstelling op de respectieve ingangspunten kan opvangen. Er moet ook worden onderzocht of de gasbehandelingsinstallaties grotere hoeveelheden gas aankunnen.

Berekeningen van de gaskwaliteit moeten worden uitgevoerd om te bepalen of elke aanlanding de nieuwe gassamenstellingen kan verdragen. Uithuizen heeft bijvoorbeeld een hogere tolerantie voor CO₂, dus soortgelijke problemen kunnen zich voordoen bij andere aanlandingen. GTS moet op zijn beurt EIPN informeren welke mitigaties en wijzigingen nodig zijn voor de bestaande faciliteiten en welke drempels/limieten voor verwerking er zouden zijn. Dit zou uiteindelijk kunnen leiden tot een 'no-go' voor bepaalde scenario's. EBN heeft hierover contact gehad met GTS en maakt berekeningen van de gaskwaliteit. De resultaten zijn nog niet gedeeld.

6.7 Vereiste activiteiten voor hergebruik van pijpleidingen

In deze paragraaf wordt ingegaan op de benodigdheden om een pijpleiding herbruikbaar te maken van aardgas naar waterstof. Afgezien van de technische aanpassingen zullen er CAPEX-uitgaven nodig zijn voor het aanpassen van de infrastructuur om pijpleidingen beschikbaar te maken voor waterstof. Het is in dit stadium onduidelijk wie verantwoordelijk zal zijn voor deze uitgaven. Als de aardgasproductie na 2035 daalt, is er wellicht ook geen ruimte voor OPEX-deling.

6.7.1 Reinigen van pijpleidingen

De pijpleidingen moeten worden gereinigd voordat ze voor waterstof kunnen worden gebruikt. Voor gasleidingen kan dit relatief eenvoudig zijn (misschien een brush pig en een gauge pig om de boring te bevestigen), maar voor oliepijpleidingen kan een strenger reinigingsregime nodig zijn met opeenvolgingen van scraper/brush pigs, spoelen en ontwateren totdat de specificatie voor zuiverheid van de pijpleiding is bereikt.

6.7.2 Aansluitingen op pijpleidingen

Zowel voor het waterstofnetwerk als voor de omleiding van aardgas zullen twee afzonderlijke pijpleidingsystemen met elkaar verbonden moeten worden. Dit kan worden gedaan door ofwel een nieuwe stijgleiding toe te voegen aan een nabijgelegen platform en aan te sluiten op de pijpleiding aan de bovenzijde, of door een onderzeese hot-tap. Dit kan problematisch zijn bij het aansluiten van een pijpleiding met een kleinere diameter op een grotere en kan toekomstige pigging-activiteiten verhinderen, tenzij een piggable wye-stuk wordt gebruikt of een onderzeese pig trap/launcher wordt geïnstalleerd. Beide opties brengen extra kosten en risico's met zich mee omdat onderwateractiviteiten idealiter moeten worden vermeden. Als alternatief kan het beter zijn om een voordelige jacket te installeren op de plaats van de tie-in. Dergelijke beslissingen moeten in een meer conceptueel ontwerp stadium worden genomen.

6.7.3 Voorbereiding van bestaande platforms

Koppelen aan een bestaand platform is voordelig omdat alle werkzaamheden zich boven de waterlijn bevinden. De operator van het platform zal moeten instemmen met de installatie van een extra stijgbuis en bijbehorende faciliteiten. Afhankelijk van de status van de aansluitende pijpleidingen en stroomsnelheden op dat moment, kan bestaande apparatuur met betrekking tot aardgas worden verwijderd om ruimte te maken voor meetapparatuur, compressoren en kleppen die nodig zullen zijn voor de waterstofproductie.

6.7.4 Voorbereiding van apparatuur

Voor elk apparaat dat in contact komt met waterstof is een risicobeoordeling vereist. Onderdelen die kunnen worden beïnvloed zijn kleppen, pig traps en debietmeters.

7 Integriteitsbeoordeling pijpleiding

De integriteitsstatus van elke offshore pijpleiding is beoordeeld, hiervan is een beknopte evaluatie met betrekking tot hergebruik van waterstof verstrekt. De evaluatie is gebaseerd op een beoordeling op hoog niveau van beschikbare integriteitsgegevens en is niet bedoeld als een gedetailleerde beoordeling of validatie van de pijpleiding. Verdere gedetailleerde hercertificeringsbeoordelingen van pijpleidingen zijn altijd vereist voordat het gebruik van bestaande aardgaspijpleidingen voor waterstoftransport kan worden goedgekeurd.

Genoemd dient te worden dat de conclusies / overwegingen voor sommige parameters hetzelfde (of vergelijkbaar) zijn voor alle pijpleidingen, deze zijn echter herhaald om de tabel afzonderlijk te kunnen lezen.

7.1 NGT-pijpleidingen (NP-001, NP-004, NP-002)

De evaluatie van de huidige integriteit van de NGT-pijpleidingen in Tabel 7.1 en Tabel 7.2 zijn het resultaat van het beoordelen van de door NGT verstrekte gegevens in de vorm van jaarlijkse integriteitsbeoordelingen, ILI-resultaten, waterstofvermoeidheidsbeoordelingen en hercertificeringsrapporten.

Tabel 7.1 geeft een samenvatting en evaluatie van de huidige integriteit van de leidingen NP-001 en NP-002 van platform D15-FA naar Uithuizen via L10-A.

Tabel 7.1: Samenvatting van pijpleidingintegriteit – NGT-pijpleiding NP-001 / NP-002 (36")

Parameter	Details	Conclusie waterstofhergebruik
[Redacted content]		

Parameter	Details	Conclusie waterstofhergebruik
[Redacted content]		

Tabel 7.2 geeft een samenvatting en evaluatie van de huidige integriteit van de pijpleiding NP-004 van G17-A naar de NGT side-tap.

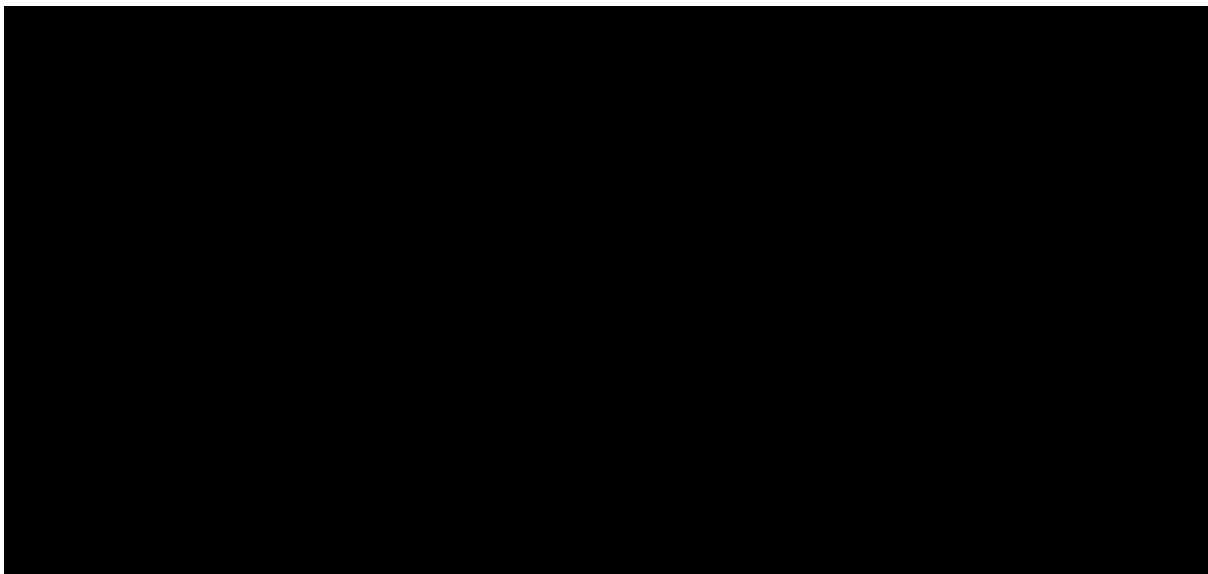
Tabel 7.2: Samenvatting van de integriteit van de pijpleiding – NGT-pijpleiding NP-004 (18")

Parameter	Details	Conclusie waterstofhergebruik
[Redacted content]		

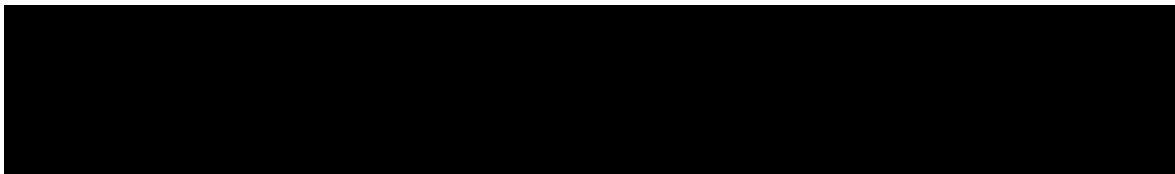
Parameter	Details	Conclusie waterstofhergebruik
[Redacted content]		

Samenvatting

[Redacted content]



7.1.1 Bureau Veritas hercertificering



7.2 NOGAT Pijpleidingen (TP-001/TP-002, TP-003)

De evaluatie van de huidige integriteit van de NOGAT-pijpleidingen staan in Tabel 7.3 en Tabel 7.4 en zijn het resultaat van het beoordelen van gegevens die door NOGAT zijn verstrekt in de vorm van jaarlijkse integriteitsbeoordelingen, ILI-resultaten en hercertificeringsrapporten. Tabel 7.3 geeft een samenvatting en evaluatie van de huidige integriteit van de pijpleidingen TP-001/TP-002 van het L2-FA-platform naar Den Helder.

Tabel 7.3: Samenvatting van pijpleidingintegriteit – NOGAT pijpleiding TP-001/TP-002 (36")

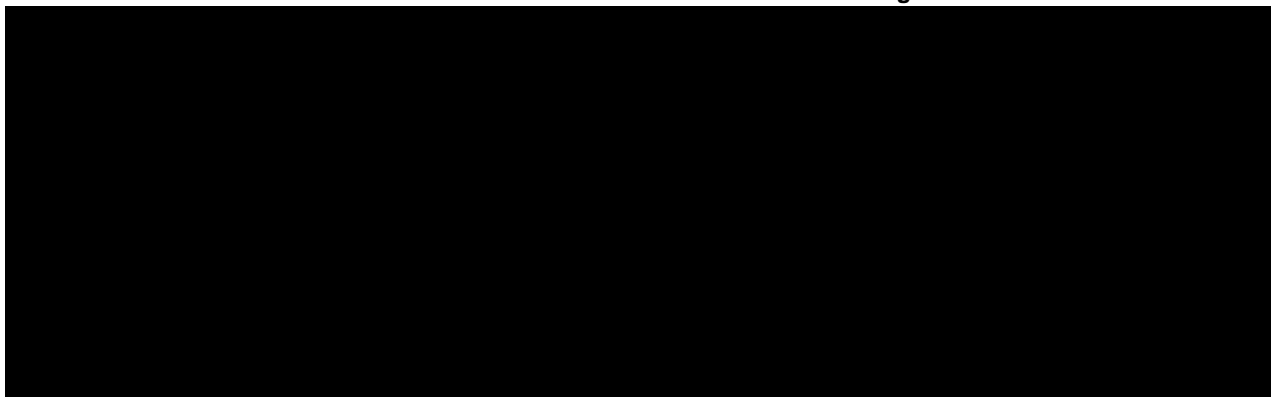
Parameter	Details	Conclusie waterstofhergebruik

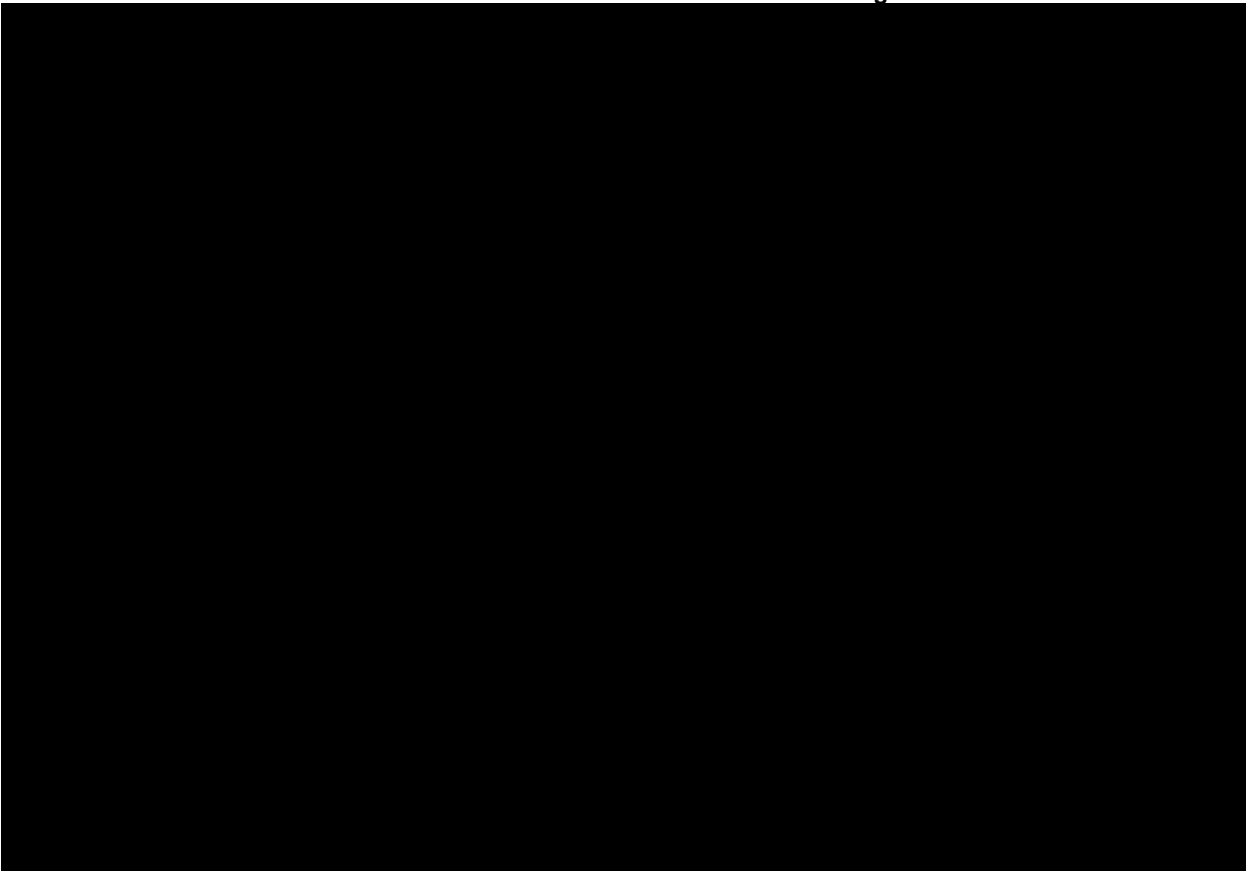
³² P-C0001-48425_NGT, Report of the design appraisal of pipelines, Bureau Veritas, Rev 00, 20/07/22

Parameter	Details	Conclusie waterstofhergebruik
		

Tabel geeft een samenvatting en evaluatie van de huidige integriteit van de pijpleiding TP-003 van het F3-FB-platform naar het L2-FA-platform.

Tabel 7.4: Samenvatting van pijpleidingintegriteit – NOGAT pijpleiding TP-003 (24")

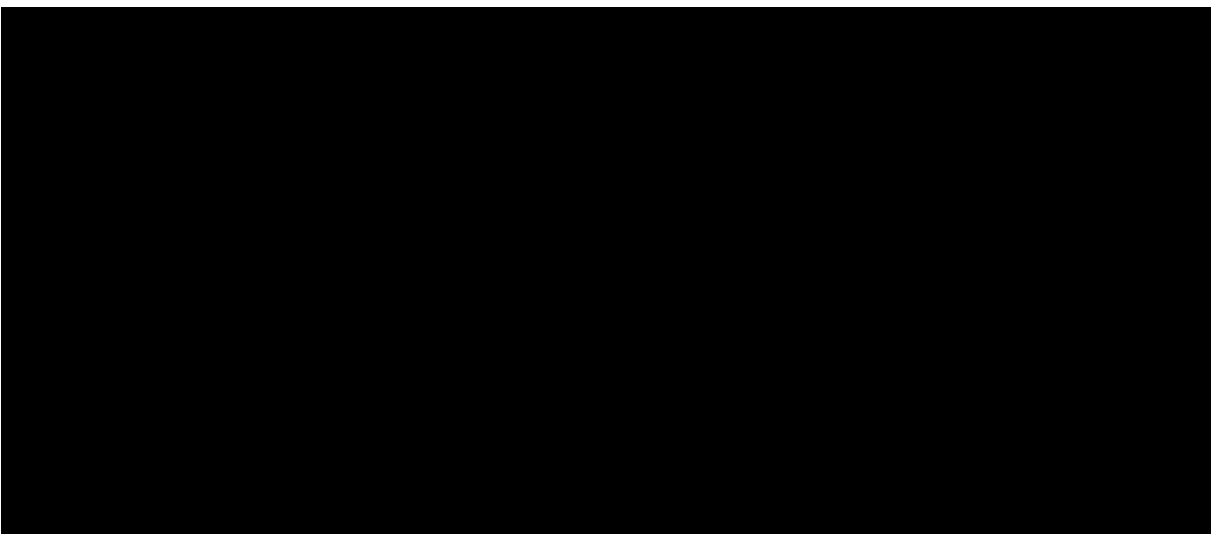
Parameter	Details	Conclusie waterstofhergebruik
		

Parameter	Details	Conclusie waterstofhergebruik
		

Samenvatting

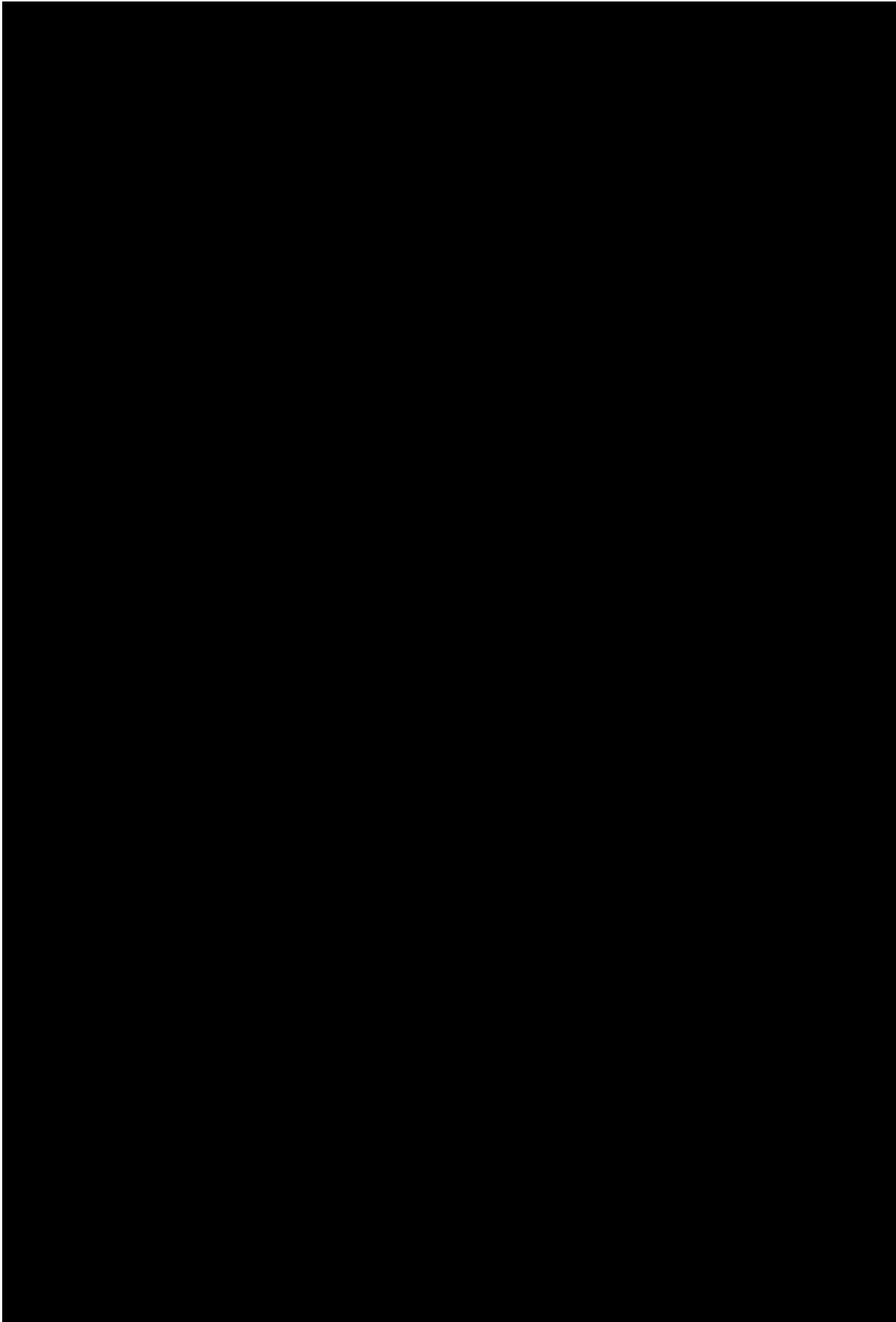
De samenvatting van de integriteit van de NGT-pijpleidingen geldt ook voor de NOGAT-pijpleidingen.

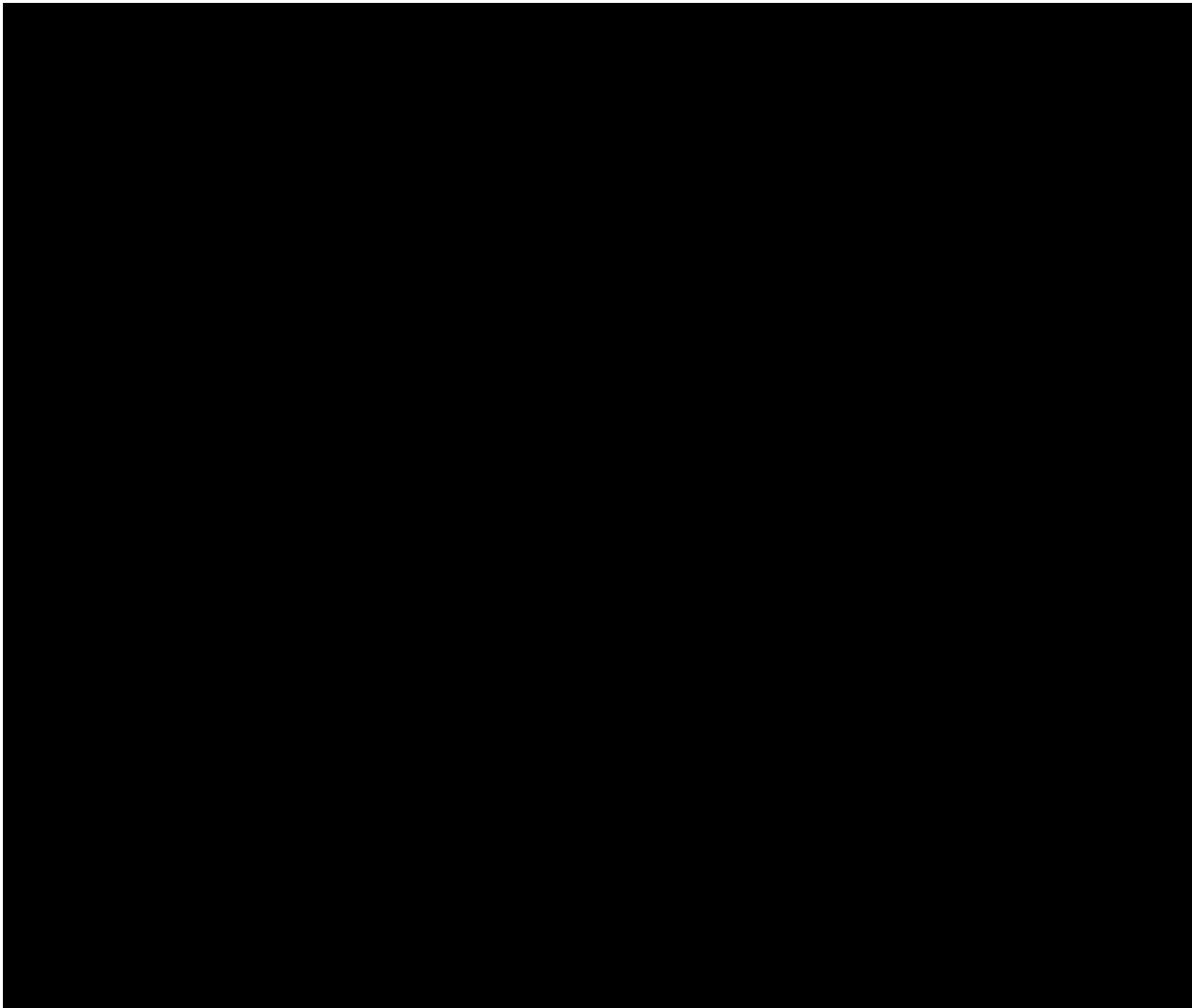
7.2.1 Beoordeling van de groei van vermoeidheidsscheuren voor NOGAT-pijpleidingen



³³ Fatigue crack growth for NOGAT pipeline – Crack assessment and lifetime estimation under hydrogen application, Rev A, 27/06/23, Bilfinger Tebodin

7.2.2 Herculificering Bureau Veritas





7.3 NAM-pijpleidingen

De evaluatie van de huidige integriteit van de NAM (LoCal)-pijpleiding in Tabel 7.5 is een resultaat van het beoordelen van gegevens die door NAM zijn verstrekt in de vorm van samenvattende ILI-resultaten, een informatiepresentatie en een voltooide pijplijndatabase. Dit is de enige NAM-pijpleiding naar de kust en de enige pijpleiding die door NAM wordt geëxploiteerd welke in aanmerking komt voor dit onderzoek (Figuur 7.1).

Figuur 7.1: Overzicht van de NAM-pijpleiding



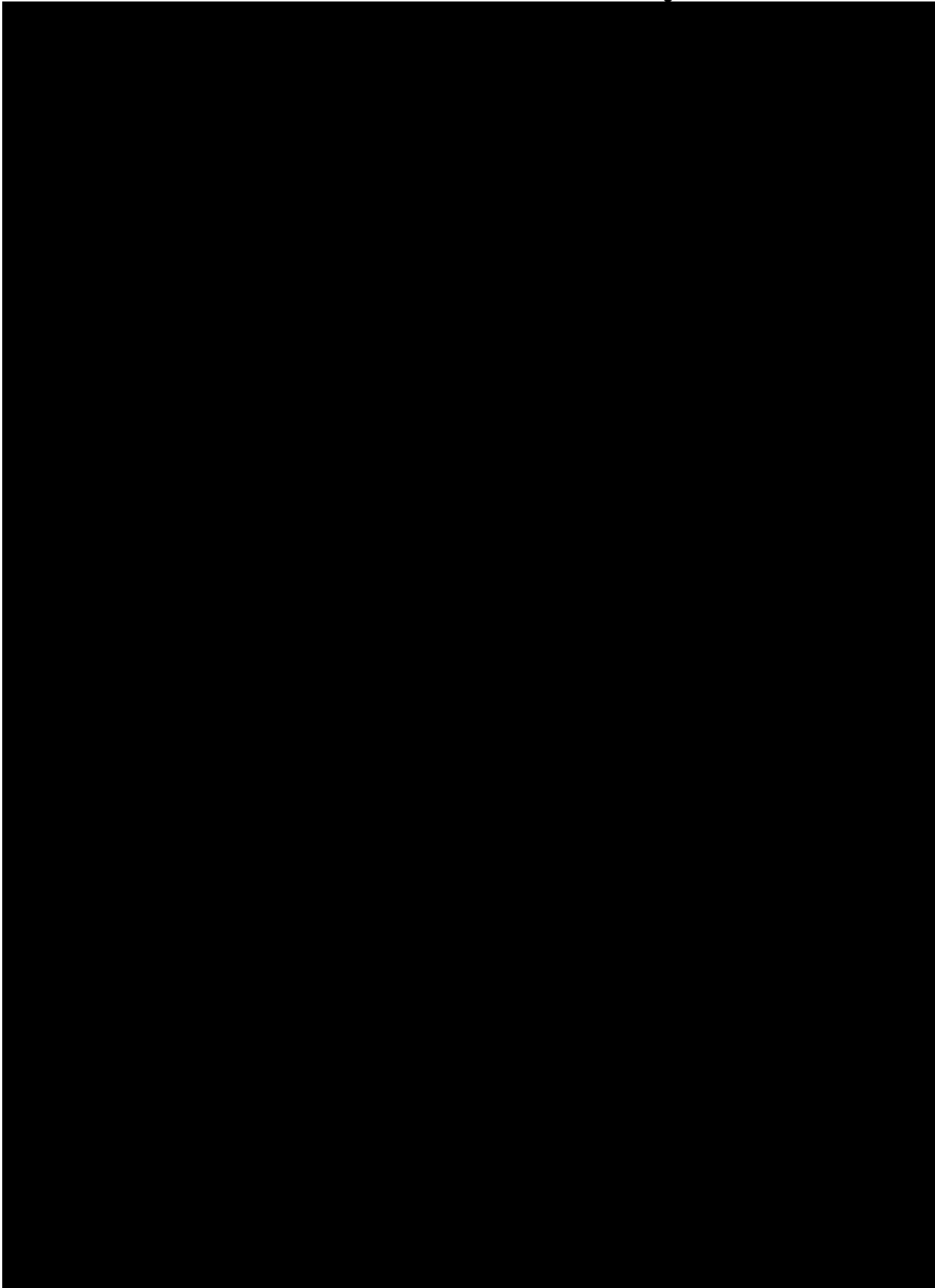
Tabel 7.5: Samenvatting van pijpleidingintegriteit – NAM-pijpleiding (LoCal) NP-007 (24'')

Parameter	Details	Conclusie waterstofhergebruik

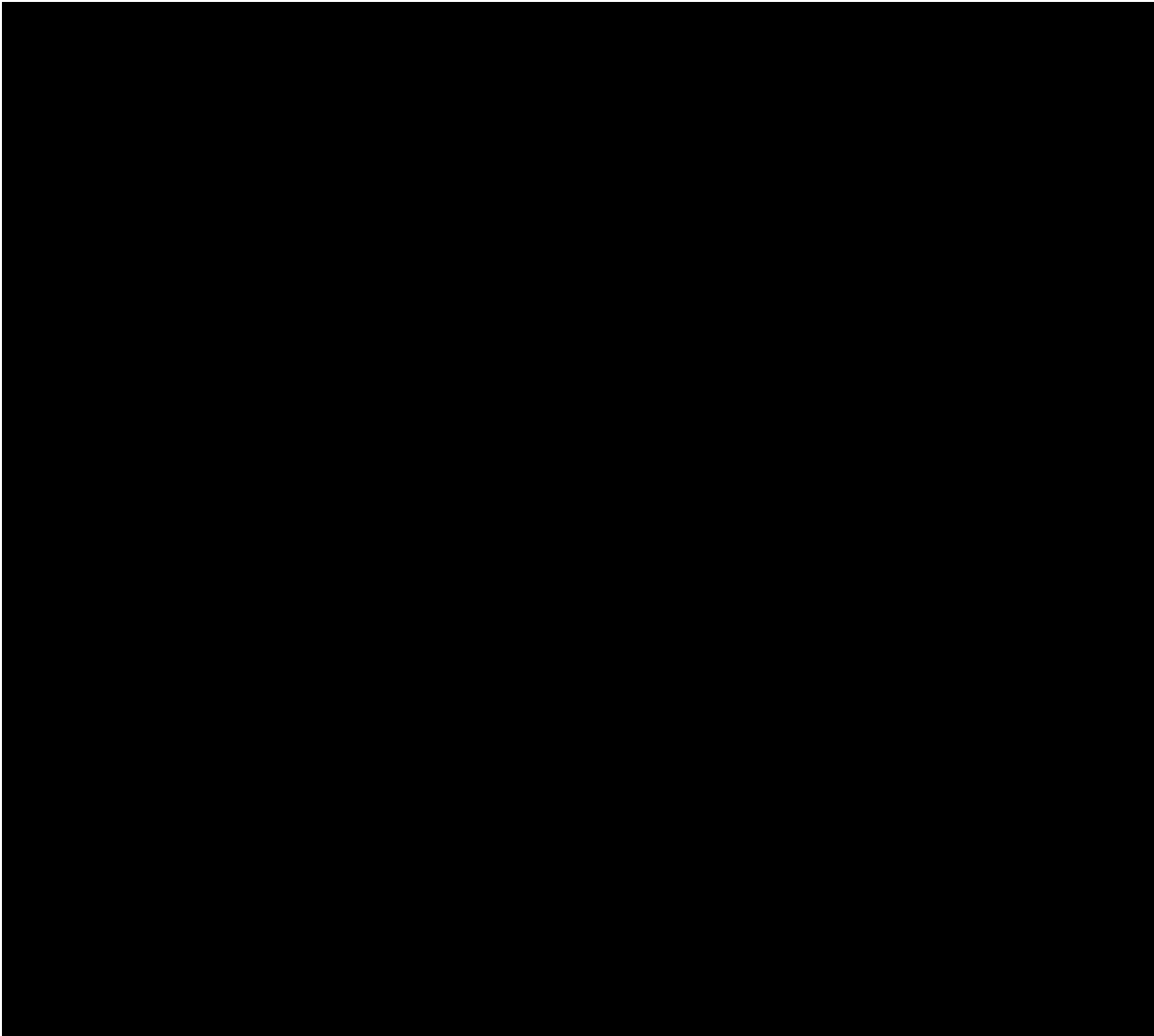
Parameter

Details

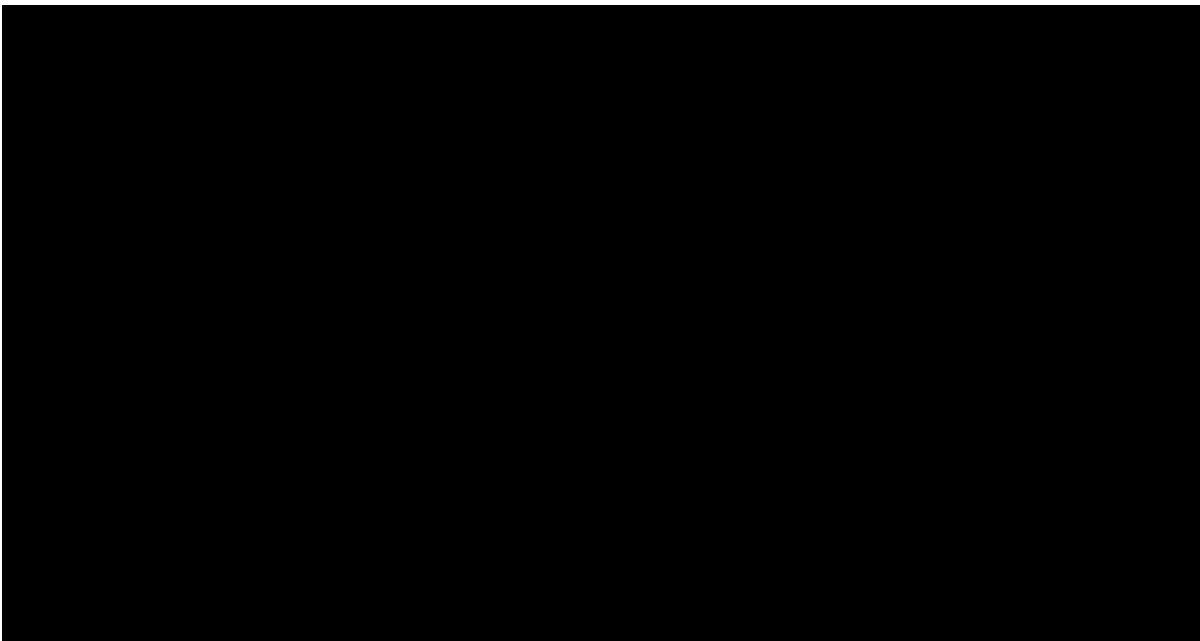
Conclusie waterstofhergebruik



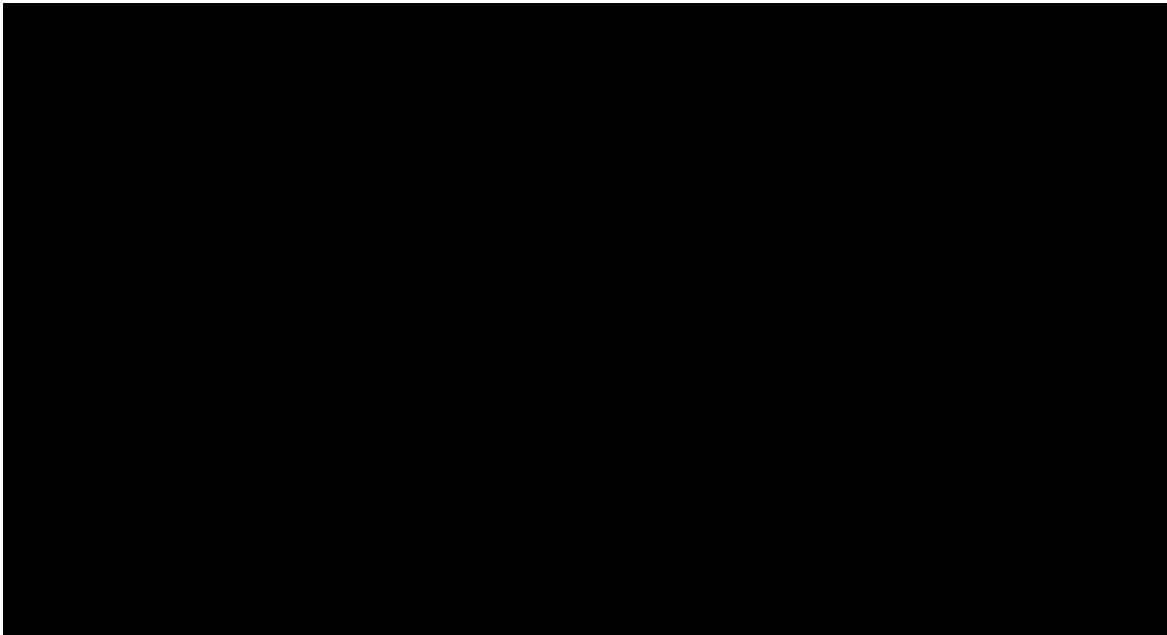
Samenvatting



7.3.1 Onderzoek naar hergebruik van pijpleidingen door Shell Global Solution



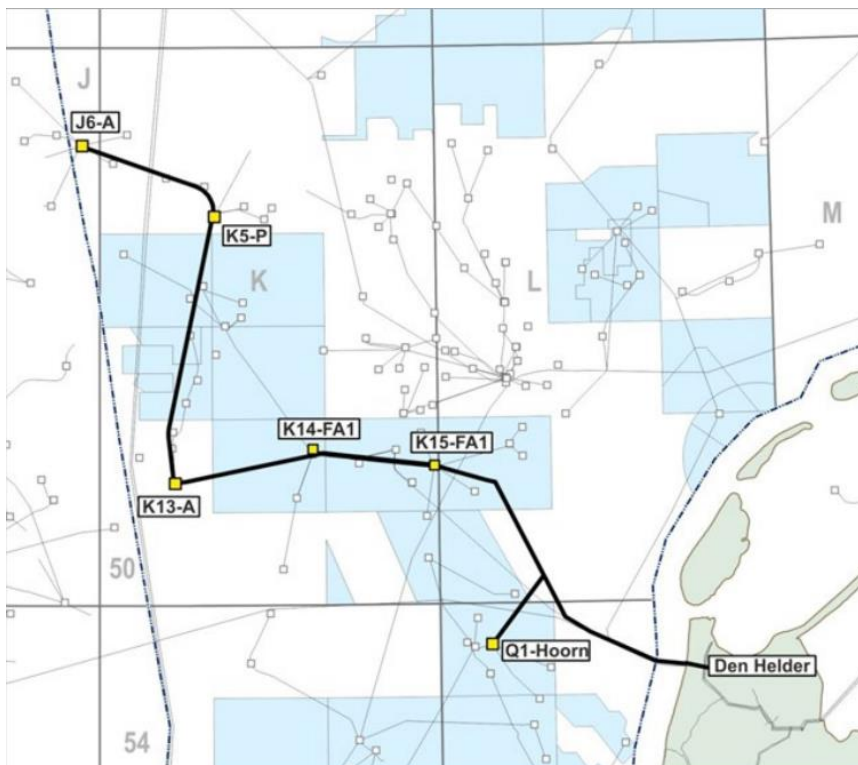
7.3.2 Standpunt NAM



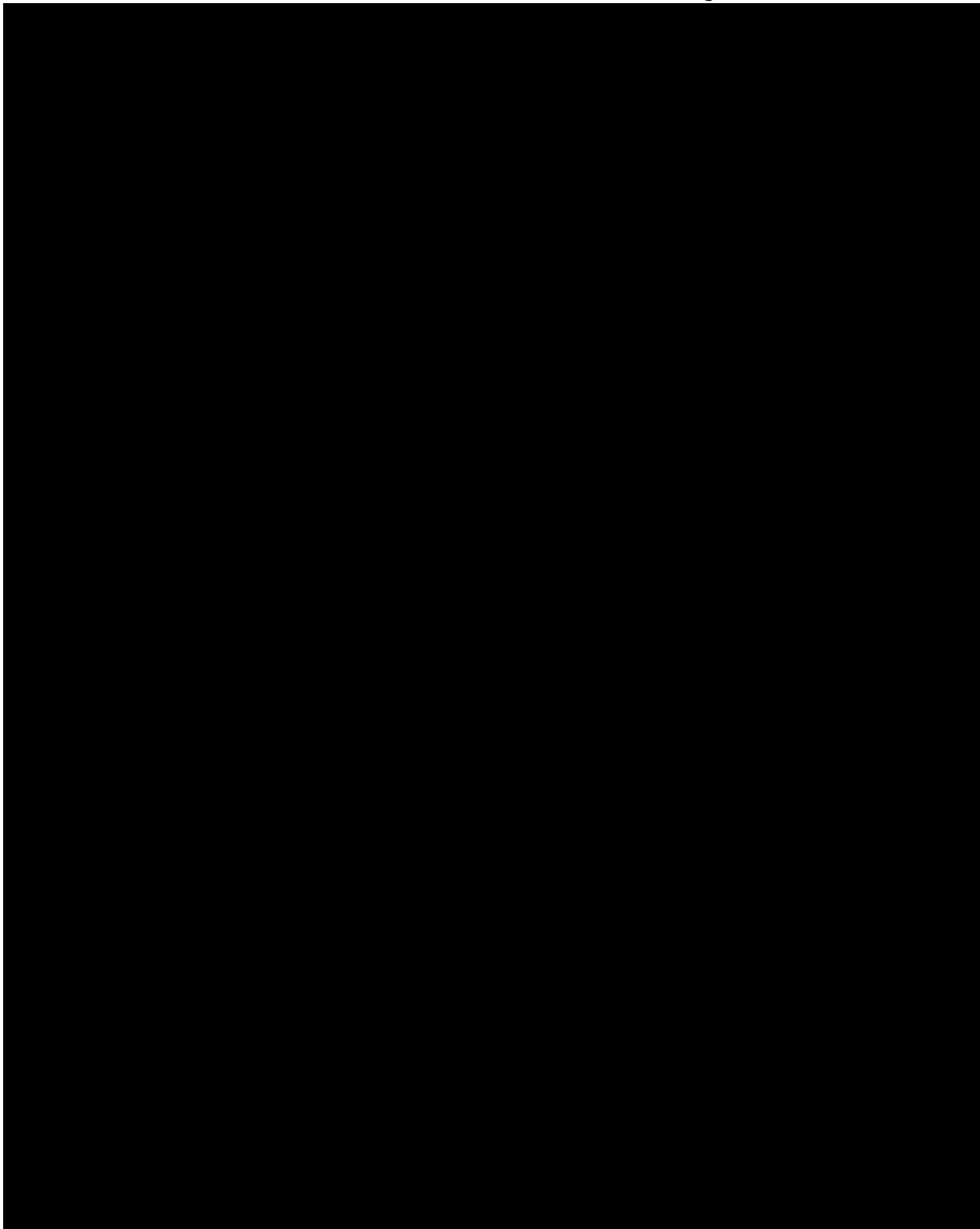
7.4 Wintershall-pijpleidingen

De evaluatie van de huidige integriteit van de WGT-pijpleiding in Tabel 7.6 is een resultaat van het beoordelen van gegevens die door Wintershall zijn verstrekt in de vorm van corrosiegroei-beoordelingsrapporten (van ILI-runs), een informatiepresentatie en een voltooide pijplijndatabase. Deze twee pijpleidingen zijn de enige Wintershall-pijpleidingen die in aanmerking worden genomen voor de scenario's voor hergebruik met waterstof (Figuur 7.2).

Figuur 7.2: Overzicht van de Wintershall-pijpleidingen



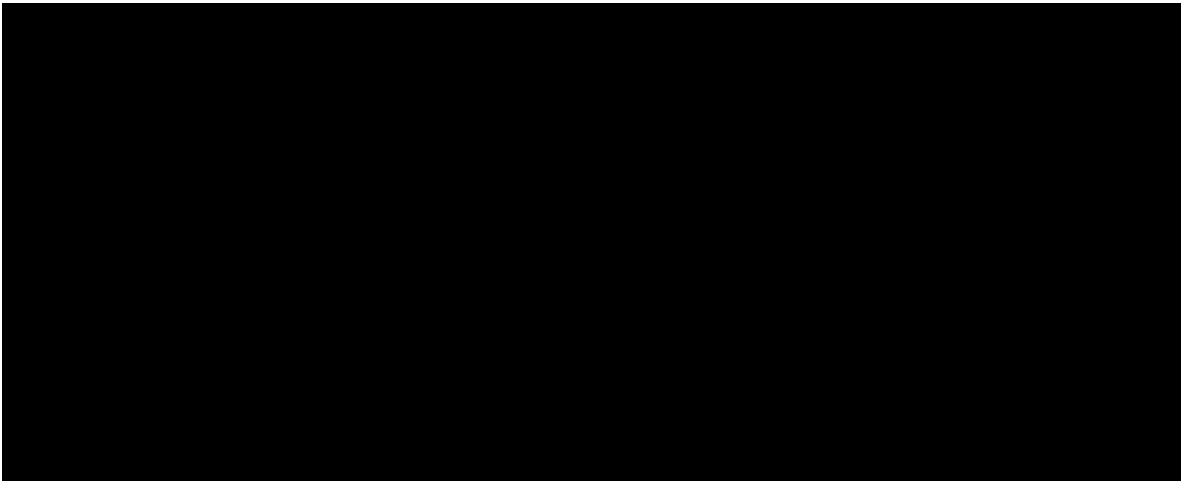
**Tabel 7.6: Samenvatting van pijpleidingintegriteit – WGT pijpleiding & K13-extensie (HiCal)
(36"/24")**

Parameter	Details	Conclusie waterstofhergebruik
		

Parameter	Details	Conclusie waterstofhergebruik
[Redacted content]		

Samenvatting

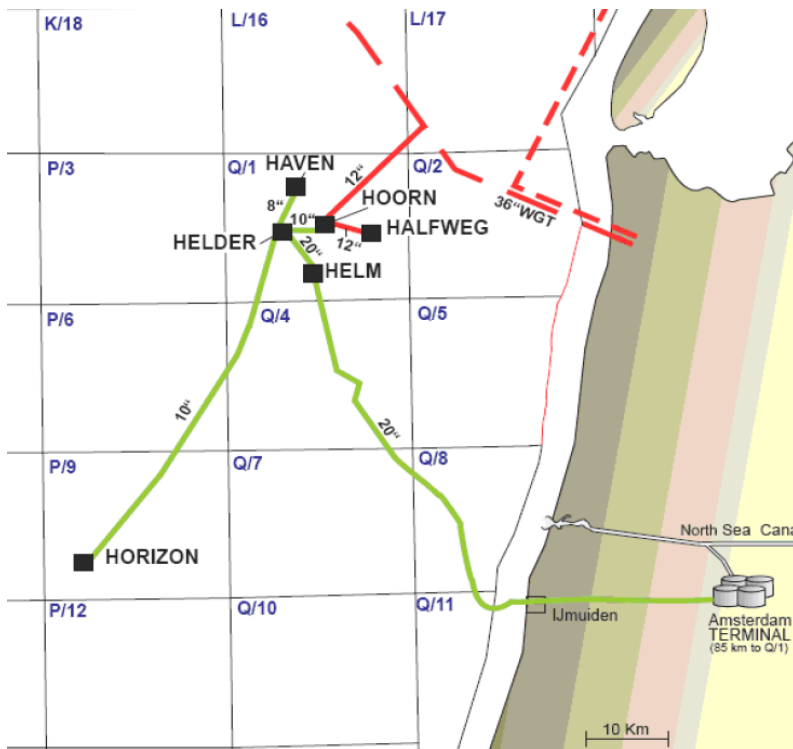
[Redacted content]



7.5 Petrogas-pijpleidingen

Petrogas heeft een reeks documentatie verstrekt, waaronder beoordelingen van geschiktheid voor gebruik, inspectieresultaten, jaarlijkse integriteitsevaluaties en originele dossiers van pijpleidingsontwerpen. De evaluatie van de huidige integriteit van de Petrogas pijpleidingen is te vinden in Tabel 7.7. De enige pijpleiding die kan worden overwogen voor hergebruik in deze EIPN-studie is de Helm naar IJmuiden-pijpleiding, aangezien de Helder naar Helm-pijpleiding, en anderen in Figuur 7.3, ofwel worden ontmanteld of gepland staan om te worden ontmanteld. Als zodanig is er geen aansluiting meer op de rest van het gasnet naar het noorden.

Figuur 7.3: Overzicht van Petrogas-pijpleidingen.



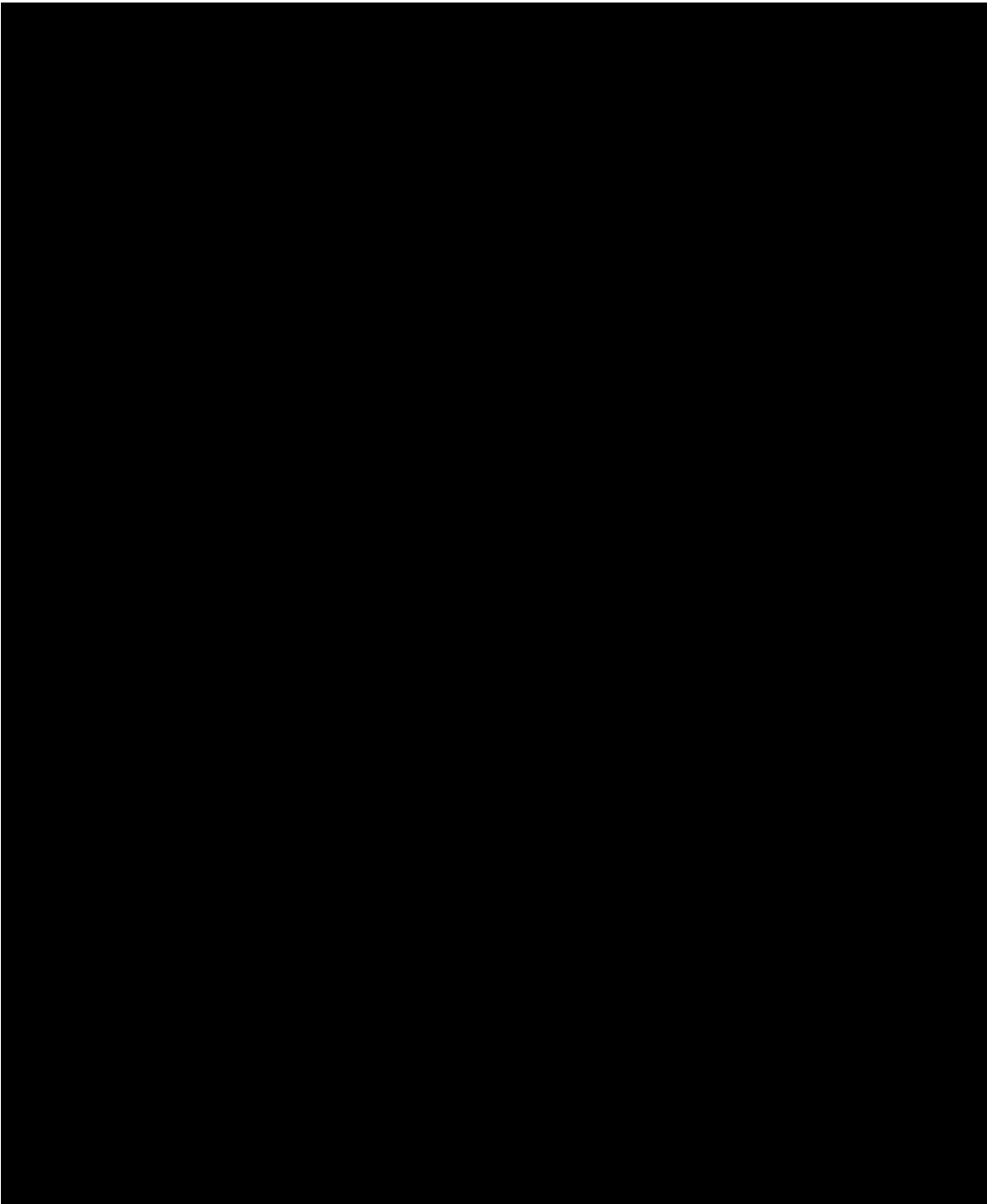
Tabel 7.7: Samenvatting van pijpleidingintegriteit – Petrogas-pijpleidingen Helder-Helm-IJmuiden (20'')

Parameter	Details	Conclusie waterstofhergebruik

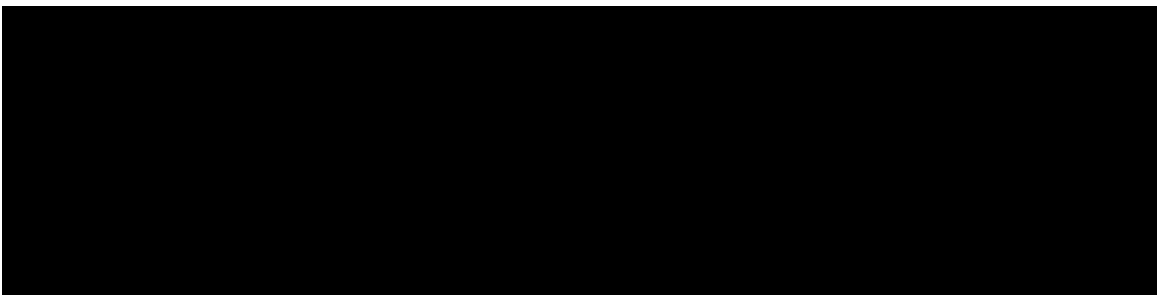
Parameter	Details	Conclusie waterstofhergebruik
[Redacted content]		

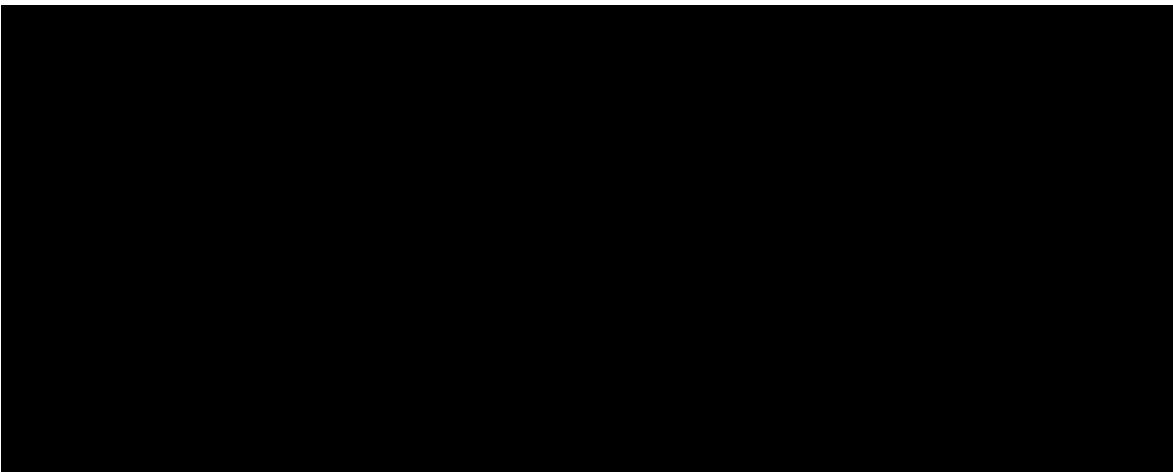
Samenvatting

[Redacted content]



7.5.1 Kruispunt: Omzetting van olie naar waterstof – DNV-rapport voor Petrogas

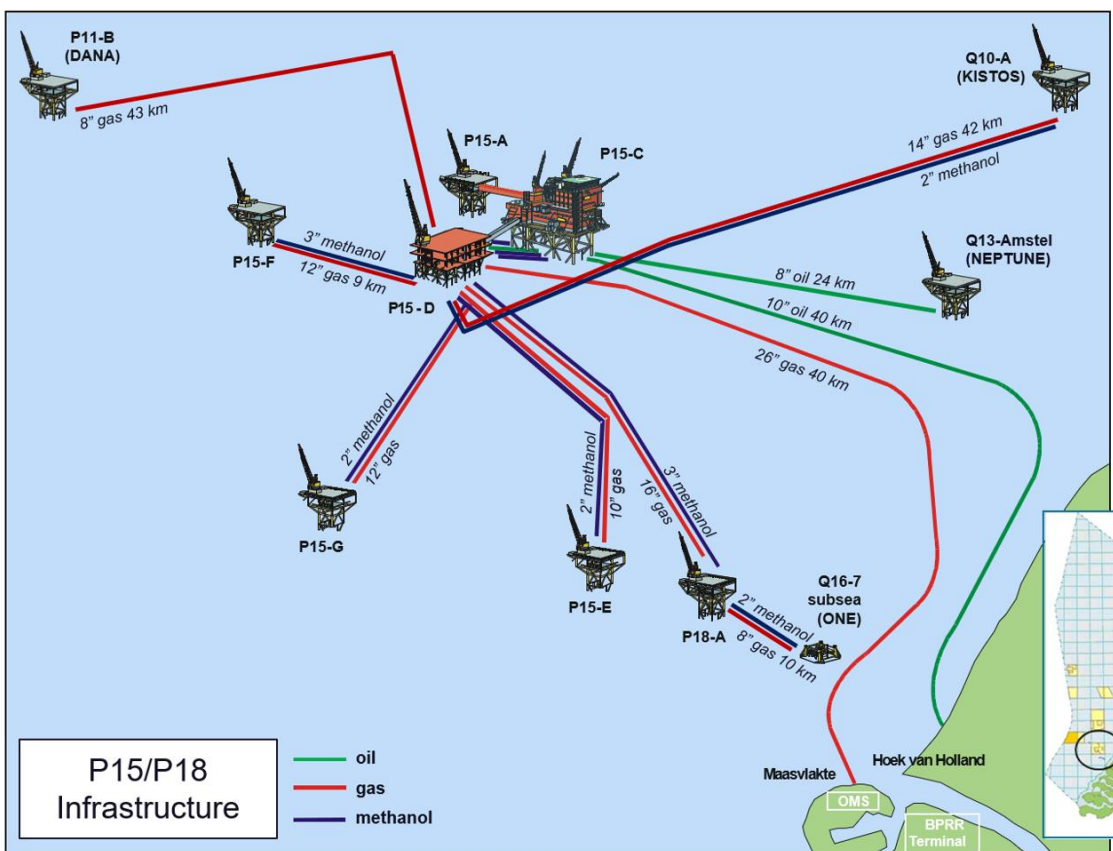




7.6 TAQA-pijpleidingen

TAQA heeft een reeks documentatie verstrekt, waaronder inspectieresultaten, integriteitssamenvattingen en risicobeoordelingen. De evaluatie van de huidige integriteit van de TAQA-pijpleiding is in Tabel 7.8. Alleen de 26" gasleiding en 10" oliepijpleiding zijn geëvalueerd (Figuur 7.4). De 8"-gaspijpleiding ten noorden van de TAQA-activa verbindt P15-D met P11-B, die ook is verbonden met de Wintershall-pijpleidingen die naar het noorden lopen. Deze pijpleiding wordt beheerd door Dana en wordt hier niet beoordeeld.

Figuur 7.4: Overzicht TAQA-pijpleidingen



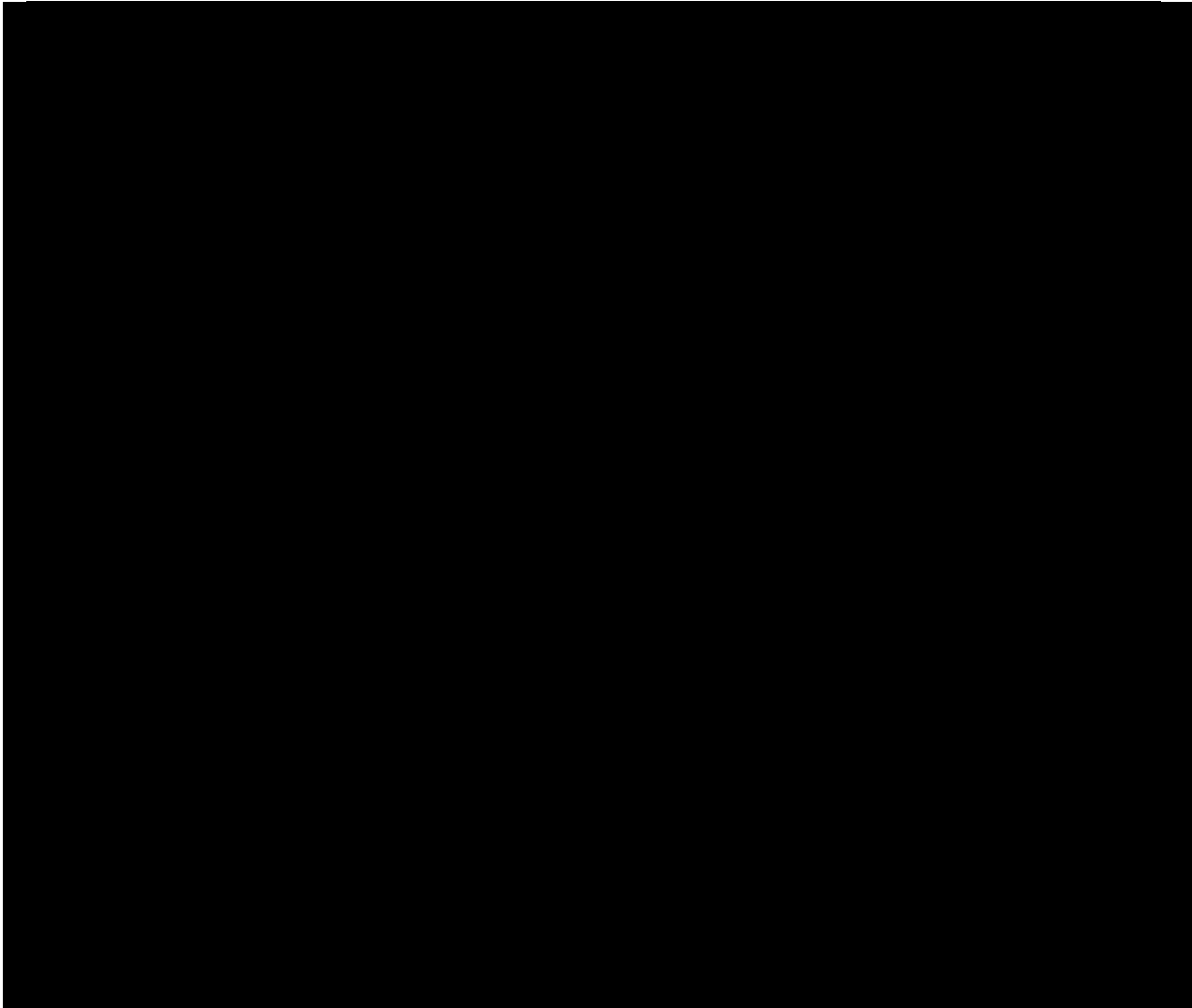
Tabel 7.8: Samenvatting van pijpleidingintegriteit – TAQA-pijpleidingen (26”/10”)

Parameter	Details	Conclusie waterstofhergebruik

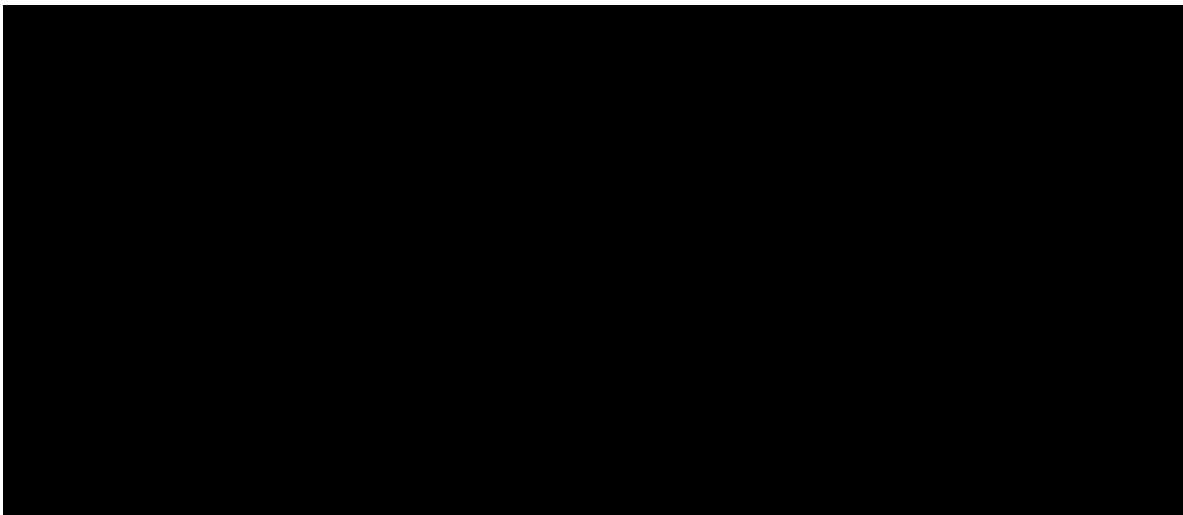
Parameter

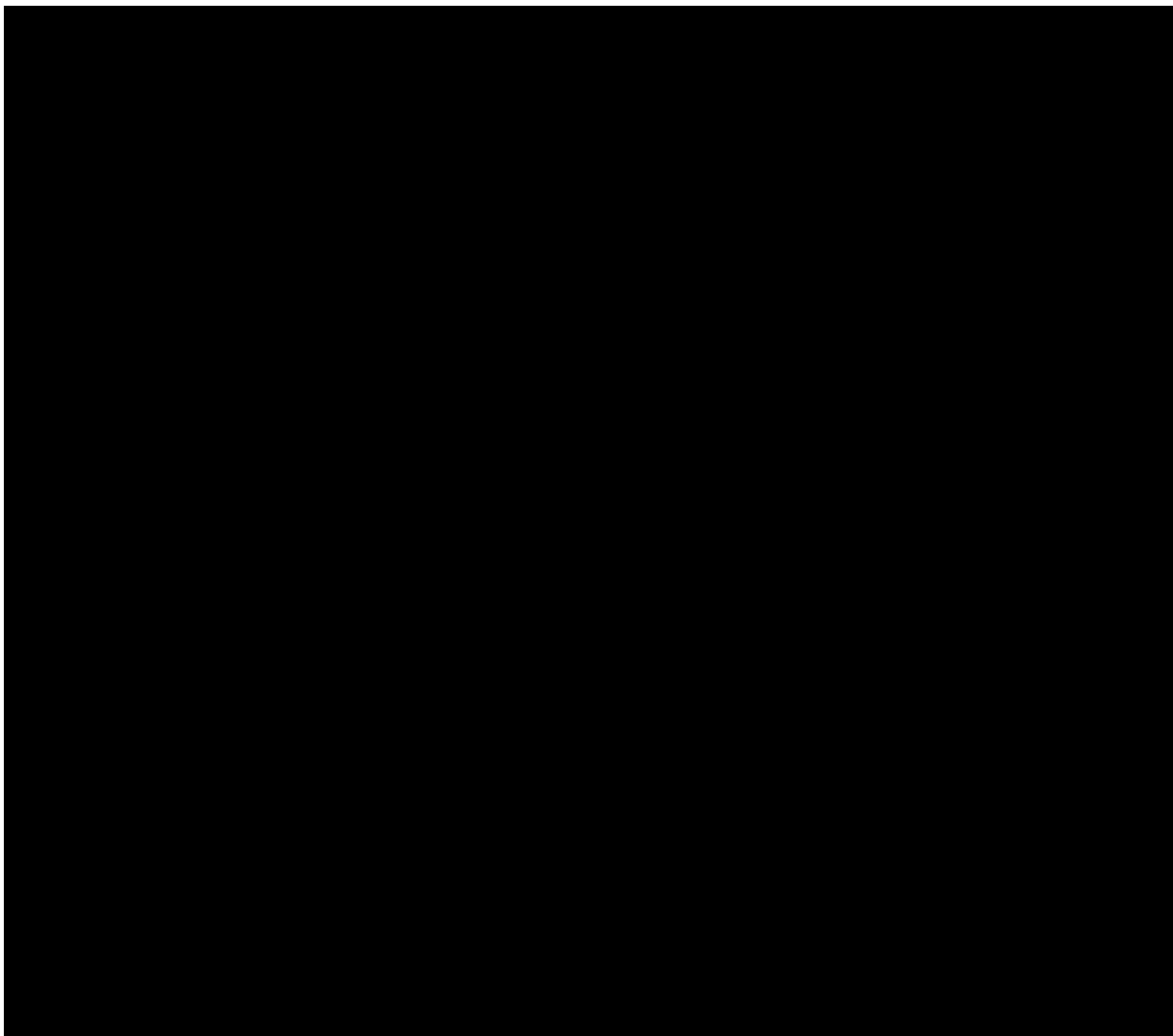
Details

Conclusie waterstofhergebruik

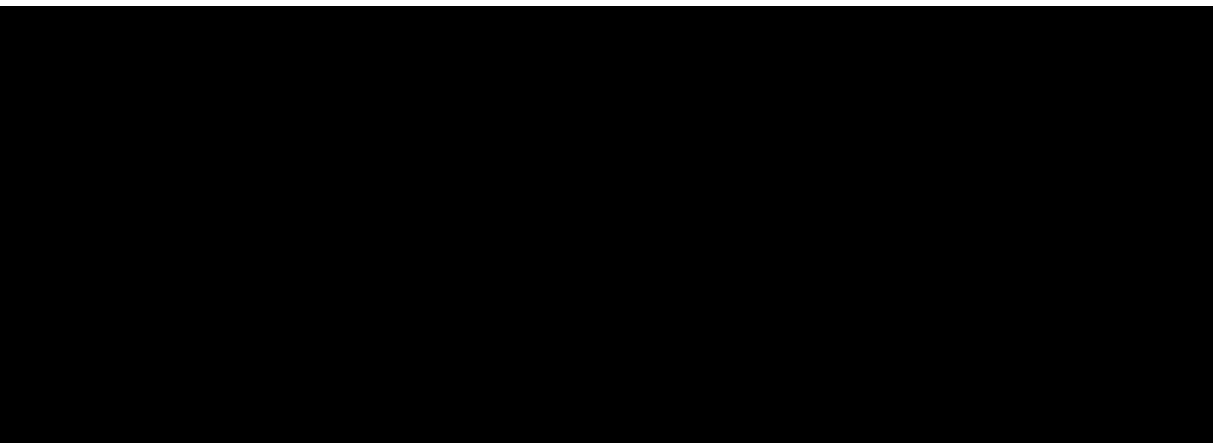


Samenvatting





7.7 BBL-pijpleiding



³⁴ <https://www.entsog.eu/>

8 Betrokkenheid van belanghebbenden

In dit hoofdstuk worden de uitgebreide activiteiten beschreven die gedurende het EIPN-project zijn ondernomen om belanghebbenden te betrekken bij het project. Als context wordt achtergrondinformatie gegeven over elke stakeholder. De volledige lijst van de betrokkenheidsactiviteiten is te vinden in Tabel 8.1.

De benaderde belanghebbenden kunnen op basis van hun rol in de discussie over onderzeese pijpleidingen in verschillende categorieën worden onderverdeeld.

Overleg Hergebruik Aardgaspijpleidingen (OHA)

In het OHA, bestaande uit EZK, EBN en Gasunie, worden de kaders voor het onderzoek naar hergebruik van pijpleidingen vastgesteld en wordt de voortgang getoetst. Het OHA-proces loopt tot eind 2024, terwijl EIPN loopt tot Q4 2023. Tijdens het EIPN-project werd tweewekelijks vergaderd om de activiteiten op elkaar af te stemmen.

Exploitanten van pijpleidingen

Pijpleidingexploitanten van de infrastructuur in de Nederlandse Noordzee zijn geraadpleegd binnen het EIPN-proces. Het belangrijkste doel was om meer te weten te komen over de technische aspecten van de bestaande pijpleidingen en input te krijgen over de herbestemmingsscenario's vanuit het perspectief van de exploitanten.

De interactie met de pijpleidingexploitanten vond op twee manieren plaats. De eerste plenaire sessie werd georganiseerd door EZK waarbij de relevante operators werden uitgenodigd. Na de plenaire sessie werden discussies met de exploitanten over de technische aspecten georganiseerd. Vanwege de gevoelige aard van de gegevens over de integriteit van pijpleidingen werden geheimhoudingsverklaringen (Non-Disclosure Agreements, NDA) overeengekomen tussen het EIPN-consortium, vertegenwoordigd door Deloitte, en de pijpleidingexploitanten.

Als er in de huidige studies geconcludeerd gaat worden dat het hergebruiken van het offshore netwerk haalbaar is, dan zal de Nederlandse overheid pijpleidingexploitanten verder betrekken om zeker te weten dat alle publieke belangen worden meegenomen en dat er een eerlijk speelveld gecreëerd wordt voor de ontwikkeling van offshore wind en waterstof productie³⁵.

Het proces werd helaas gehinderd door gelimiteerde beschikbaarheid in de zomer, hierdoor konden niet alle NDA's worden afgerond voor de deadline van het eerste rapport. Sindsdien zijn de NDA's ondertekend, maar blijft er weinig tijd over om gegevens te beoordelen. De technische informatie van de pijpleiding moet worden beoordeeld door de exploitanten voordat deze wordt vrijgegeven aan de leden van de werkgroep en de klant.

Toekomstige waterstofnetwerkexploitanten

In de Kamerbrief van EZK van 2 december 2022³⁶ staat een voornemen om Gasunie in de toekomst aan te wijzen als Waterstof Netwerk Operator (Hydrogen Network Operator, HNO). Gesprekken met Gasunie vinden plaats via het reguliere overleg met OHA.

³⁵ R.A.A. Jetten, Windenergie op zee 2030-2050, Ministerie van Economische zaken en Klimaat, 16/09/22

³⁶ R.A.A. Jetten, Voortgang waterstofbeleid, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2/12/2022.

Verificatie-instanties

Verificatie-instanties werden geraadpleegd om hun visie te krijgen op de technische vereisten voor het hergebruik van offshore pijpleidingen als waterstoftransportnetwerk, aangezien de normen nog in ontwikkeling zijn.

Eerdere onderzoeken

Voorafgaand aan het EIPN-project kregen TNO en DNV van EZK de opdracht om de mogelijke voor- en nadelen van herbestemming van mijnbouwlocaties en infrastructuur te onderzoeken.

8.1 Gasunie

	OHA	Exploitanten van pijpleidingen	Toekomstige HNO	Verificatie -instanties	Eerdere onderzoeken	Andere relevante belanghebbenden
Gasunie						

Gasunie, een 100% staatsbedrijf, is sterk betrokken bij de ontwikkeling van de Nederlandse waterstofproductie en het waterstofnetwerk, zowel onshore als offshore. Het bedrijf is momenteel de TSO en eigenaar van het aardgasnetwerk in Nederland en zal dezelfde rol vervullen voor het onshore waterstofnetwerk. Gasunie werkt ook aan de opslag en import van waterstof, maar niet als aangewezen operator of in een gereguleerde omgeving.

HyNetwork Services, een bedrijf dat voor 100% in handen is van Gasunie, legt een nationaal waterstofnetwerk aan dat vijf grote industriële clusters met elkaar verbindt. Dit wordt gedaan door bestaande pijpleidingen te hergebruiken voor waterstof en nieuwe pijpleidingen aan te leggen. Het doel is om het project in 2030 af te hebben. In een grotere strategische visie onderzoekt HyNetwork Services de mogelijkheden om een nieuw offshore waterstofnetwerk te ontwikkelen, dat bestaande en nieuwe pijpleidingen kan omvatten. Het beoogde pijpleidingnetwerk, dat Den Helder met de Eemshaven verbindt, zou langs de grote windparken op de Noordzee lopen, waaronder windzoekgebied 6/7 en demo 2 (zie paragrafen 3.2, 3.3 en Figuur 8.1). Dit pijpleidingnetwerk zou één geïntegreerde oplossing mogelijk maken voor het transport van offshore geproduceerde groene waterstof.³⁷ Het North Sea Wind Power Hub (NSWPH) programma, een internationaal consortium waar Gasunie onderdeel van is, voerde een haalbaarheidsstudie uit naar de hub-and-spoke configuratie om zowel elektriciteit als waterstof aan land te brengen. Vier categorieën werden onderzocht: Systeemintegratie, technische haalbaarheid, kosten & baten, en regelgeving & marktontwerp. De expertise die Gasunie de afgelopen jaren over dit onderwerp heeft opgebouwd, leverde waardevolle technische details op voor EIPN, met name voor de technische haalbaarheid van het hergebruik van bestaande aardgasleidingen voor waterstof. Naast een adviserende rol zal Gasunie naar verwachting worden aangewezen als HNO voor het net op zee en heeft daarmee ook een commercieel belang bij de ontwikkeling van hergebruikscenario's en de technische haalbaarheid van deze scenario's. Gasunie participeert ook in de OHA, samen met EZK, EBN.

³⁷ Nederlands landelijk waterstofnetwerk van start in Rotterdam, Persbericht, Gasunie, 27/6/23, <https://www.gasunie.nl/en/news/dutch-national-hydrogen-network-launches-in-rotterdam>

Figuur 8.1: Offshore waterstofnetwerk illustratie door Gasunie³⁷.



8.2 Energie Beheer Nederland

OHA	Exploitanten van pijpleidingen	Toekomstige HNO	Verificatie -instanties	Eerdere onderzoeken	Andere relevante belanghebbenden
EBN					

Energie Beheer Nederland (EBN) is 50 jaar geleden opgericht om namens de Nederlandse staat olie- en gasbaten te realiseren door samen met de industrie te investeren. In overeenstemming met de Nederlandse Mijnbouwwet participeert EBN met een aandeel van 40% in de olie- en gasexploratie en -productie. EBN is ook mede-eigenaar van veel van de olie- en gasinfrastructuren op de Noordzee. Op dit moment richten de activiteiten van EBN zich op drie belangrijke gebieden: de gastransitie, de warmtetransitie en de afvang en opslag van kooldioxide (Carbon Capture and Storage, CCS) en transportsystemen. EBN is betrokken bij (toekomstige) CCS-projecten op industriële schaal offshore, zoals Porthos en Aramis³⁸. Op basis van EBN's kennis van de Nederlandse ondergrond en betrokkenheid bij exploratie onderzoekt EBN ook technische opties voor waterstofopslag en -productie op zee. Als mede-eigenaar van de Nederlandse offshore gasinfrastructuur ziet EBN het als haar verantwoordelijkheid om verantwoord hergebruik van pijpleidingen en bestaande platforms te stimuleren en deze assets waar mogelijk in te zetten voor versnelling van de energietransitie.

Via EBN kan toegang worden verkregen tot openbare en vertrouwelijke gegevens in WS2 en kan de betrokkenheid van belanghebbenden bij de beoordeling van herbestemming en scenario's worden gefaciliteerd. Het EBN neemt ook deel aan het OHA.

³⁸ Porthos en Aramis: de grootste CCS-projecten in Nederland, onsaardgas.nl, <https://www.onsaardgas.nl/porthos-aramis/>

8.3 NOGAT

OHA	Exploitanten van pijpleidingen	Toekomstige HNO	Verificatie -instanties	Eerdere onderzoeken	Andere relevante belanghebbenden
NOGAT					

Northern Offshore Gas Transport (NOGAT) is eigendom van NOGAT B.V., een bedrijf dat een van de grootste pijpleidingen in het Noordzeegebied exploiteert. Deze 264 km lange aardgaspijpleiding, die door Neptune wordt beheerd, verbindt het Nederlands continentaal plat met een gasverwerkingsfabriek in Den Helder. De pijpleiding is sinds 1992 operationeel en staat in verbinding met de pijpleidingen van het Deens en Duits continentaal plat. NOGAT heeft een maximale capaciteit van 32 miljoen Nm³ per dag, met een jaarlijkse gasdoorvoer van ongeveer 3,6 miljard Nm³. Het systeem wordt geëxploiteerd en beheerd door Neptune Energy Global Gas Holding Nederland B.V., die voor 15,0% gedeeltelijk eigenaar is. De andere aandeelhouders van NOGAT zijn EBN Capital B.V. (45,0%), Stichting Depository PGGM Infrastructure (38,2%) en Spirit Energy Nederland B.V. (1,8%)³⁹.

8.4 NGT

OHA	Exploitanten van pijpleidingen	Toekomstige HNO	Verificatie -instanties	Eerdere onderzoeken	Andere relevante belanghebbenden
NGT					

Noordgastransport B.V. (NGT) verwerkt en levert een aanzienlijk deel van het aardgas van het Nederlands continentaal plat. NGT transporteert gas uit Noordzeevelden via een 470 km lange pijpleiding naar haar verwerkingsinstallatie in Uithuizen aan de Noord-Nederlandse kust. Het pijpleidingsysteem bedient meer dan 75 platforms voor verschillende operators, met een dagelijkse capaciteit van 42 miljoen Nm³ en een jaarlijkse doorzet van ongeveer 2 miljard Nm³. Het bedrijf wordt beheerd en geëxploiteerd door een eigen entiteit en is gedeeltelijk eigendom van PD Alternative Investments NL ApS (40,0%), Viceroy Gas Transport II Lux S.à.r.l. (20,0%), Neptune Energy Global Gas Holding Nederland B.V. (18,6%), Tenaz Energy Netherlands Offshore (11,3%) en XTO Netherlands Ltd (10,1%).

8.5 TAQA

OHA	Exploitanten van pijpleidingen	Toekomstige HNO	Verificatie -instanties	Eerdere onderzoeken	Andere relevante belanghebbenden
TAQA					

De TAQA Groep is wereldwijd actief in elf landen in de energie- en watersector. In Nederland produceert TAQA aardgas en beheert het twee ondergrondse gasopslagfaciliteiten. TAQA is voornamelijk actief in de regio Alkmaar en de Noordzee. De opslag faciliteit Bergermeer heeft een industriële gasopslagcapaciteit van 4,3 miljard Nm³, een van de grootste in West-Europa. De andere faciliteit, de Piekinstallatie, slaat huishoudelijk gas op. Deze opslag speelt een

³⁹ Onze activiteiten, Neptune energy, <https://www.neptuneenergy.com/operations/netherlands/nogat>, laatst bekeken op 29/09/2023

belangrijke rol in de energievoorziening in de periode dat Nederland meer gas zal importeren om aan de vraag van huishoudens, bedrijven en industrieën te voldoen⁴⁰.

8.6 Petrogas

	OHA	Exploitanten van pijpleidingen	Toekomstige HNO	Verificatie -instanties	Eerdere onderzoeken	Andere relevante belanghebbenden
Petrogas						

Petrogas E&P Netherlands B.V. is onderdeel van Petrogas E&P LLC en heeft haar hoofdkantoor in Oman. Als olie- en gasexploratiedrijf exploiteert het ook meerdere gas- en olieproductievelden in de Noordzee op Nederlands grondgebied. Petrogas E&P werkt ook samen met TAQA aan hun A&B-blokken gasproductievelden⁴¹.

8.7 Wintershall Noordzee B.V.

	OHA	Exploitanten van pijpleidingen	Toekomstige HNO	Verificatie -instanties	Eerdere onderzoeken	Andere relevante belanghebbenden
Wintershall Noordzee B.V.						

Wintershall Noordzee B.V. is gevestigd in Rijswijk (Nederland), opgericht in 1965 en heeft meer dan 58 jaar operationele ervaring in de zuidelijke Noordzee. Als een van de aardgasproducenten in Nederland exploiteert Wintershall Noordzee in totaal 13 producerende offshore-installaties in de zuidelijke Noordzee, een van onze traditionele kernregio's. Om de efficiëntie van de werkzaamheden te waarborgen monitort en bestuurt Wintershall al haar installaties vanuit de Centrale Controlekamer in Den Helder. Wintershall Noordzee is tevens beheerder van de gastransportleiding West Gas Transport (WGT) die dichtbij Den Helder aan land komt, en van de gasverwerkingsinstallatie Q8 in IJmuiden.⁴²

De pijpleiding en installatie K13 naar Den Helder is een joint venture tussen de Noordwinning-groep (WINZ, Total Energies en ONE-Dyas, geëxploiteerd door Wintershall Noordzee), de NAM-groep, RockRose en EBN. WINZ is de operator van de pijpleiding en het K13-A platform en verzorgt het commerciële management. NAM is de exploitant van de centrale in Den Helder.

8.8 NAM

	OHA	Exploitanten van pijpleidingen	Toekomstige HNO	Verificatie -instanties	Eerdere onderzoeken	Andere relevante belanghebbenden
NAM						

De Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM) heeft een geschiedenis in de productie en exploratie van natuurlijke gassen en oliën. Het bedrijf werd in 1947 opgericht door Shell en Exxonmobile. De NAM is actief op het Nederlands continentaal plat en onder de Noordzee op

⁴⁰ Homepage TAQA Nederland, TAQA, <https://nl.taqa.com/>, laatst bekeken op 29/09/2023

⁴¹ Petrogas E&P, <https://www.petrogasep.com/page.aspx?i=208>, laatst bekeken op 29/09/2023.

⁴² Homepage Wintershall Noordzee, <https://www.wintershall-noordzee.nl/>, Laatst bekeken op 31/10/2023

Nederlands grondgebied en produceert tussen 2021 en 2022 4,49 miljard m³.⁴³ De NAM heeft haar organisatiestructuur herzien naar aanleiding van het plan om het Groningen-gasveld te sluiten. Het Groningenveld en de ondergrondse gasopslag in Norg en Grijpskerk zullen worden gescheiden van de andere olie- en gasactiviteiten elders in het land, ook wel de kleine velden genoemd. Voor deze kleine velden wordt op termijn een nieuwe eigenaar gezocht. De NAM blijft voorlopig verantwoordelijk voor de afbouw van het Groningen-veld en Shell zal de NAM hierbij blijven ondersteunen⁴⁴.

8.9 Interactie met operators

Tabel 8.1 geeft een overzicht van de interactie die MMBV had met de verschillende pijpleiding operators, met een samenvatting of de operator gegevens heeft geleverd, of de operator scenario's voor hergebruik heeft geleverd en de belangrijkste boodschappen/opmerkingen. Voor alle operators werden ten minste twee bijeenkomsten gehouden (inleiding/gegevensaanvraag en bespreking van scenario's). Voor alle operators zijn NDA's opgesteld.

Tabel 8.1: Status inschakeling operator

Stakeholder	Gegevens	Scenario's	Kernboodschap / Opmerkingen
Gasunie	Alleen scenario's	Inbegrepen	Hoewel er een intentie is van de overheid om van Gasunie de HNO te maken, is er nog geen officiële toewijzing als HNO. Dit maakt het moeilijk om commerciële en technische details met pijpleidingbeheerders te bespreken. Gasunie moet gegevens verifiëren voordat een beslissing over hergebruik wordt genomen.
NGT en NOGAT	Ontvangen op 13/09/23	Inbegrepen	Gegevens over de integriteit van pijpleidingen, certificeringsrapporten van BV en andere relevante onderzoeksgegevens zijn ontvangen. Scenariovergaderingen hebben plaatsgevonden. Mott MacDonald heeft in dit rapport gegevens en informatie van NOGAT en NGT beoordeeld. Feedback van NOGAT/NGT is ook in dit rapport verwerkt.
Petrogas	Ontvangen op 10/10/23	Besproken	De eerste bijeenkomst met Petrogas vond plaats op 10/08/2023. De NDA heeft plaatsgevonden en de definitieve versie, klaar voor ondertekening, was beschikbaar op 20/09/23. Tijdens de bijeenkomst vertelde Petrogas dat hun pijpleidingen allemaal losgekoppeld zijn, maar bewaard blijven voor hergebruik. Er wordt gekeken naar mogelijkheden voor CCS.
TAQA	Ontvangen op 13/10/23	Besproken	De eerste vergadering met TAQA vond plaats op 07/09/23. TAQA lijkt open te staan voor het verkennen van ideeën.
Wintershall Noordzee	Ontvangen op 16/10/23	Besproken	De eerste vergadering vond plaats op 22/08/23. WGT DEA gaf aan dat ze veel operators en eigenaren hebben en dat ze met alle partijen moeten overleggen over het delen van gegevens. Het wordt gewaardeerd dat EBN ook een van de aandeelhouders van WGT pijpleidingen is. Ze vermeldden tijdens de vergadering dat ze ook de mogelijkheid van CCS onderzoeken. NDA werd gedeeld na de vergadering op 22/08. Desondanks is er daarna geen communicatie meer geweest. Op 22/9 heeft EZK een e-mail gestuurd naar Wintershall DEA met het verzoek om uiterlijk 13/09 informatie te delen. Op 27/09 is er terug gecommuniceerd via EZK.

⁴³ Over de NAM, NAM, <https://www.nam.nl/over-nam.html>, laatst bekeken op 29/09/2023

⁴⁴ Shell over de toekomst van NAM, Shell, 26/10/2021

Stakeholder	Gegevens	Scenario's	Kernboodschap / Opmerkingen
NAM	Ontvangen op 12/10/23	Ontvangen	De eerste vergadering vond plaats op 28/09/23. NDA voor het eerst gedeeld op 3/8.
BBL	Ontvangen op 13/10/23	Besproken	Op 20/09 werd een e-mail gestuurd naar BBL. Inge Aardse antwoordde dat ze niet meer in BBL zit en Ivan Wapstra is de opvolger. Er werd een email gestuurd naar Ivan Wapstra en enkele basisgegevens werden ontvangen.

8.10 Interactie met verificatie-instellingen

- Bureau Veritas: De beoordelingscriteria voor het hergebruik van bestaande pijpleidingen voor waterstof werden toegelicht. Verder werd basisinformatie gegeven over de beoordeling van de NOGAT- en NGT-pijpleidingen. Er werd gewezen op enkele hiaten in de studie, zoals de evaluatie van aansluitingen en kleppen. Er konden geen gedetailleerde gegevens worden verstrekt en er werd voorgesteld om rechtstreeks met NOGAT en NGT te praten. Er werden geen verdere afspraken met BV gemaakt.
- DNV: DNV presenteerde werk aan de herkwalificatie van onderzeese pijpleidingsystemen voor H2-transport (H2pipe Joint Industry Project (JIP)). Er zijn geen verdere afspraken met DNV gemaakt.

8.11 Interactie met ILI aannemers

- Rosen: Op 22/09/23 vond een kennismakingsgesprek plaats met Rosen. Naast de inspectie van pijpleidingen werkt Rosen aan methoden om verouderende pijpleidingen te beoordelen op geschiktheid voor waterstof, vooral wanneer de beschikbaarheid van gegevens beperkt is. MMBV stelde vragen over de technische beoordeling van verouderende pijpleidingen. Zie ook paragraaf 6.3 voor enkele bevindingen van deze discussie.

8.12 Overzicht van alle bijeenkomsten met belanghebbenden

Tabel 8.2: Overzicht van alle vergaderingen met belanghebbenden die voor werkstroom 2 zijn gehouden

Datum	Aanwezigen	Beschrijving/Sleutelpunten
13/04/2023	Deloitte, EZK, IenW, RVO, NRF, TenneT, Gasunie, EBN, Common Futures, MM	Startbijeenkomst EIPN 2050
26/04/2023	Deloitte, EZK, IenW, RVO, NRF, TenneT, Gasunie, EBN, Common Futures, MM	Stakeholders in kaart brengen
23/05/2023	Deloitte, NRF, Common Futures, MM	Sessie voor het delen van kennis
06/06/2023	Deloitte, MM	Start document werkstroom 2 en 3
15/06/2023	EZK, Deloitte, MMBV, NOGAT, NGT	Bijeenkomst met NOGAT en NGT
19/06/2023	NGT, NOGAT, Shell, TAQA, Wintershall DEA, EBN, EZK, Deloitte, Gasunie, BBL, MMBV, RVO	Bijeenkomst over "Onderzoek naar het herbestemmen van offshore gaspijpleidingen voor waterstoftransport".
22/06/2023	EBN, NOGAT, NGT, Gasunie, MM	Afstemming van EIPN en pVAWOZ.
23/06/2023	Deloitte, MM	Follow-up vergadering met operators
06/07/2023	MMBV, EBN, Gasunie, NOGAT en NGT	NOGAT en NGT geven aan dat hun pijpleidingen opnieuw zijn gecertificeerd door DNV en BV en dat de hercertificeringsrapporten kunnen worden gedeeld. Er zijn hergebruikscenario's gepresenteerd door Gasunie en NOGAT/NGT.
11/07/2023	Deloitte, MMBV, Common Futures, NRF	Sessie voor het delen van kennis

Datum	Aanwezigen	Beschrijving/Sleutelpunten
21/07/2023	EZK, EBN, Gasunie, Deloitte, MM	Discussie onderzoek naar repurposing. Advies is gegeven aan MMBV om verrijkingssessies te organiseren met DNV, BV, Wintershall Dea, TAQA, NAM, rijkswaterstaat en SodM.
25/07/2023	MMBV en DNV	Verrijkingssessie met DNV. DNV presenteerde werk aan de herkwalificatie van onderzeese pijpleidingsystemen voor H ₂ transport (H2pipe Joint Industry Project (JIP)). Er werden geen verdere afspraken met DNV gemaakt.
27/07/2023	MMBV en BV	Verrijkingssessie. De beoordelingscriteria voor het hergebruik van bestaande pijpleidingen voor waterstof werden uitgelegd. Verder werd basisinformatie gegeven over de beoordeling van de NOGAT- en NGT-pijpleidingen. Er werd gewezen op enkele hiaten in de studie, zoals de evaluatie van aansluitingen en kleppen. Er konden geen gedetailleerde gegevens worden verstrekt en er werd voorgesteld om rechtstreeks met NOGAT en NGT te praten. Er werden geen verdere afspraken met BV gemaakt.
08/08/2023	Deloitte, MMBV, EZK, EBN, Gasunie	Afstemmingsbijeenkomst WS 2 met OHA
08/08/2023	Deloitte, MMBV, NOGAT en NGT	Bijeenkomst met NOGAT en NGT
10/08/2023	Deloitte, MMBV, Gasunie en Petrogas, EZK	Kennismakingsgesprek met Petrogas. Na de kennismakingsbijeenkomst wordt het NDA-proces opgepakt door Deloitte. Tijdens de vergadering gaf Petrogas aan dat ze de mogelijkheden voor hergebruik voor CCS aan het onderzoeken zijn. De NDA werd afgerond op 19 september 2023.
15/08/2023	Deloitte, MMBV, EZK, EBN, Gasunie	Afstemmingsbijeenkomst WS 2 met OHA
22/08/2023	Deloitte, MMBV, Wintershall DEA	Kennismakingsgesprek met Wintershall DEA
22/08/2023	Deloitte, MMBV, EZK, EBN, Gasunie	Afstemmingsbijeenkomst WS 2 met OHA
24/08/2023	Deloitte, MMBV, Gasunie, EBN, NOGAT, NGT	Technische workshop met NOGAT en NGT. NOGAT en NGT werd gevraagd de excel sheet met pijpleidinggegevens van NOGAT & NGT in te vullen.
01/09/2023	Deloitte, MMBV, Common Futures, NRF	Sessie voor het delen van kennis
05/09/2023	Deloitte, MMBV, EZK, EBN, Gasunie	Afstemmingsbijeenkomst WS 2 met OHA
06/09/2023	MMBV en Gasunie	Scenario workshop met Gasunie
07/09/2023	MMBV en TAQA	Gegevens en informatie werden opgevraagd bij TAQA
12/09/2023	Deloitte, MMBV, EZK, EBN, Gasunie	Afstemmingsbijeenkomst WS 2 met OHA
12/09/2023	MMBV, EZK, EBN, Gasunie	Bespreking WS2-rapport
14/09/2023	MMBV, NOGAT en NGT	Bijeenkomst met NOGAT/NGT over de haalbaarheid van de door MM overwogen scenario's.
15/09/2023	MMBV, NOGAT en NGT	Vergadering met NOGAT/NGT over de technische details van de verstrekte gegevensset op 13/09/2023.
21/09/2023	Deloitte, MMBV, EZK, EBN, Gasunie	Afstemmingsbijeenkomst WS 2 met OHA
22/09/2023	MMBV en Rosen	Verrijkingssessie. Naast de inspectie van pijpleidingen werkt Rosen aan methoden om verouderende pijpleidingen te beoordelen op geschiktheid voor waterstof, vooral wanneer de beschikbaarheid van gegevens beperkt is. MMBV stelde vragen over de technische beoordeling van verouderende pijpleidingen.

Datum	Aanwezigen	Beschrijving/Sleutelpunten
27/09/2023	MMBV, Deloitte, EZK (Bobbi Schijf)	Brainstorm over de kloof tussen EIPN, PAWOZ en pVAWOZ. Welke gegevens kunnen door EIPN worden verstrekt en moeten door PAWOZ en pVAWOZ in aanmerking worden genomen?
27/09/2023	MMBV, NOGAT en NGT	Vraag- en antwoordsessie over de integriteitsgegevens op basis van de gedeelde gegevens en het document van NOGAT en NGT
28/09/2023	MMBV, Deloitte, NAM	Eerste interactie tussen EIPN en NAM
04/10/2023	Deloitte, MMBV, EZK, EBN, Gasunie	Afstemmingsbijeenkomst WS 2 met OHA
10/10/2023	MMBV, BBL	Eerste interactie tussen EIPN en NAM
24/10/2023	MMBV, NOGAT en NGT	Discussie over de feedback van NOGAT en NGT
24/10/2023	MMBV, TAQA	Discussie over de MMBV-scenario's
25/10/2023	MMBV, Wintershall Noordzee	Discussie over de MMBV-scenario's

8.13 Overwegingen voor de mogelijke overdracht van infrastructuur aan de HNO

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat is voornemens Gasunie aan te wijzen als Waterstof Netwerk Operator⁴⁵. Er zijn momenteel echter geen wettelijke kaders die de offshore waterstofinfrastructuur reguleren en daarom is er nauwe betrokkenheid met de pijpleidingexploitanten nodig⁴⁶. In deze werkstroom worden verschillende hergebruikscenario's gepresenteerd, samen met de voor- en nadelen van elk scenario (zie paragraaf 9). Het hergebruiken van pijpleidingen heeft potentiële voordelen, maar omdat bij deze scenario's pijpleidingen van andere eigenaren en exploitanten betrokken zullen zijn, zal de overheid verschillende beslissingen moeten nemen voordat tot implementatie kan worden overgegaan. Technische haalbaarheid, beschikbaarheid en milieuaspecten behoren tot de aspecten die de besluitvorming over herbesteding en nieuwbouw zullen beïnvloeden. Het is echter onvermijdelijk dat er een discussie komt tussen de overheid, de toekomstige potentiële HNO en de operators om het commerciële aspect aan te pakken.

Uit de gesprekken met de pijpleiding operators blijkt dat de meerderheid de mogelijkheden voor hergebruik van hun pijpleidingen onderzoeken. Het belangrijkste onderwerp dat door de exploitanten aan de orde is gesteld, betreft de commerciële aspecten. Vragen zoals het bepalen van tarieven en het bereik van een toekomstige HNO (offshore en onshore) moeten worden beantwoord. Vaak zijn de offshore pijpleidingen eigendom van en worden ze geëxploiteerd door hetzelfde bedrijf, maar hebben ook veel andere bedrijven een aandeel in het eigendom. Er zijn verschillende opties mogelijk:

- De pijpleidingen blijven eigendom van de huidige eigenaars, maar de capaciteitsrechten worden overgedragen aan de toekomstige HNO;
- De huidige eigenaars/exploitanten van de pijpleiding verkopen de activa aan toekomstige HNO, maar blijven de activa exploiteren;
- De huidige eigenaren/exploitanten van pijpleidingen verkopen de activa en stappen af van waterstof.
- De overheid stelt de toegangsregels en het regelgevingskader voor derden vast en geeft exploitanten van pijpleidingen de mogelijkheid te beslissen of zij als toekomstige HNO willen opereren.

Andere aspecten die in overweging moeten worden genomen bij de commerciële aspecten zijn alternatieven voor waterstoftransport. Uit de gesprekken met verschillende operators bleek dat

⁴⁵ R.A.A. Jetten, Voortgang waterstofbeleid, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2/12/2022.

⁴⁶ R.A.A. Jetten, Windenergie op zee 2030-2050, Ministerie van Economische zaken en Klimaat, 16/09/22

ze ook CCS en olietransport in overweging namen. De operators vermeldden ook dat deze beslissing door de aandeelhouders wordt bepaald. Voor een gedetailleerde bespreking van de overwegingen met betrekking tot de overdracht wordt verwezen naar werkstroom 4.

9 Offshore pijpleidingnetwerkscenario's

9.1 Scenario ontwikkelproces

Er is contact opgenomen met pijpleidingbeheerders om pijpleidinggegevens aan te leveren en input te geven aan mogelijke scenario's voor hergebruik van pijpleidingen. Voordat er gegevens werden ontvangen, zijn vijf potentieel haalbare scenario's geïdentificeerd door een kaart te maken van de bestaande offshore aardgasinfrastructuur, de windgebieden daar aan toe te voegen en vervolgens de volgende aanpak te volgen:

- Creëren van de kortste routes van Demo 2 en windzoekgebied 6/7 naar een aanlanding met behulp van bestaande pijpleidingen.
- Aannemen dat er een consistent aansluitingspunt voor de pijpleiding is voor zowel Demo 2 als Blok 6/7. Het daadwerkelijke aansluitpunt (platformlocatie) is nog niet bekend.
- Streven om de minste pijpleidingen (bestaande en nieuwe) te gebruiken, maar het hergebruik van pijpleidingen in het algemeen te maximaliseren.
- Minimaliseren van het aantal nieuwe pijpleidingen dat nodig is⁴⁷.
- Rekening houden met de voordelen van verschillende aanlandingslocaties (en van meerdere aanlandingen).
- nabijheid van belangrijke pijpleidingen tot de waterstofbron in acht nemen (demo 2 en windzoekgebied 6/7).

Een zesde scenario werd voorgesteld voor opname door de EIPN-stuurgroep, welke overwegend nieuw aangelegde pijpleidingen gebruikt en alleen een bestaande aanlanding hergebruikt.

Later in het project werden twee scenario's gepresenteerd door NGT en NOGAT die sterk leken op twee van de initiële ontwikkelde scenario's. De NGT/NOGAT-scenario's werden gebruikt en de andere twee scenario's verworpen. In de aanvullende feedback van NGT en NOGAT kwam naar voren dat ze ook scenario's hadden overwogen die vergelijkbaar waren met de andere vier die al waren ontwikkeld. Deze vier scenario's zijn niet verder overwogen op basis van de uitkomst van hun scoringsevaluatie. De twee scenario's afkomstig van NGT/NOGAT waren het resultaat van hun eerste evaluatie van negen scenario's met behulp van NGT/NOGAT-gedefinieerde criteria met wegingsfactoren (de weging had geen invloed op de uitkomst). Deze twee scenario's, hierna aangeduid als Scenario 2 en Scenario 3, hebben daarom aanzienlijk meer onderzoek en evaluatie ondergaan (door NOGAT/NGT) dan de andere scenario's die hier worden gepresenteerd. Hiermee moet rekening worden gehouden bij het vergelijken van de scenario's.

Gasunie heeft verschillende scenario's ontwikkeld, allemaal gericht op het vrijmaken van pijpleidingsecties bij de aanlanding. Deze zijn beoordeeld en de voordelen in vergelijking met de bestaande reeks scenario's zijn vastgelegd.

Er zijn geen aanvullende 'volledig ontwikkelde' hergebruikscenario's ontvangen van andere pijpleidingbeheerders of andere belanghebbenden. Ideeën voor scenario's met TAQA, NAM, Wintershall, Petrogas en BBL zijn echter besproken met de respectieve operator en waar nodig opgenomen.

⁴⁷ Merk op dat bij het voorstellen van nieuwe pijpleidingroutes in dit stadium geen rekening is gehouden met scheepvaartroutes, visserijzones, niet-geëxplodeerde munitie (UXO), scheepswrakken of sites van bijzonder wetenschappelijk belang (SSSI). In een later stadium in de scenario-ontwikkeling zal een volledig routingontwerp nodig zijn. Ook het startpunt van nieuwe waterstofleidingen bij de bron is onbekend en er wordt uitgegaan van een generieke locatie.

In de volgende paragrafen worden elk van de zes scenario's gepresenteerd. De evaluatie van deze scenario's wordt gegeven in paragraaf 9.8.

- Scenario 1: Waterstof via G-blok naar Uithuizen, omleiden aardgas naar NOGAT.
- Scenario 2: Waterstof via NOGAT naar Den Helder, omleiden aardgas via G-blok naar Uithuizen.
- Scenario 3: Waterstof naar NGT, omleiden aardgas naar NOGAT.
- Scenario 4a: Waterstof via G-blok en NOGAT, omleiden aardgas via NGT/NOGAT naar Den Helder.
- Scenario 4b: Gebaseerd op scenario 4 maar minder nieuwe pijpleidingen en een directe waterstofpijpleiding van Demo 2 naar AWG-1 platform.
- Scenario 5: Nieuw aangelegd pijpleidingnetwerk met alleen hergebruik van het waddengedeelte.

Merk op dat een 20" aardgasleiding van N5 in alle scenario's wordt weergegeven als een gestippelde rode lijn om deze toekomstige koppeling weer te geven, die ergens in 2024 moet worden geïnstalleerd. Deze pijpleiding is vereist ongeacht het hergebruikscenario en is opgenomen voor bewustwording. Het plan is om deze pijpleiding min of meer ten zuiden van N5 aan NGT te koppelen, maar in sommige scenario's is dit aangepast om aan te sluiten op NP001 tot net stroomopwaarts (ten westen) van het G17 naar NGT-aansluitpunt.

9.2 Scenario 1: Waterstof via G-blok naar Uithuizen, omleiden aardgas naar NOGAT

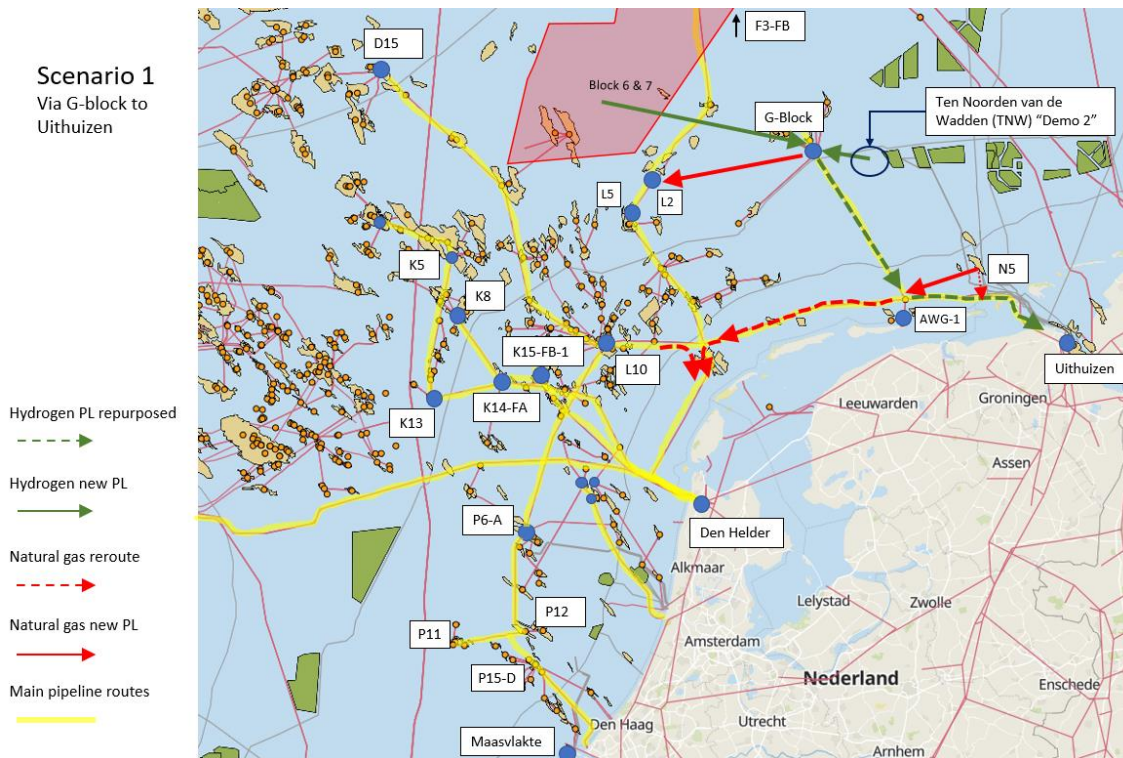
- Minimale (bestaande) leidingdiameter langs waterstofroute = 18"
- Aantal nieuwe NG-pijpleidingen = 2
- Aantal nieuwe H-pijpleidingen = 2

De prioriteit voor dit scenario was om te focussen op de eenvoudigste/kortste route om waterstof van het Demo 2-gebied naar de dichtstbijzijnde aanlandingslocatie (Uithuizen, en dus naar Groningen) te krijgen. De oplossing was om het G-blok stuk van NGT te gebruiken met de toevoeging van een korte (~25 km) pijpleiding (18") om te koppelen aan het Demo 2-gebied. Het bestaande aardgas uit het G-blok wordt vervolgens via een nieuwe pijpleiding naar de NOGAT-pijpleiding (platform L2) geleid. Aardgas wordt ook omgeleid langs NGT van N5 en AWG-1 en sluit aan op NOGAT via een onderzeese tee/wye (of minimum faciliteitenplatform indien nodig). De configuratie rond de NGT-tie-in voor N5, AWG-1 en G-blok vereist een afzonderlijke gedetailleerde studie om de beste oplossing te bepalen – het kruisen van pijpleidingen kan hier onvermijdelijk zijn.

Zodra de waterstofproductie van Demo 2 aan de gang is (na 2030), kan worden begonnen met een volgende fase om waterstof stroomopwaarts te brengen vanuit windzoekgebied 6/7. Er zal één nieuwe pijpleiding (36") worden geïnstalleerd om waterstof van gebied 6/7 naar G-blok te transporteren om op het bestaande netwerk aan te sluiten. De bestaande 18" pijpleiding uit het G-blok zal de doorvoer van waterstof beperken, dus het is waarschijnlijk dat er een andere pijpleiding nodig is die parallel wordt gelegd, of als alternatief kan de waterstof uit gebied 6/7 via een langere, directe pijpleiding aansluiten op NGT in de buurt van AWG. Hoe dan ook, dit verplaatst het scenario meer naar een nieuwbouwoplossing, vergelijkbaar met scenario 5.

Het scenario wordt grafisch weergegeven in Figuur 9.1 en de voor- en nadelen worden in Tabel 9.1 opgesomd.

Figuur 9.1: Grafische weergave van Scenario 1



Tabel 9.1: Eerste evaluatie van Scenario 1

Voordelen	Nadelen
Kortste en meest directe route naar land (op basis van hergebruik pijpleiding) voor Demo 2 waterstoftransport.	Implicaties van omgekeerde stroom van aardgas terug langs NGT (die aanpassing nodig kan hebben).
Gefaseerde aanpak voor Demo 2 en windzoekgebied 6/7 investering. Dit biedt flexibiliteit en beperkt de kapitaaluitgaven voor onzekerheden.	Bepaalde capaciteit van 18" G-blok spoor (~4GW) voor waterstof wanneer windzoekgebied 6/7 online komt. Extra pijpleiding kan nodig zijn om te voldoen aan de H-export naar Groningen-eisen.
Waterstof landt bij Uithuizen in de provincie Groningen, dit is als voorkeur vastgesteld.	Minimaal vier nieuwe leidingen nodig (2 waterstof en 2 aardgas).
Twee pijpleidingbeheerders zijn betrokken en werken al samen aan vergelijkbare oplossingen.	Investerings- en technische overwegingen om NGT aan te sluiten op NOGAT (inclusief pigging van gasleidingen en potentieel platform).
	De druk in NOGAT is hoger dan in NGT. Dit betekent dat compressie offshore of in Den Helder nodig zal zijn (meer brandstofgas, CO ₂ -uitstoot).
	Platforms zullen aanpassingen nodig hebben omdat ze geschikt moeten zijn voor twee stromen (NG en H).

9.3 Scenario 2: Waterstof via NOGAT naar Den Helder, omleiden aardgas via G-blok naar Uithuizen

- Minimale (bestaande) leidingdiameter langs waterstofroute = 36"
- Aantal nieuwe NG-pijpleidingen = 1
- Aantal nieuwe H pijpleidingen = 2

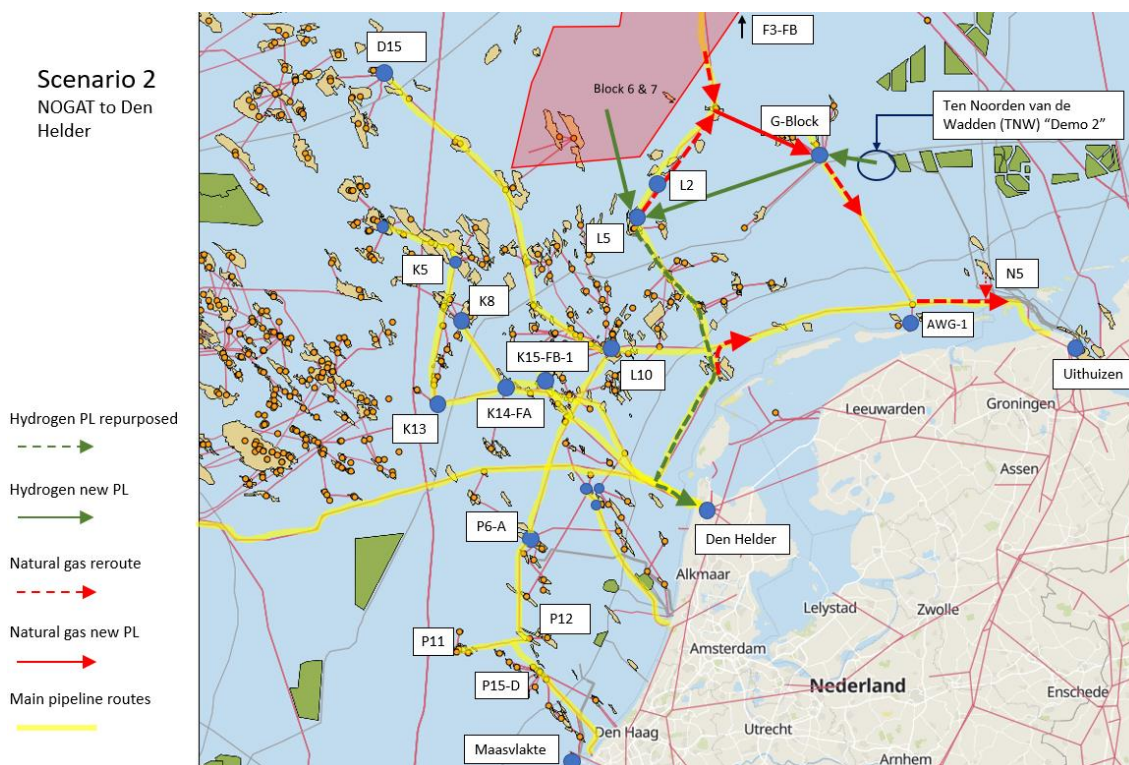
Dit is een van de twee scenario's die is aangeleverd door NOGAT en NGT. De hoofdlijn voor het waterstoftransport is de NOGAT-pijpleiding die landt bij Den Helder. Dit is voordelig voor windzoekgebied 6/7 en er is één nieuwe (~60km) waterstofleiding nodig om verbinding te maken

met het Demo 2-gebied. Deze initiële investering in een vroeg stadium van de algehele ontwikkeling kan worden gezien als een relevante voorbereiding op de wereldwijde oplossing maar met kosten vooraf, aangezien er ook een derde aardgasleiding nodig is om de productie van NOGAT terug naar het G-blok om te leiden (merk op dat deze pijpleiding dan gebruikt kan worden voor waterstof na 2040).

De volgende fase is relatief eenvoudig in die zin dat er één nieuwe waterstofpijpleiding nodig is om het windzoekgebied 6/7 aan te sluiten op de NOGAT-pijpleiding op het L5-platform.

Het scenario wordt grafisch weergegeven in Figuur 9.2 en de voor- en nadelen worden in Tabel 9.2 opgesomd.

Figuur 9.2: Grafische weergave van Scenario 2



Tabel 9.2: Eerste evaluatie van Scenario 2

Voordelen	Nadelen
Eenvoudige omleidingsopties voor aardgas – slechts één onderzeese interventie vereist. Anderen zijn allemaal via platforms.	Enige investering vooraf vereist voor de kleinschalige waterstofopbrengst van Demo 2.
Er zijn slechts twee pijpleidingbeheerders betrokken, deze werken al samen aan vergelijkbare oplossingen.	Waterstof landt niet in de buurt van Groningen (maar zou via onshore gerouteerd kunnen worden).
De verwachting is dat de pijpleidingcapaciteit toereikend is.	Implicaties van omgekeerde stroom van aardgas terug langs NOGAT (maar relatief korte sectie).
Kortere, directe pijpleiding kan worden gebruikt om N5 aan NGT te koppelen.	
Lagere CAPEX-kosten dan Scenario 3 (uit NGT/NOGAT-berekeningen).	
Mogelijkheden voor redundantie om één ringleiding te vormen zodra de gasstromen stoppen (ervan uitgaande dat beide locaties verbinding maken met het enkele onshore netwerk).	

9.4 Scenario 3: Waterstof naar NGT, omleiden aardgas naar NOGAT.

- Minimale (bestaande) leidingdiameter langs waterstofroute = 36"
- Aantal nieuwe NG-pijpleidingen = 3
- Aantal nieuwe H-pijpleidingen = 2

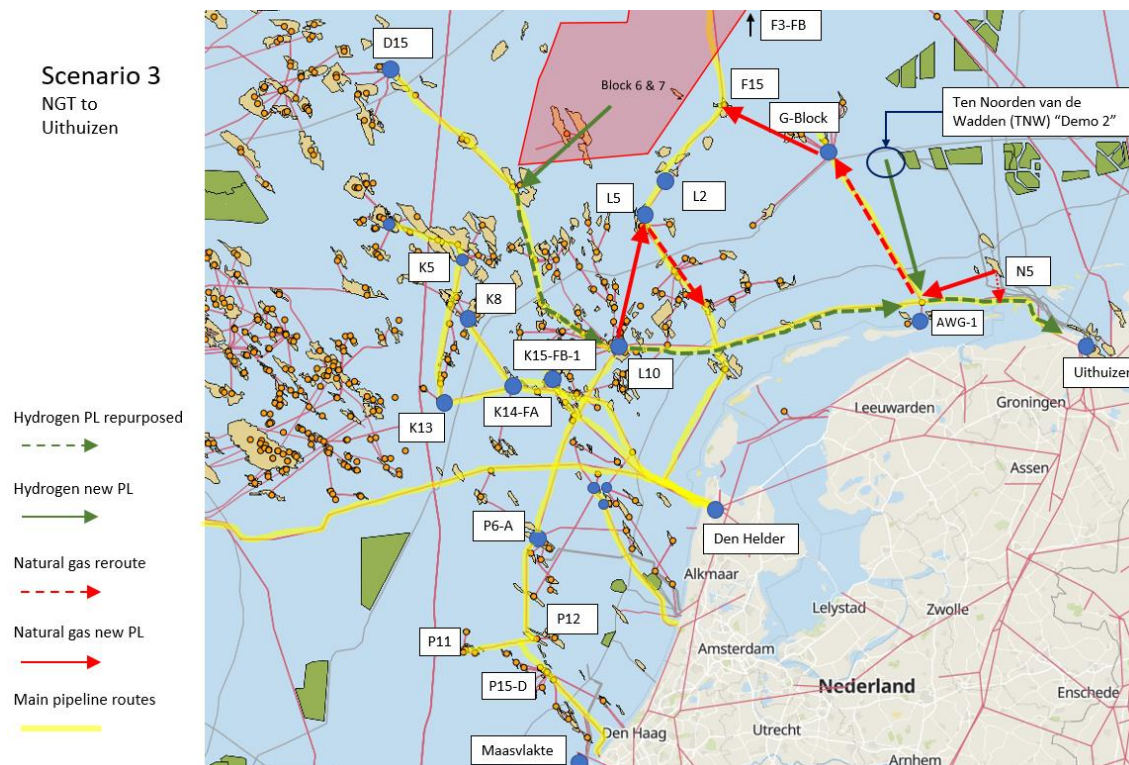
Dit is een van de twee scenario's die is aangeleverd door NOGAT en NGT. De hoofdlijn voor het waterstoftransport is de NGT-pijpleiding die landt in Uithuizen. Aardgas wordt via nieuwe leidingen omgeleid naar NOGAT.

Fase 1 voor dit scenario (landing waterstof uit Demo 2) vereist één nieuwe waterstofpijpleiding om aan te sluiten op NGT en twee nieuwe aardgaspijpleidingen. Bestaande gasproductie van N5, AWG-1 en G-blok worden allemaal teruggestuurd naar het netwerk bij F15 (of in de buurt) op NOGAT. Een andere nieuwe aardgasleiding is vereist bij L10 om gas om te leiden naar L5 op NOGAT. Nogmaals, deze initiële investering vroeg in de algemene ontwikkeling kan worden gezien als een relevante voorbereiding op de wereldwijde oplossing maar met een kostenpost vooraf. De configuratie rond de NGT-tie-in voor N5, AWG-1 en G-blok vereist een afzonderlijke gedetailleerde studie om de beste oplossing te bepalen – het kruisen van pijpleidingen kan hier onvermijdelijk zijn, afhankelijk van het startpunt voor de Demo 2-pijpleiding.

Fase 2 (verbindend windzoekgebied 6/7) wordt vervolgens uitgevoerd met een nieuwe waterstofleiding van het windzoekgebied naar een aansluitpunt op NGT.

Het scenario wordt grafisch weergegeven in Figuur 9.3 en de voor- en nadelen worden opgesomd in Tabel 9.3.

Figuur 9.3: Grafische weergave van Scenario 3



Tabel 9.3: Eerste evaluatie van Scenario 3

Voordelen	Nadelen
Waterstof landt bij Uithuizen in de provincie Groningen, dit is als voorkeur vastgesteld.	Implicaties van omgekeerde stroom van aardgas terug langs de G-blok spur (maar relatief korte sectie).
Er zijn slechts twee pijpleidingbeheerders betrokken, deze werken al samen aan vergelijkbare oplossingen.	Enige investering vooraf vereist voor de kleinschalige waterstofopbrengst van Demo 2.
De verwachting is dat de pijpleidingcapaciteit toereikend is.	Relatief lange omleiding voor omgeleid aardgas kan drukverliezen en interventierisico verhogen.
Extra aanlandingsmogelijkheid na uitfaseren aardgas (aangenomen dat beide locaties verbonden zijn met het onshore netwerk).	Complexe multikoppelingsoplossing vereist op NGT-aansluitpunt in de buurt van AWG-1 met 4 aansluitende pijpleidingen.
	De druk in NOGAT is hoger dan in NGT. Dit betekent dat compressie offshore nodig zal zijn (meer brandstofgas, CO ₂ -uitstoot).

9.5 Scenario 4a: Waterstof via G-blok en NOGAT, omleiden aardgas via NGT/NOGAT naar Den Helder

- Minimale (bestaande) leidingdiameter langs waterstofroute = 18"
- Aantal nieuwe NG-pijpleidingen = 4
- Aantal nieuwe H-pijpleidingen = 2

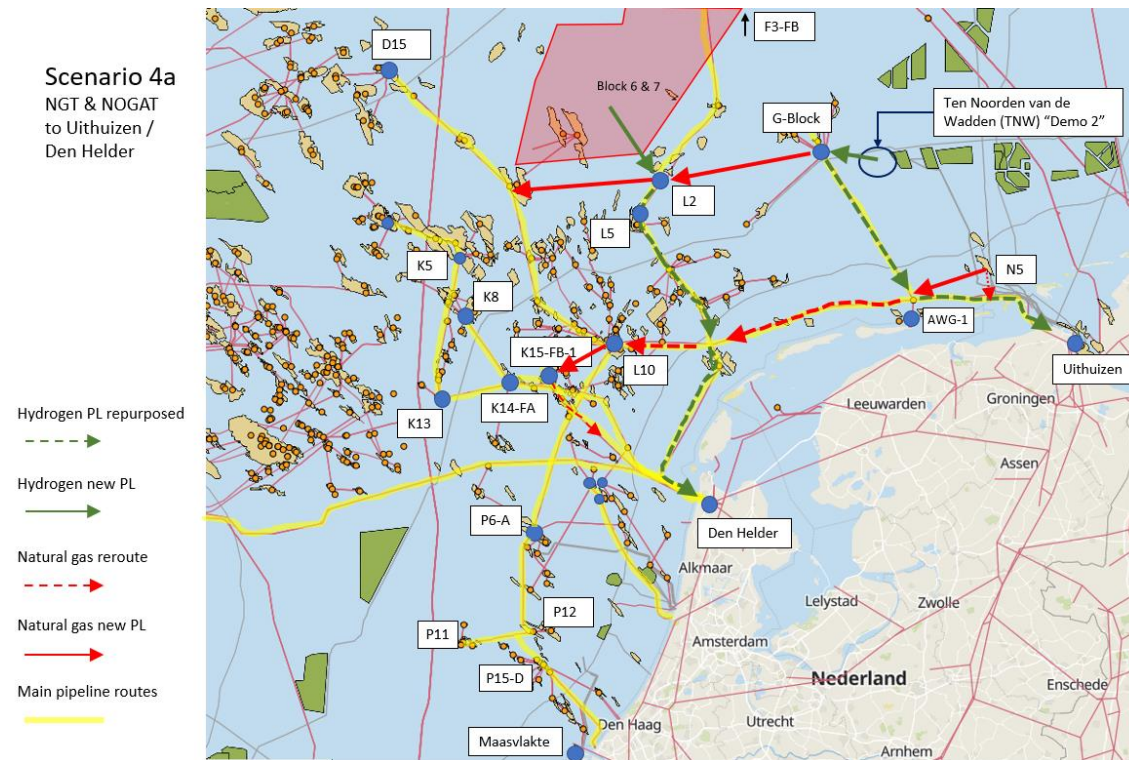
De bedoeling voor dit scenario was om twee landingspunten te bieden voor de geproduceerde waterstof. Demo 2 waterstofoutput maakt gebruik van de nabijgelegen G-blokuitloper (zoals in scenario 1) en het windzoekgebied 6/7 zou gebruik maken van de nabijgelegen NOGAT-pijpleiding. Dit minimaliseert de lengtes van nieuwe waterstofpijpleidingen die moeten worden geïnstalleerd, maar het betekent ook dat er een aanzienlijke totale lengte van nieuwe aardgaspijpleidingen moet worden geïnstalleerd. De omleiding van aardgas is ook ingewikkelder dan scenario 1, 2 en 3 en het is onduidelijk of Den Helder gas uit de drie omgeleide pijpleidingen kan accommoderen (en ook de compressie-eisen kan afhandelen aangezien alleen LoCal onshore compressie heeft).

In fase 1 (Demo 2 output) zou er worden geïnvesteerd in de installatie van een nieuwe aardgasleiding om gas van G-blok naar het L2-platform op NOGAT te leiden. Hiermee wordt de fase 1 voor scenario 1 gerepliceerd. Routing van aardgas op L10 zal ook een nieuwe pijpleiding omvatten om aan te sluiten op de 24" NAM (LoCal) pijpleiding (of de 36" WGT als alternatief), die landt bij Den Helder. Gas van N5 moet worden omgeleid en AWG opnieuw worden aangesloten. The configuratie rondom het NGT tie-in voor N5, AWG-1 en G-block zullen een losse gedetailleerde studie nodig hebben om de geschikste oplossing te bepalen, een pijpleiding kruising is mogelijk onontkoombaar.

In fase 2 wordt een extra aardgaspijpleiding aangelegd van L2 naar NGT (onderzeese tie-in), die de NOGAT pijpleiding beschikbaar maakt voor waterstoftransport van windzoekgebied 6/7 naar Den Helder (via een nieuwe pijpleiding naar platform L2). Dit is afhankelijk van de timing, aangezien L5 een lange termijn producent is. Als zodanig kan het aardgas in plaats daarvan via L5 worden geleid. Deze wijziging zou geen invloed hebben op de principes van dit scenario. Extra redundantie en leveringszekerheid is bereikt door de twee transportroutes voor waterstof (G-blok naar L2) aan te sluiten.

Het scenario wordt grafisch weergegeven in Figuur 9.4 en de voor- en nadelen worden in Tabel 9.4 opgesomd.

Figuur 9.4: Grafische weergave van Scenario 4a



Tabel 9.4: Eerste evaluatie van Scenario 4a

Voordelen	Nadelen
<p>Waterstof landt op twee locaties, waaronder Uithuizen in de provincie Groningen. Dit biedt leveringszekerheid en mogelijkheden voor redundantie als de pijpleidingen kunnen worden aangesloten op één ringleiding zodra de gasstromen stoppen (ervan uitgaande dat beide locaties verbinding maken met het enkele onshore netwerk).</p>	<p>Dit heeft gevolgen voor drie pijpleidingbeheerders. Dit creëert extra werk met overdracht, commerciële overeenkomsten enz. en met het mengen van gasstromen (mogelijkheid voor GTS om te accommoderen).</p>
<p>Korte lengtes van de waterstofleiding vereist.</p>	<p>Implicaties van omgekeerde stroom van aardgas terug langs de NGT (die aanpassing nodig kan hebben).</p>
<p>De verwachting is dat de pijpleidingcapaciteit toereikend is.</p>	<p>Aanzienlijke totale lengte van nieuwe aardgasleidingen om te installeren (daarom CAPEX-overwegingen).</p>
	<p>Complexere omleiding van aardgas en slechts een kort deel van de NGT-pijpleiding die wordt gebruikt voor een beperkte waterstofstroom.</p>
	<p>Isolatie van de waterstofstroomcomponent Demo 2 / Groningen die een beperkte capaciteit heeft om waterstof op die locatie te leveren.</p>
	<p>Mogelijke beperkingen bij Den Helder om gas uit de drie omgeleide pijpleidingen te accommoderen en voor compressievereisten.</p>

9.6 Scenario 4b: Waterstof via G-blok en NOGAT, omleiden aardgas via NGT/NOGAT naar Den Helder – ALTERNATIEF

- Minimale (bestaande) leidingdiameter langs waterstofroute = 36"
- Aantal nieuwe NG-pijpleidingen = 2
- Aantal nieuwe H-pijpleidingen = 2

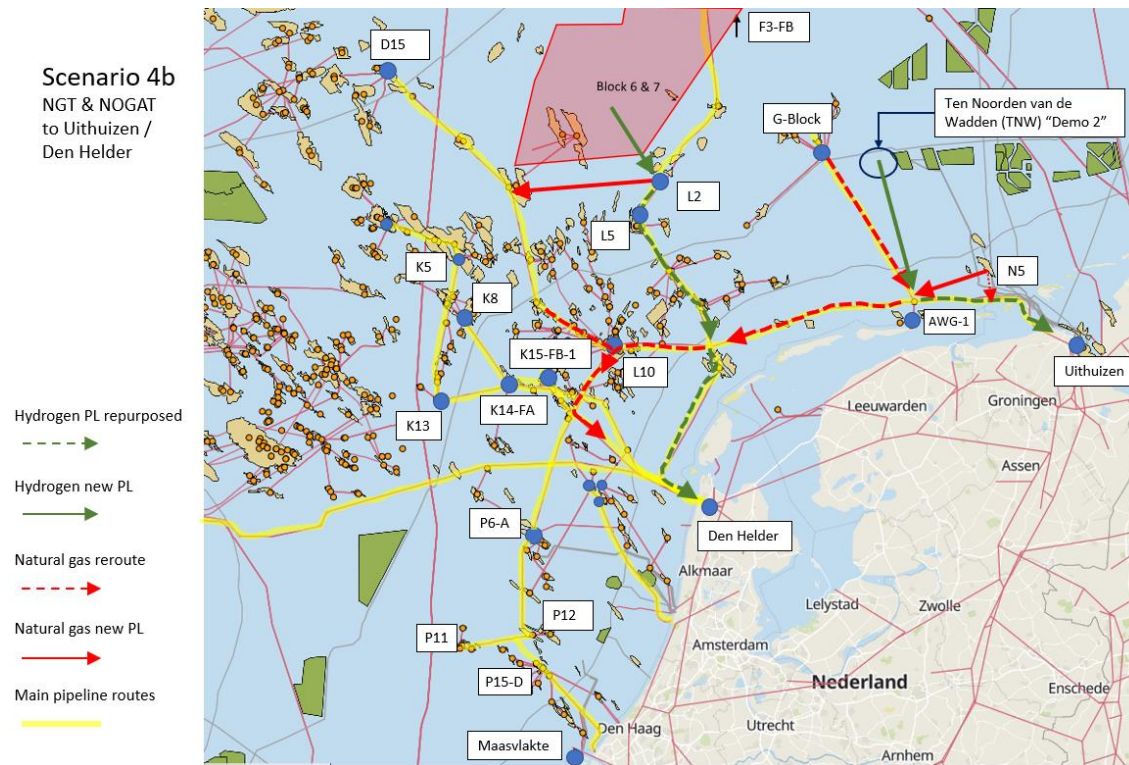
Dit scenario is gebaseerd op het uitgangspunt van scenario 4a, maar met alternatieve benaderingen voor Demo 2 waterstof en voor omleiding van aardgas. Het belangrijkste voordeel van de twee landingspunten voor waterstof blijft behouden.

In fase 1 (Demo 2 output) zou een nieuwe directe waterstofleiding worden aangelegd van Demo 2 naar NGT. Net als in het vorige scenario wordt aardgas via NGT teruggeleid naar L10. Er wordt een alternatieve tie-in-oplossing voorgesteld, deze keer met behulp van de Wintershall-pijpleiding van L10 en tie-in op de 24" NAM (LoCal)-pijpleiding (of de 36" WGT als alternatief). De P6-A tot L10 Wintershall-pijpleiding is momenteel stilgelegd en kan dus beschikbaar worden gesteld maar het zou nodig zijn om het te herverbinden met L10 en te verbinden met K14. Er zou dus één extra platform verbinding en één onderzeese verbinding naar de WGT pijpleiding nodig zijn. In deze fase is dus slechts één nieuwe pijpleiding voor waterstof (en één nieuwe pijpleiding voor NG uit N5) nodig. De configuratie rond de NGT-tie-in voor N5, AWG-1 en G-blok vereist een afzonderlijke gedetailleerde studie om de beste oplossing te bepalen – het kruisen van pijpleidingen kan hier onvermijdelijk zijn. Het is wellicht mogelijk om een nieuwe waterstof pijpleiding in te voegen van Demo 2 in een punt ten oosten van N5 om te voorkomen dat aardgas wordt omgeleid in dit gebied, maar om deze mogelijkheid te controleren zou een uitgebreidere studie nodig zijn.

Fase 2 is hetzelfde voor scenario 4a: er wordt een extra aardgaspijpleiding aangelegd van L2 naar NGT (onderzeese tie-in), die de NOGAT-pijpleiding beschikbaar maakt voor waterstoftransport van windzoekgebied 6/7 naar Den Helder (via een nieuwe pijpleiding naar platform L2). Dit is afhankelijk van de timing omdat L5 een lange termijn producent is. Als zodanig zou aardgas in plaats daarvan via L5 geleid kunnen worden. Deze verandering zou de principes van dit scenario niet beïnvloeden. Er is hier minder kans om redundantie en leveringszekerheid te bereiken met extra aansluitingen dan mogelijk was met scenario 4a (dat wil zeggen, totdat alle aardgasstromen stoppen en alle pijpleidingen beschikbaar komen voor waterstof).

Het scenario wordt grafisch weergegeven in Figuur 9.5 en de voor- en nadelen worden in Tabel 9.5 opgesomd.

Figuur 9.5: Grafische weergave van Scenario 4b



Tabel 9.5: Eerste evaluatie van Scenario 4b

Voordelen	Nadelen
<p>Waterstof landt op twee locaties, waaronder Uithuizen in de provincie Groningen. Extra aanlandingsmogelijkheid na uitfaseren aardgas (aangenomen dat beide locaties verbonden zijn met het onshore netwerk) wat zekerheid voor levering en mogelijkheden voor redundantie biedt.</p> <p>Waterstof landt op twee locaties, waaronder Uithuizen in de provincie Groningen (echter alleen voor de Demo 2 waterstofopbrengst (0,5GW).</p>	<p>Vier pijpleidingbeheerders zijn betrokken. Hierdoor ontstaat extra werk met oplevering, commerciële afspraken etc.</p>
<p>Gefaseerde aanpak voor Demo 2 en windzoekgebied 6/7 investering. Dit biedt flexibiliteit en beperkt de kapitaaluitgaven voor onzekerheden.</p>	<p>Implicaties van omgekeerde stroom van aardgas terug langs de NGT (die aanpassing nodig kan hebben).</p>
<p>Voor fase 1 is één nieuwe waterstofleiding nodig (en één NG-pijpleiding).</p>	<p>Omleiding van aardgas (4 onderzeese koppelingen) en slechts een kort deel van de NGT-pijpleiding wordt gebruikt voor een beperkte waterstofstroom.</p>
<p>De verwachting is dat de pijpleidingcapaciteit toereikend is.</p>	<p>Complexe multikoppelingsooplossing vereist op NGT-aansluitpunt in de buurt van AWG-1 met 4 aansluitende pijpleidingen (kan voorkomen worden als er in het oosten van N5 wordt ingevoegd).</p>
	<p>Kleinere kans voor extra leveringszekerheid zoals bij scenario 4a.</p>
	<p>Isolatie van de waterstofstroomcomponent Demo 2 / Groningen die een beperkte capaciteit heeft om waterstof op die locatie te leveren.</p>

9.7 Scenario 5: Hergebruik aanlanding Waddenzee en nieuwe leidingen elders

- Minimale (bestaande) leidingdiameter langs waterstofroute = 36"
- Aantal nieuwe NG-pijpleidingen = 1

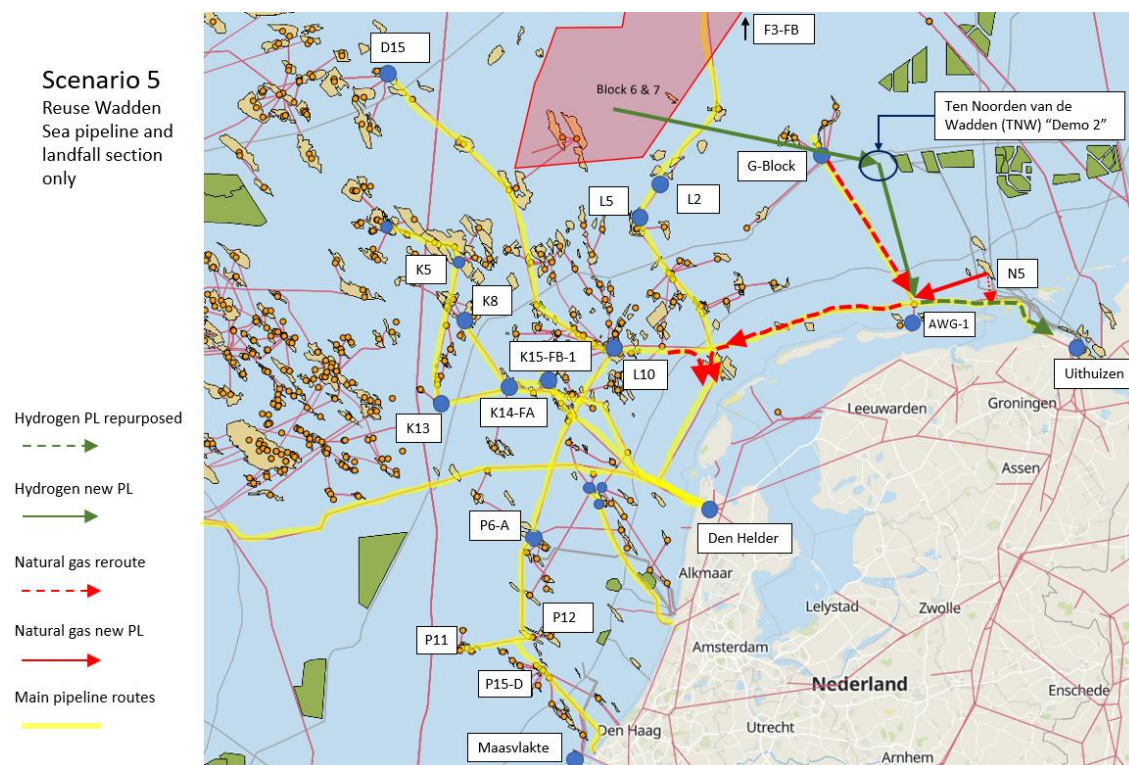
- Aantal nieuwe H-pijpleidingen = 2

De basis van dit scenario is om het alternatief voor wereldwijd hergebruik van pijpleidingen te verkennen, door nieuwe waterstofpijpleidingen te installeren die elke windontwikkeling verbinden en die aansluiten op slechts een bestaand kort deel van de pijpleiding in de buurt van de aanlanding. De nieuwe pijpleiding vanuit windzoekgebied 6/7 zou de NOGAT-pijpleiding kruisen om zich aan te sluiten bij Demo 2, die naar NGT (nabij AWG-1) en naar Uithuizen transporteert. Het is wellicht mogelijk om een nieuwe waterstof pijpleiding in te voegen van Demo 2 in een punt ten oosten van N5 om te voorkomen dat aardgas wordt omgeleid in dit gebied, maar om deze mogelijkheid te controleren zou een uitgebreidere studie nodig zijn. Aardgas wordt langs NGT teruggesteerd naar NOGAT (zoals in scenario 1). The configuratie rondom het NGT tie-in voor N5, AWG-1 en G-block zullen een losse gedetailleerde studie nodig hebben om de geschikste oplossing te bepalen, een pijpleiding kruising is mogelijk onontkoombaar afhankelijk van het startpunt van de Demo 2 pijpleiding. Er zijn twee duidelijke bouwfases voor elk van de waterstofbronnen.

Dit scenario nodigt ook uit om de bevindingen van PAWOZ te gebruiken en een nieuw aanlanding gedeelte te installeren dat volledig hergebruik van aardgaspijpleidingen voorkomt. Dit heeft zijn eigen voor- en nadelen die binnen PAWOZ en pVAWOZ worden beoordeeld.

Het scenario wordt grafisch weergegeven in Figuur 9.6 en de voor- en nadelen worden in Tabel 9.6 opgesomd.

Figuur 9.6: Grafische weergave van Scenario 5



Tabel 9.6: Eerste evaluatie van Scenario 5

Voordelen	Nadelen
Waterstof landt bij Uithuizen in de provincie Groningen, dit is als voorkeur vastgesteld.	Pijpleidingroutering kan een uitdaging zijn gezien de langere enkele lengten van de pijpleiding die nodig zijn in vergelijking met hergebruik (kortere secties).

Voordelen	Nadelen
Duidelijk onderscheid tussen fase 1 (demo 2) en fase 2 (windzoekgebied 6/7) maakt gespreide investeringen en flexibiliteit mogelijk voor toekomstige ontwikkelingen (bijv. Gasunie offshore waterstofpijpleidingnetwerk).	Mogelijke onderzeese pijpleidingkruising van nieuwe waterstofpijpleiding over NOGAT, wat bijdraagt aan CAPEX, bouwrisico en operationele kosten (inspecties, onderhoud).
Eén nieuwe waterstofpijpleiding (zij het te groot voor toekomstige stroming) is vereist voor fase 1, en korte nieuwe NG-pijpleiding voor N5-omleiding.	Implicaties van omgekeerde stroom van aardgas terug langs de NGT.
Nieuwe waterstofpijpleidingen zullen in betere staat verkeren dan bestaande pijpleidingen van meer dan 40 jaar oud.	Complexe multikoppelingsooplossing vereist op NGT-aansluitpunt in de buurt van AWG-1 met 4 aansluitende pijpleidingen (kan worden voorkomen als er wordt ingevoegd ten oosten van N5).
Slechts twee pijpleidingbeheerders zijn betrokken bij het omleiden van aardgas – beperkte betrokkenheid bij waterstofroutering.	Hoge CAPEX voor nieuwbouw waterstofpijpleidingen en investering voor pijpleiding met grotere diameter voor Demo 2.
	De druk in NOGAT is hoger dan in NGT. Dit betekent dat compressie offshore nodig zal zijn (meer brandstofgas, CO ₂ -uitstoot).
	Technische en investeringsoverwegingen om NGT en NOGAT met elkaar te verbinden (pigging van gasleidingen en een potentieel platform meegenomen).
	Zonder extra investeringen komt er geen extra transport capaciteit vrij wanneer de aardgas productie wordt stopgezet.

9.8 Scenario 6: WGT naar Den Helder en NGT naar Uithuizen

- Minimale (bestaande) leidingdiameter langs waterstofroute = 24"
- Aantal nieuwe NG-pijpleidingen = 1
- Aantal nieuwe H-pijpleidingen = 2

NAM ziet de mogelijkheid om waterstof via de LoCal-pijpleiding te exporteren door dit te mengen met het aardgas dat via deze pijpleiding wordt geëxporteerd (bijv. voor demo 1). Na EoSL van het JDA-gebied kan de LoCal-pijpleiding worden gebruikt voor zuivere waterstofexport. De capaciteit kan beperkt zijn, maar er zijn voordelen aan leveringszekerheid.

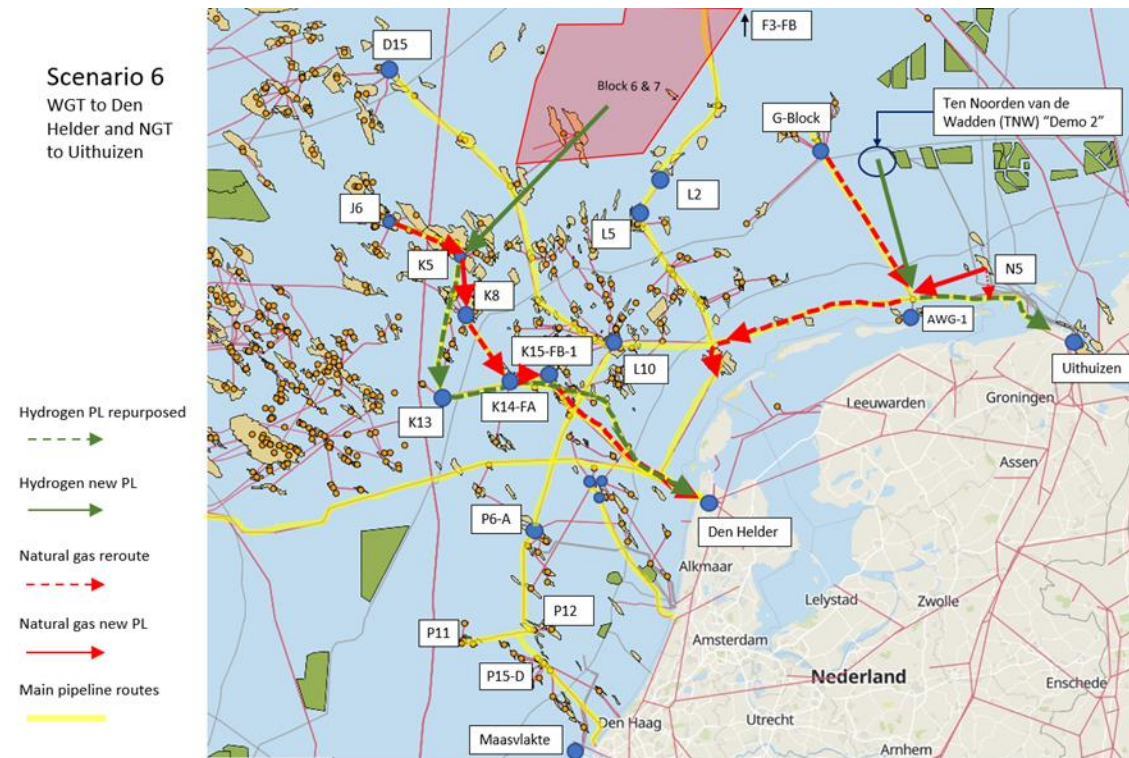
NAM vermeldde dat de WGT-PIJPLEIDING en de WGT-uitbreidingspijpleiding mogelijk beschikbaar zijn vóór de EoSL van de exploitanten die op deze pijpleidingen zijn aangesloten (gebruikers zijn K14FA, K4/5 en J6). Dit zou gedaan kunnen worden door K14FA via een bestaande 16" stilgelegde pijpleiding aan te sluiten op K15FB. Deze stilgelegde 16" pijpleiding zal naar verwachting geen stroombeperkingen geven, omdat deze zich stroomafwaarts van de K14FA-compressor bevindt (dus hoge druk) en de stroomsnelheid beperkt is in vergelijking met het oorspronkelijke ontwerp van het systeem. De gebruikers van de WGT-pijpleidingextensie (J6 en K4/5) kunnen worden aangesloten op K8FA1 via een nieuwe 22 km lange pijpleiding van K4/5 naar K8FA1. Dit kan waterstoftransport via de WGT/WGT-UITBREIDINGSPIJPLEIDING mogelijk maken voordat EOSL van de aardgasproducenten exporteert VIA WGT/WGT-uitbreidingspijpleidingen. De geschiktheid van waterstofexport via WGT/WGT extensie is NAM niet bekend (Wintershall is de operator).

Naar aanleiding van gesprekken met NAM en Wintershall is dit aanvullende scenario ontwikkeld (door Mott MacDonald) waarbij waterstofexport via de WGT-PIJPLEIDING wordt gecombineerd met export van H₂ via NGT. Gezien de beperkte tijdsbestekken was het echter niet mogelijk om het meer gedetailleerde evaluatiekader toe te passen en daarom wordt hier een beoordeling op hoog niveau gegeven.

Het Demo 2-deel van dit scenario is niet ontwikkeld of geëvalueerd door NAM en is opgenomen in Scenario 6 om een complete oplossing te vormen voor beide waterstofexportlocaties.

Het scenario wordt grafisch weergegeven in Figuur 9.7 en de voor- en nadelen worden in Tabel 9.7 opgesomd.

Figuur 9.7: Grafische weergave van Scenario 6



Tabel 9.7: Eerste evaluatie van Scenario 6

Voordelen	Nadelen
Waterstof landt op twee locaties, waaronder Uithuizen in de provincie Groningen (echter alleen voor de Demo 2 waterstofopbrengst (0,5GW)).	Vier pijpleidingbeheerders zijn betrokken. Dit zorgt voor extra complexiteit bij oplevering, commerciële overeenkomsten etc.
Gefaseerde aanpak voor Demo 2 en windzoekgebied 6/7 investering. Dit biedt flexibiliteit en beperkt de kapitaaluitgaven voor onzekerheden.	Implicaties van omgekeerde stroom van aardgas terug langs de NGT (die aanpassing nodig kan hebben).
Voor fase 1 is slechts één nieuwe waterstofleiding nodig.	Complexe omleiding van aardgas en slechts een kort deel van de NGT-pijpleiding die wordt gebruikt voor een beperkte waterstofstroom.
Na stopzetting van de productie rond J6/K5/K8 kan de NAM-pijpleiding ook worden hergebruikt voor waterstof om verdere capaciteit en redundantie te bieden.	Complexe multikoppelingsooplossing vereist op NGT-aansluitpunt in de buurt van AWG-1 met 4 aansluitende pijpleidingen.
	Gemiste kans voor extra leveringszekerheid zoals bij scenario 4a.
	Isolatie van de waterstofstroomcomponent Demo 2 / Groningen die een beperkte capaciteit heeft om waterstof op die locatie te leveren.
	De netwerkcapaciteit van de waterstofpijpleiding kan worden beperkt met de 24"-pijpleiding.
	Kruising van pijpleidingen nodig (waterstof over aardgas).

NAM heeft ook gesuggereerd dat een alternatief voor dit scenario zou zijn om waterstof in LoCal te mengen (voor Demo 1) en na het einde van de levensduur van het JDA-gebied pure waterstof door deze pijpleiding te sturen. De capaciteit kan beperkt zijn, maar er zijn voordelen verbonden aan de leveringszekerheid.

10 Scenario-evaluatie

10.1 Methodiek

Hergebruiksscenario's voor pijpleidingen zijn ontwikkeld op basis van de tijdlijn 2050, d.w.z. wanneer windzoekgebied 6/7 (en andere) online zijn en de maximale (voorspelde) waterstofdoorvoer wordt gerealiseerd. Er is echter ook rekening gehouden met de opschaling van het netwerk vanaf 2030 (bij het opstarten van Demo 2) en daarna, en elk scenario is geëvalueerd.

Het doel is om input te krijgen van alle pijpleidingbeheerders over de haalbare opties, hetzij door feedback te geven op scenario's die door anderen zijn ontwikkeld, hetzij door complete scenario's aan te leveren. Alle beheerders zijn geraadpleegd om een evenwichtig resultaat te leveren en vooringenomenheid te elimineren. Dit proces was gepland om het volgende te bereiken:

1. Een Noordzeekaart ontwikkelen met gemarkeerde hoofdpijpleidingen en gemarkeerde locaties van de waterstofbronnen.
2. De kaart delen met beheerders en workshops organiseren om het concept te introduceren en samenwerking te starten.
3. Suggesties ontvangen voor scenario's van pijpleidingbeheerders en/of feedback op bestaande scenario's die al zijn ontwikkeld.
4. Rond dezelfde tijd input ontvangen van belanghebbenden over mogelijke evaluatiecriteria.
5. Vanuit een onafhankelijk oogpunt aanvullende scenario's ontwikkelen. Optioneel scenario toevoegen ten gunste van nieuwe pijpleidinginfrastructuur ter vergelijking.
6. Aandacht houden voor eventuele overeenkomsten tussen ontvangen scenario's en waar mogelijk opties samenvoegen.
7. De definitieve selectie van scenario's voorafgaand aan de evaluatie publiceren voor commentaar.
8. Evaluatiecriteria combineren en vereenvoudigen. Methoden ontwikkelen voor het evalueren van de scenario's door rekening te houden met essentiële kenmerken die belangrijke vereisten voor go/no-go creëren, kwantitatieve beoordelingen (waar gegevens bekend zijn of kunnen worden geëvalueerd) en kwalitatieve beoordelingen (voor andere criteria waar gegevens niet bekend zijn).
9. Workshop organiseren voor het evalueren van de scenario's, of waarschijnlijker, de evaluatiematrix invullen en uitnodigen tot het geven van opmerkingen en suggesties.
10. Pijpleidingen onafhankelijk van de scenario's technisch evalueren om de status van integriteit vast te stellen. Dit zal helpen bij het identificeren van 'sterkere' pijpleidingen met een laag risico uit de 'zwakkere' pijpleidingen met een hoog risico (dit is gedaan in paragraaf 7).

Het bovenstaande plan is slechts gedeeltelijk gerealiseerd, omdat de vertragingen bij het ondertekenen van NDA's hebben voorkomen dat gevoelige informatie vroeg in het programma werd gedeeld en dit de betrokkenheid van de beheerders heeft beperkt. Scenario's die zijn ontwikkeld buiten de door beheerders geleverde scenario's zijn besproken met relevante beheerders, en zijn ze gebaseerd op de beste inschatting, uitgaande van het volgende:

- Alle pijpleidingen zijn beschikbaar voor gebruik (tenzij anders aangegeven door de beheerder).
- De huidige integriteit van de pijpleidingen verbiedt het gebruik ervan in mogelijke scenario's niet (dit wordt beoordeeld tijdens de fase van de evaluatie van de pijpleidingintegriteit)
- Nieuwe waterstofpijpleidingen die Demo 2 verbinden, zijn 18" (behalve scenario 5 waar 36" nodig is) en het aansluitende windzoekgebied 6/7 is 36". Hoewel 8" voldoende zou zijn voor

Demo 2-productievolumes, betekent een grotere pijpleiding dat deze meer geschikt zal zijn voor de verhoogde stromen die mogelijk zijn in toekomstige aansluitingen.

- De grootte van nieuwe aardgaspijpleidingen wordt geschat op basis van het verwachte debiet op het moment van installatie en de grootte van de aansluitende pijpleidingen.

10.2 Beoordelingscriteria

Bij de evaluatie van de scenario's zijn twee niveaus van analyse overwogen, ten eerste de criteria die essentieel zijn om het scenario mogelijk en plausibel te maken, en ten tweede een lijst met criteria die helpen om de voorkeuren tussen de scenario's te rangschikken. De selectie van criteria voor de evaluatie van de scenario's is gebaseerd op discussies met belanghebbenden in tal van workshops (gepresenteerd in het gedeelte 10.2.1) en aanvullende kwesties die relevant zouden zijn om in overweging te nemen.

Merk op dat vanwege de bovengenoemde uitdagingen met NDA en tijdschema's, de pijpleidingbeheerders niet betrokken waren bij de scenario-evaluatie of het scoren op criteria.

10.2.1 Input van belanghebbenden

Evaluatiecriteria die worden gebruikt door belanghebbenden en andere initiatieven voor scenariobeoordeling en routeringsoplossingen zijn opgenomen in bijlage C. Deze zijn beoordeeld en opgenomen in de EIPN-scenario-evaluatiecriteria.

Gasunie

De ontwerpcriteria van Gasunie waren gebaseerd op hun veronderstelde rol als HNO voor het Nederlandse offshore waterstofnetwerk:

- Het waterstoftransmissienet moet ontworpen zijn voor een operationele levensduur tot ten minste 2085. Nieuw aangelegde pijpleidingen hebben een ontwerp levensduur van 50 jaar. Bij herbestemming moet rekening worden gehouden met latere vervangingskosten en timing.
- Een eerste aanlanding in Eemshaven heeft de voorkeur vanwege de nabijheid van onshore opslag in Zuidwending en het vermogen van het onshore netwerk om de geproduceerde waterstofcapaciteit te accommoderen. Bovendien zal de waterstof van Demo 2 ook in Eemshaven landen, waardoor een geïntegreerde oplossing de voorkeur heeft.
- Een tweede aanlanding is in een later stadium gewenst voor redundantie en/of operationele flexibiliteit en integriteit.
- Er is een politieke prikkel om de eerste aanlanding in Groningen te hebben, omdat Groningen is aangesteld als waterstofprovincie van Nederland⁴⁸.

10.2.2 Selectie van EIPN-scenariocriteria

Discussies tijdens een workshop (15/06/23) gingen in op de factoren die van belang kunnen zijn bij het selecteren van scenario's voor hergebruik van infrastructuur. De volgende lijst geeft een samenvatting op hoog niveau van de voorgestelde criteria:

- Pijpleiding
 - Beschikbaarheid: De leidingen moeten beschikbaar zijn (voor 100% waterstof of voor mogelijke gemengde stroming) voor de start van de waterstofproductie
 - Pijpleidinggeschiktheid (inclusief capaciteit en drukvereisten)
 - Lengte van de pijpleiding

⁴⁸ M. Rutte, J.A. Vijlbrief, Kamerbrief over Nij begun: op weg naar erkenning, herstel en perspectief, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 25/04/2023

- Uitvalrisico
- Vervangbaarheid
- Regelgeving
 - Vergunningsfase
 - Aanvaardbaarheid voor de ontwikkelaars
- Milieu
 - Ecologische impact: eventuele nieuwe pijpleidingen die nodig zijn voor de scenario's zullen een negatieve impact hebben op de ecologie. Pijpleidingen van mindere kwaliteit hebben mogelijk meer sanering nodig.
 - Zeebodemverstoring
 - Geluid (boven en onder waterlijn)
 - Licht
 - Emissies tijdens bedrijf (CO₂/waterstof)
 - Emissies tijdens de bouw
 - Afstand of impact tot Natura 2000-locaties (Waddenzee en Noordzeekustzone)
- Kosten
 - CAPEX: nieuwe pijpleidingaansluitingen op trunklines onshore en offshore, scheiding van gemengd gas, reiniging en voorbereiding van pijpleidingen, modificatie/vervanging van kleppen en instrumentatie
 - OPEX:
 - Commerciële complexiteit
- Netwerk
 - Connectiviteit
 - Impact op GTS
 - Veiligheid
 - Redundantie
 - Veiligheid van ontwerp
 - Capaciteit (vereiste is 0,5 GW in 2030 (vanaf demo 2) en 9 GW in 2040 (vanaf windzoekgebied 6/7))
- Planning
 - Tijdpad
 - Groeimogelijkheid
 - Levensduur
- Constructie en bedrijf
 - Ondersteunende infra (zoals platforms)
 - Opslagpotentieel
 - Ruimtelijke planning
 - Deskundigheid/human resource

De lijst met criteria uit verschillende bronnen is in kaart gebracht om overlappingen te identificeren en de onderwerpen waar vergelijkbare thema's van problemen duidelijk waren vereenvoudigd en geconsolideerd. De criteria werden vervolgens ingedeeld in overkoepelende categorieën (niveau 1-criteria) en subcategorieën gericht op specifieke aspecten die mogelijk kunnen worden gebruikt als middel om elk van de scenario's ten opzichte van elkaar te evalueren (niveau 2-criteria).

Niet alle potentiële evaluatiecriteria kunnen worden gebruikt om de scenario's te evalueren vanwege een gebrek aan relevante informatie. In sommige situaties waarin het criterium kwalitatieve kenmerken heeft, was het noodzakelijk om proxygegevens te gebruiken voor de basis van de evaluatie. Tabel 10.1 beschrijft hoe de criteria worden gedefinieerd en gebruikt in het evaluatieproces.

Tabel 10.1: Samenvatting van evaluatiecriteria

Hoofdcategorie	Subcategorie	Beschrijving	Evaluatiemethode
Pijpleiding	Beschikbaarheid	Op basis van onze beoordeling van kaarten en beschikbaar gestelde lijsten met apparatuur en infrastructuur en discussies met belanghebbenden.	Vormt de basis van geloofwaardige scenario's die worden overwogen en maakt deel uit van de go/no-go-evaluatie.
Pijpleiding	H2-geschiktheid	Bij de beoordeling van de geschiktheid van een pijpleiding voor waterstofgebruik wordt rekening gehouden met verschillende criteria. Zie hoofdstuk 6.	Vormt de basis van geloofwaardige scenario's die worden overwogen en maakt deel uit van de go/no-go-evaluatie.
Pijpleiding	Integriteit	De conditie en integriteit van de pijpleiding wordt geëvalueerd op basis van inspectiegegevens en bekende bedrijfsomstandigheden. Zie hoofdstuk 6.	Vormt de basis van geloofwaardige scenario's die worden overwogen en maakt deel uit van de go/no-go-evaluatie.
Pijpleiding	Vervangbaarheid	Toegangsgemak houdt rekening met het aantal pijpleidingen en aansluitingen en de lengte van het systeem.	Uitgesloten – een complexe multi-failure netwerkanalyse is vereist om verschillende scenario-opties te evalueren en te onderscheiden.
Netwerk	Redundantie / flexibiliteit	Rekening houdend met het aantal beschikbare routes en het aantal beschikbare aanlandings-opties. H ₂ & CCS overwegingen.	Uitgesloten – De scenario's zijn overwegend enkelvoudige routeplannen en zullen naar verwachting dezelfde relatieve rangschikking hebben.
Netwerk	Veiligheid	Veiligheidsoverwegingen houden verband met de aanleg en installatie van interconnecties om het scenario te creëren.	Het aantal leidingen en interconnecties en de lengte van leidingen wordt gebruikt als proxy om scenario's te evalueren.
Netwerk	Beveiliging	Er kan rekening worden gehouden met blootgestelde pijpleiding (risico op impact van vallende ankers en andere activiteiten van 3 ^e partijen).	Uitgesloten – vanwege een gebrek aan zinvolle gegevens over blootstelling aan beveiligingsrisico's.
Netwerk	Stroomcapaciteit & druk	Bekeken in combinatie met faseringseisen	Uitgesloten - opgenomen in de faseringscriteria (vermijdt dubbeltelling).
Netwerk	Connectiviteit	Het gemak van connectiviteit met windzoekgebied 6/7 en de nabijheid van potentiële opslag- en gasvelden.	Proxygegevens zijn gebruikt om het aantal vereiste pijpleidingen en koppelingen te overwegen.
Netwerk	Technische haalbaarheid	Dit omvat andere criteria die al zijn vermeld, bijv. beschikbaarheid, H2-geschiktheid, integriteit, enz.	Uitgesloten – al een combinatie van andere aandachtsgebieden
Netwerk	Bedrijfstechnische voorwaarden	Vereist inzicht in de bedrijfsvoering en onderhoudspraktijken van eigenaren / beheerders die niet beschikbaar zijn gesteld	Uitgesloten - bij gebrek aan relevante gegevens
Planning	Levensduur	De verwachte levensduur is afhankelijk van de integriteit van de pijpleiding en de geplande bedrijfs- en onderhoudsfilosofie, rekening houdend met gebruik en omstandigheden.	Uitgesloten – vanwege een gebrek aan relevante gegevens en inzicht in de mogelijke O&M-plannen van de eigenaar en beheerder.

Hoofdcategorie	Subcategorie	Beschrijving	Evaluatiemethode
Planning	Faseren	Capaciteitsscenario's voor 3 fasen (2030/2040/2050) zijn geëvalueerd en vertegenwoordigen toekomstbestendigheid en technische haalbaarheid voor verschillende tijdlijnen.	Capaciteit is per fase vergeleken met het benodigde productieprofiel.
Planning	Beschikbaarheid van ondersteunende activa	De scenariodefinitie houdt rekening met alle gerelateerde infrastructuur – pijpleidingen, platforms en andere ondersteunende infrastructuur.	Uitgesloten – al opgenomen in de scenariodefinitie
Planning	Toekomstbestendigheid	Capaciteit verandert in de loop van de tijd en dit wordt het best beoordeeld bij het in aanmerking nemen van faseringsisen	Uitgesloten – beschouwd onder de planningsfaseringscriteria
Kosten	CAPEX	Er zijn kostenramingen opgesteld voor het aantal en de lengte van nieuwe pijpleidinginterconnecties en de % kosten van hergebruik van bestaande pijpleidingen. Aan overnamekosten worden geen waarden toegekend.	Een kwantitatieve evaluatie is gebaseerd op de totale CAPEX.
Kosten	OPEX	Deze gegevens zijn commercieel gevoelig en zijn niet beschikbaar gesteld voor overweging	Uitgesloten - bij gebrek aan relevante gegevens
Kosten	Commerciële complexiteit	De complexiteit neemt toe wanneer meerdere eigenaren en beheerders moeten samenwerken om een scenario te laten werken.	Er wordt een kwalitatieve beoordeling gemaakt voor relatieve complexiteit (hoog-medium-laag)
Milieu	CO2-emissies	Levenscyclus koolstofkostenanalyse van nieuwe pijpleidingverbindingen en ondersteunende apparatuur en infrastructuur is niet beschikbaar.	Uitgesloten - bij gebrek aan relevante gegevens
Milieu	Ecologische impact en toelaten	Een gedetailleerde EIA is niet beschikbaar gesteld. We hebben nieuwe verbindingen overwogen in gebieden die overlappen met milieugevoelige gebieden die zijn gedefinieerd door de Natura 2000-zones.	Kaartoverlays zijn gebruikt om nieuwe verbindingvereisten te identificeren die nodig kunnen zijn in deze gevoelige zones.
Regelgeving	Aanvaardbaarheid voor eigenaren / ontwikkelaars	Aanvaardbaarheid wordt geacht verband te houden met commerciële overwegingen en maakt geen deel uit van onze overweging van wat mogelijk en aannemelijk is.	Uitgesloten – geen technische overweging
Regelgeving	Vergunningsfase	De vergunning zal naar verwachting gerelateerd zijn aan het aantal nieuwe pijpleidingverbindingen dat nodig is om het scenario te laten werken. Het aantal, de lengte en de locatie van pijpleidingen en nieuwe verbindingen wordt als proxy gebruikt.	Uitgesloten – vergunningverlening zal naar verwachting nauw verband houden met de milieueffectbeoordeling en is gecombineerd onder de relevante milieucriteria.
Bouw & bedrijfsvoering	Ondersteunende infrastructuur	De scenariodefinitie houdt rekening met alle gerelateerde infrastructuur – pijpleidingen, platforms en andere ondersteunende infrastructuur.	Uitgesloten – al opgenomen in de scenariodefinitie
Bouw & bedrijfsvoering	Ruimtelijke planning	Relatieve positionering van infrastructuur.	Uitgesloten - bij gebrek aan relevante gegevens
Bouw & bedrijfsvoering	Impacts van aanlanding	Het hergebruik van bestaande pijpleidingen en gerelateerde mijnbouwinfrastructuur gaat ervan uit dat er geen nieuwe aanlandingen nodig zijn.	Uitgesloten - vanwege relevantie. pVAWOZ/PAWOZ evalueren aanlandingsvereisten voor nieuwbouwsenario's

Hoofdcategorie	Subcategorie	Beschrijving	Evaluatiemethode
Bouw & bedrijfsvoering	Impact op vaarroutes (en andere gebruikers)	GIS-kaarten en gegevensset-overlays met ruimtelijke planning en tijdreeksgegevens van huidige en toekomstige gebruikers zijn niet beschikbaar gesteld.	Uitgesloten - bij gebrek aan relevante gegevens

10.2.3 Go / No-go criteria

Enkele van de criteria kunnen worden toegepast op de scenario's als een eenvoudige Go /No-go-status. Dit zijn criteria die worden beschouwd als de sleutel tot het succes van een offshore waterstofnetwerk en daarom een basisvergelijking mogelijk maken tussen de scenario's.

- **Beschikbaarheid pijpleiding:** De leidingen moeten beschikbaar zijn voor waterstofgebruik (of gemengd) voor de start van de waterstofproductie, afhankelijk van het tijdsbestek. Gevallen waarin een "No-go" kan worden uitgegeven, zijn als er veel bestaande gasstromen in een pijpleiding terechtkomen die niet elders kunnen worden gerouteerd tegen de tijd dat de pijpleiding nodig is voor waterstof.
- **Integriteit van de pijpleiding:** Hieronder valt ook waterstofgeschiktheid. Elke pijpleiding kan worden beoordeeld op geschiktheid in de scenario's door de pijpleidinggegevens (bijv. bouw materiaal, diameter), de huidige integriteit en eventuele toekomstige hergebruiksbeoordeling te beoordelen, indien beschikbaar. Volledige herbeoordelingen van de pijpleiding zullen in een later stadium nodig zijn, dus deze beoordeling op hoog niveau benadrukt alleen eventuele zorgen in de integriteit van de pijpleiding.
- **Waterstofcapaciteit:** De scenario's moeten per fase in de ontwikkeling de verwachte geproduceerde waterstof kunnen managen. Dit is een functie van de diameter, lengte en druk van de pijpleiding, en dus zullen scenario's worden gemarkeerd als "No-go" waar pijpleidingen niet in staat zijn om de vereiste volumes te transporteren (ook rekening houdend met de ontwerpcriteria van de pijpleiding). Dit houdt echter geen rekening met latere ontwikkelingen (bijvoorbeeld de installatie van een tweede pijpleiding om de capaciteit langs een route te vergroten) die eerder ongeschikte scenario's gunstiger zouden kunnen maken. Dit kan tot stand komen als gevolg van een oplossing met een lagere initiële uitgave/CAPEX voor Demo2-productie.

10.3 Eerste beoordeling

De evaluatie van de scenario's wordt hier besproken.

10.3.1 Integriteit van offshore pijpleidingen

Mechanische eigenschappen en integriteit

De technische geschiktheid van een aardgasleiding voor waterstof heeft een beperkte glijdende schaal, maar die schaal zou al binnen de bovenstaande "Go" -criteria (hoofdstuk 10.2.3) vallen en de parameters die worden gebruikt om de geschiktheid te bepalen, zouden zeer subjectief zijn. Een te gebruiken parameter kan bijvoorbeeld het blootstellingsniveau zijn (d.w.z. % van de pijpleiding die begraven is), omdat een begraven pijpleiding minder snel op de zeebodem zal bewegen, wat een zorg is voor faalmechanismen voor waterstofbrosheid. Er kan echter ook een gedeeltelijk blootgestelde pijpleiding vele jaren stabiel zijn en waarschijnlijk blijven zelfs met een verandering in de inhoud (het kan ook in de zeebodem geschoten worden tegen kosten en milieu verstorend). Soortgelijke argumenten kunnen worden toegepast voor freespan van pijpleidingen (als ze op de juiste manier worden beheerd en een nieuwe toegestane freespan-lengte wordt aangenomen) en de status van kathodische bescherming (aangezien de anodeactiviteit wordt gemonitord en vervangende skids kunnen worden geïnstalleerd). Pijpleidingmateriaal kan een differentiële factor zijn, omdat staalsoorten met een lagere sterkte (X52 en lager) minder gevoelig

zijn voor HE-mechanismen, maar er is veel lopend onderzoek naar dit onderwerp en de algemene consensus is dat, zonder beweging of externe spanningen, het leidingmateriaal minder relevant is. Aangezien veel van de momenteel geïnstalleerde pijpleidingen zijn vervaardigd uit X60- of X65-staal, zou het daarom geen waardevolle onderscheidende factor zijn. Een parameter die nuttig kan zijn voor de beoordeling en vergelijking van pijpleidingen is de aanwezigheid van interne scheuren en defecten in de buiswand. Er moet echter eerst meer onderzoek worden gedaan naar de aanvaardbare scheurgrootte voor verschillende pijpleidingen die bij verschillende druk- en drukcycli werken.

Geschiktheid voor gebruik met waterstof

Er zijn vier belangrijke parameters die theoretisch een goede pijpleiding voor waterstof zouden aangeven: X52 (en lager) staalkwaliteit, volledig ingegraven, geen inwendige corrosie, scheuren en walsfouten, en geen drukschommelingen. Als pijpleidingen echter niet aan deze criteria voldoen, betekent dit niet dat ze niet geschikt zijn voor waterstof.

Vervangbaarheid

Bij het overwegen van de betekenis van vervangbaarheid van pijpleidingen kan rekening worden gehouden met het onderhoudsgemak in het geval dat een deel van de leiding beschadigd raakt door een incident van derden, en de mogelijke noodzaak om delen van hele pijpleidingen aan het einde van hun levensduur te vervangen (in het geval dat dit voorafgaat aan de planningshorizon voor de fasen die zijn geïdentificeerd in hoofdstuk 10.3.3). De relevantie van deze criteria voor het beoordelen van individuele scenario's is twijfelachtig, omdat alle pijpleidingen indien nodig kunnen worden gerepareerd en het onwaarschijnlijk is dat hele pijpleidingen end-to-end zullen worden vervangen. Het is waarschijnlijker dat een nieuwe verbindingspijpleiding zou worden gebruikt om een andere route terug naar de kust te creëren. Nogmaals, dit kan voor alle scenario's worden gedaan en is dus geen goede differentiator. Een complexe multi-failure netwerkanalyse zou nodig zijn om verschillende scenario-opties te evalueren.

10.3.2 Netwerk

De scenario's omvatten netwerken van pijpleidingen en interconnecties waar een meer systeemtechnische benadering kan worden gebruikt om het ene scenario met het andere te vergelijken. Dit beschouwt de scenario's als netwerken en houdt rekening met de volgende netwerkattributen:

- Connectiviteit
- Veiligheid
- Beveiliging
- Redundantie
- Doorstroomcapaciteit (fasering)

Connectiviteit

Connectiviteit hangt samen met hoe goed de pijpleidingnetwerken aansluiten op windzoekgebied 6/7, demo 2, de nabijheid van opslagfaciliteiten, onshore en internationale verbindingen. Scenario's met meer nieuwbouwpijpleidingen en meer onderzeese koppelingen worden beoordeeld als minder koppelbaar. Waar nieuw aangelegde pijpleidingen nodig zijn, wordt de voorkeur gegeven aan kortere lengtes. Platform-tie-ins hebben de voorkeur boven subsea tie-ins, omdat de installatie sneller, veiliger en minder technisch uitdagend zal zijn. Dit heeft echter gevolgen voor de operationele levensduur van het platform, omdat het mogelijk langer moet worden gebruikt dan de oorspronkelijke ontwerplevensduur, maar toegang voor onderhoud en algemene bediening is veel gemakkelijker dan onderzeese opties.

Bovendien zou het gunstig zijn als het waterstofnetwerk zich dicht bij potentiële waterstofopslaggebieden zou bevinden. In Figuur 10.1 zijn de potentiële waterstofopslaglocaties gepresenteerd⁴⁹. Het is te zien dat de waterstofopslagmogelijkheden voor zoutcavernes zich voornamelijk aan de oostkant bevinden, ten zuiden van Demo 2. Waterstofopslag in gasvelden heeft een groot potentieel aan de noordwestkant van het gebied. Deze locaties zijn slechts indicatief in dit stadium en zouden niet veel gewicht moeten hebben in de besluitvorming, aangezien opslag geen focus is van dit onderzoek en gedetailleerde gegevens niet zijn beoordeeld.

Tot slot heeft een aansluiting op Groningen de voorkeur zoals beschreven in de ontwerpcriteria.

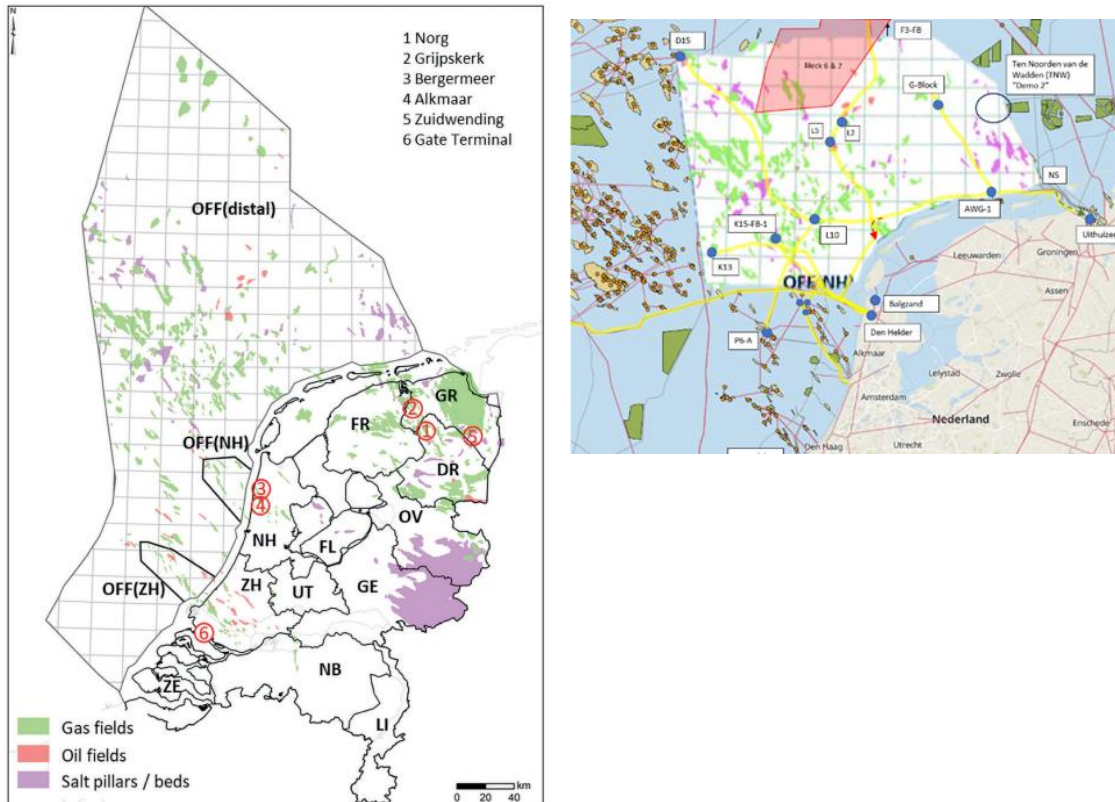
De evaluatie resultaten zijn gepresenteerd in Tabel 10.2.

Tabel 10.2: Connectiviteitsevaluatie

Scenario	1	2	3	4a	4b	5	6
Aantal nieuwe pijpleidingen	4	3	5	6	4	3	3
Totale lengte nieuwbouw (km)	190	170	230	240	145	185	180
Aantal platform tie-ins	3	3	2	4	2	1	3
Aantal subsea tie-ins	2	1	2	2	4	2	3
Internationale verbinding	0	0	0	1	1	0	0
Opslagpotentieel zoutgrotten	Hoog	Medium	Hoog	Hoog	Hoog	Hoog	Hoog
Opslagpotentieel gasvelden	Medium	Medium	Hoog	Hoog	Hoog	Laag	High
Verbinding met Groningen	JA	NEE	JA	JA	JA	JA	YES

⁴⁹ J. Juez-Larré et al., Assessment of underground energy storage potential to support the energy transition in the Netherlands, First Break, 37, 07/2019

Figuur 10.1: Potentieel waterstofopslag in Nederland



Redundantie (en flexibiliteit)

Redundantie in een netwerk kan worden bereikt door alternatieve routes beschikbaar te hebben, wat extra flexibiliteit biedt. Gezien het feit dat de scenario's werden geselecteerd als alternatieven voor één route om het doel te bereiken om waterstof van windzoekgebied 6/7 naar de kust te krijgen, is redundantie echter geen relevante differentiator tussen de scenario's. Met uitzondering van scenario 4a, 4b en 6, dat twee aanlandings-opties en mogelijkheden voor het koppelen van waterstofroutes, zijn er geen andere redundantiekenmerken die kunnen worden gebruikt om de andere scenario's te onderscheiden. Om deze reden kunnen scenario 4a, 4b en 6 worden beoordeeld als de scenario's met de hoogste voorkeur met de andere scenario's op de tweede plaats. Na het uitfaseren van aardgas zullen deze scenario's 3 aanlandingspunten hebben inclusief interconnecties. De mogelijke scenario's na uitfasering zijn gegeven in bijlage B.

Tabel 10.3: Redundantievergelijking en rangschikking van de scenario's.

Scenario	1	2	3	4a	4b	5	6
Aantal aanlandingen	1	1	1	2	2	1	2
Aantal aanlandingen na uitfasering aardgas	2	2	2	3	3	2	3

Veiligheid en beveiliging van het ontwerp

Er is rekening gehouden met veiligheid, zowel in termen van de initiële bediening als onderhoud en veiligheid tijdens constructie en installatie. De relevantie van deze criteria voor het beoordelen van individuele scenario's is twijfelachtig, aangezien vergelijkbare risico's van toepassing zijn op alle netwerken. Veiligheidsoverwegingen houden verband met de aanleg en installatie van interconnecties om het scenario te creëren. Het aantal leidingen en interconnecties en de lengte van leidingen wordt gebruikt als proxy om scenario's te rangschikken.

De evaluatie resultaten worden gepresenteerd in Tabel 10.4.

Tabel 10.4: Veiligheidsvergelijking en rangschikkingsresultaten

Scenario	1	2	3	4a	4b	5	6
Aantal nieuwe pijpleidingen	4	3	5	6	4	3	3
Totale lengte nieuwbouw (km)	190	170	230	240	145	185	180
Aantal platform tie-ins	3	3	2	4	2	1	3
Aantal subsea tie-ins	2	1	2	2	4	2	3

Bij het beoordelen van veiligheidsoverwegingen hebben we rekening gehouden met het risico van schade aan activa in verband met incidenten van derden en dit werd behandeld in Paragraaf 10.3.1 toen de vervangbaarheid van beschadigde leidingsecties beschreven werd. Bij het overwegen van andere potentiële beveiligingsrisico's is er een gebrek aan zinvolle gegevens over blootstelling aan beveiligingsrisico's.

10.3.3 Planning

Om de verschillende scenario's en de mogelijkheden van hergebruik verder te beoordelen, werden de totale verwachte transportcapaciteiten beoordeeld in de tijdlijn. Aangezien de totale transportcapaciteit in de loop van de tijd verandert en onzeker is, zijn er tussen 2030 en 2050 drie exportcapaciteitsscenario's vastgesteld. De capaciteiten staan beschreven in de ontwerpcriteria van Gasunie en zijn te vinden in Tabel 10.5. Voor de evaluatie van 2050 is aangenomen dat aardgas winning en transport gestopt is en extra capaciteit beschikbaar is. Mochten er d.m.v. extra hergebruik meer potentieel ontstaan zonder het aanleggen van extra pijpleidingen dan zal het scenario worden beoordeeld met “~” (plausibel).

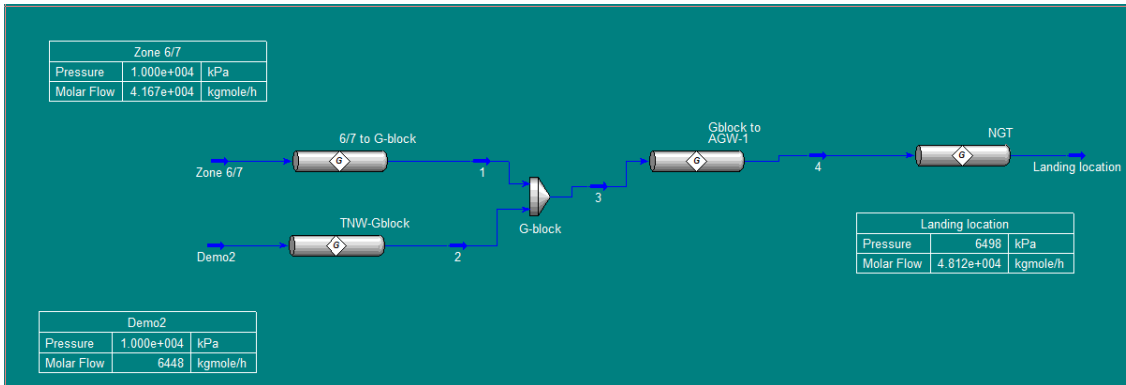
Tabel 10.5: Exportcapaciteiten volgens Gasunie ontwerpcriteria

	Laag	Midden	Hoog
2030	0 GW	0 GW	0,3 GW
2035	1 GW	1 GW	2 GW
2040	6 GW	10,5 GW	13 GW
2050	8 GW	22 GW	35 GW

De onzekerheden zijn het hoogst in het jaar 2050. Zoals eerder beschreven, kunnen de pijpleidingsscenario's op dit moment worden uitgebreid zodra er weer pijpleidingen beschikbaar komen. Hoewel EIPN de mogelijke en meest waarschijnlijke scenario's beoordeelt, is het advies om de scenario's over 10-15 jaar opnieuw te bekijken voor nieuwe mogelijkheden. Mogelijke scenario's na het uitfaseren van aardgas activiteiten zijn gegeven in bijlage B.

De pijplijncapaciteiten in elk scenario werden geëvalueerd voor de hoge ontwerpcriteria met behulp van Unisim-software. Alle nieuwbouwpijpleidingen van zone 6/7 werden verondersteld 36" te zijn en nieuwbouw van Demo 2 werd verondersteld 18" te zijn. De leidingdruk vanaf zone 6/7 was ingesteld op 100 bar afkomstig van een centrale compressielocatie. Demo 2 bevat waarschijnlijk een platform inclusief compressie, met een uitgangsdruk die wordt verondersteld 100 bar te zijn. Leidinglengtes en diameter werden geschat en de verwachte molaire outputflow werd berekend voor een output druk van +/- 65 bar en omgerekend naar GW-transportcapaciteit. Een voorbeeld van scenario 1 is te vinden in Figuur 10.3. Alle gepresenteerde capaciteiten zijn in GW H₂ HHV en moeten worden gezien als een inschatting om scenario's te vergelijken en niet als exacte getallen.

Figuur 10.2: Pijpleiding simulatie scenario 1



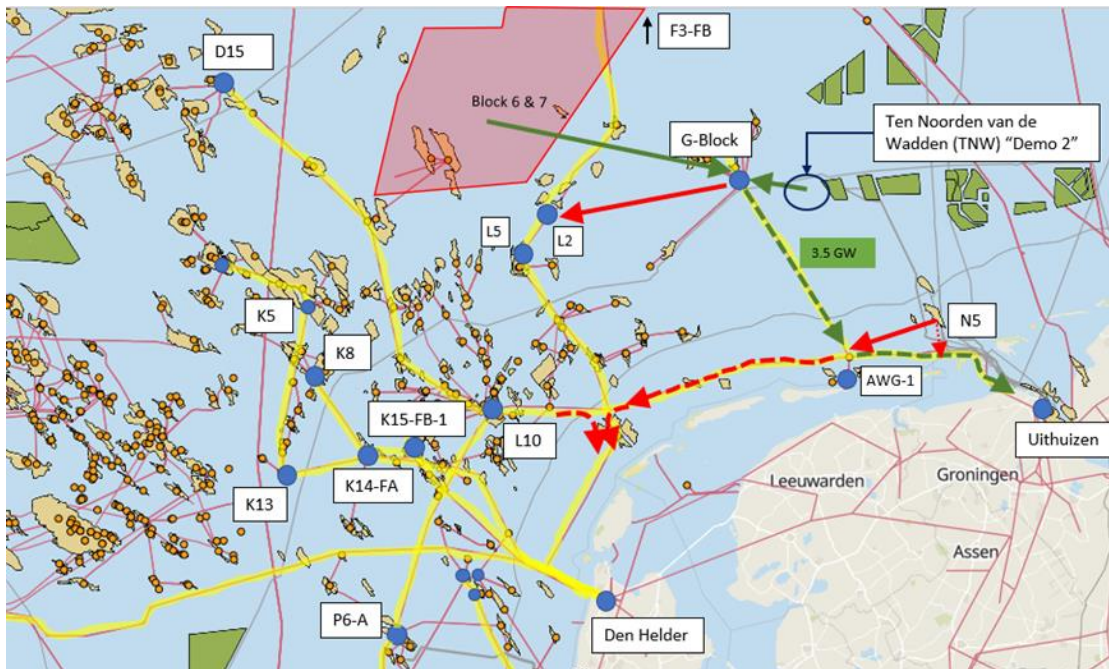
Scenario 1

Voor scenario 1 worden twee nieuwe pijpleidingen geïnstalleerd die zone 6/7 en demo 2 verbinden met G-Block (Figuur 10.3). In dit scenario wordt alleen de NGT-pijpleiding gebruikt van AWG-1 kruising naar Uithuizen, daarom is de capaciteit van deze pijpleiding opnieuw beoordeeld en gesimuleerd voor dit onderzoek. De totale capaciteit van het systeem werd geschat op ongeveer 3,5 GW. Het beperkende pijpleidinggedeelte in dit scenario bleek tussen G-block en AWG-1 te liggen, aangezien deze pijpleiding 18” is, met een maximale capaciteit van 4 GW voor dit gedeelte. De leiding van G-block naar AWG-1 is een knelpunt waardoor dit scenario onvoldoende is voor 2040, zoals te zien is in Tabel 10.6. Na het uifaseren van aardgas zou mogelijk de NOGAT pijpleiding hergebruikt kunnen worden. Dit kan eventueel 4-6 GW aan extra transport capaciteit genereren waardoor het geschikt zou kunnen zijn voor het lage scenario in 2050.

Tabel 10.6: Capaciteitsevaluatie scenario 1

	Laag	Midden	Hoog
2030	✓	✓	✓
2035	✓	✓	✓
2040	✗	✗	✗
2050	~	✗	✗

Figuur 10.3: Capaciteitsevaluatie voor scenario 1



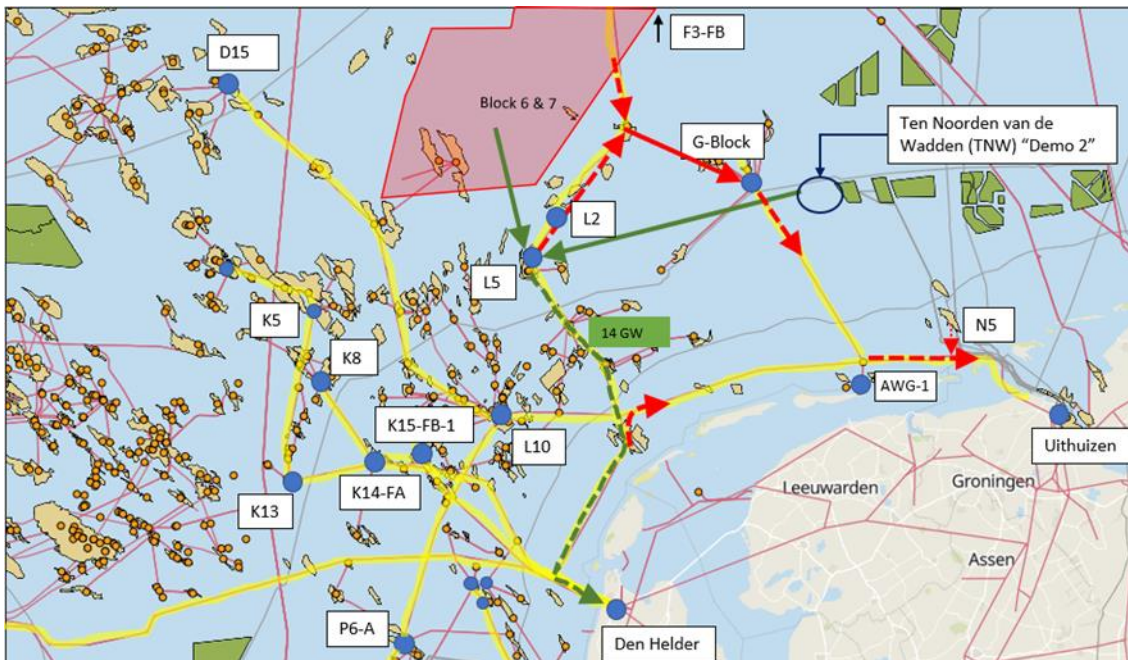
Scenario 2

In scenario 2 wordt de NOGAT-pijpleiding van L5 naar Den Helder gebruikt. De capaciteit van deze pijpleiding is gesimuleerd inclusief de pijpleiding van 6/7 en Demo 2. Uit de simulatie werd geschat dat met dit scenario maximaal circa 14 GW kon worden getransporteerd, met 0,4 GW transport vanaf Demo 2 en 14 GW vanaf 6/7. Hoewel dit niet voldoende transportcapaciteit is voor het mid-scenario van 2050, zou het voldoende transportcapaciteit kunnen bieden totdat alle aardgasleidingen zijn uitgefaseerd (en kunnen worden gebruikt). De resultaten zijn gepresenteerd in Figuur 10.4 en Tabel 10.7. Na het uifasieren zou eventueel NOGAT, naar NGT via G-block kunnen worden hergebruikt wat naar verwachting ongeveer 3 GW extra transport capaciteit geeft. Dit biedt niet voldoende extra capaciteit om deze beoordeling te beïnvloeden.

Tabel 10.7: Capaciteitsevaluatie scenario 2

	Laag	Midden	Hoog
2030	✓	✓	✓
2035	✓	✓	✓
2040	✓	✓	✓
2050	✓	x	x

Figuur 10.4: Capaciteitsevaluatie voor scenario 2



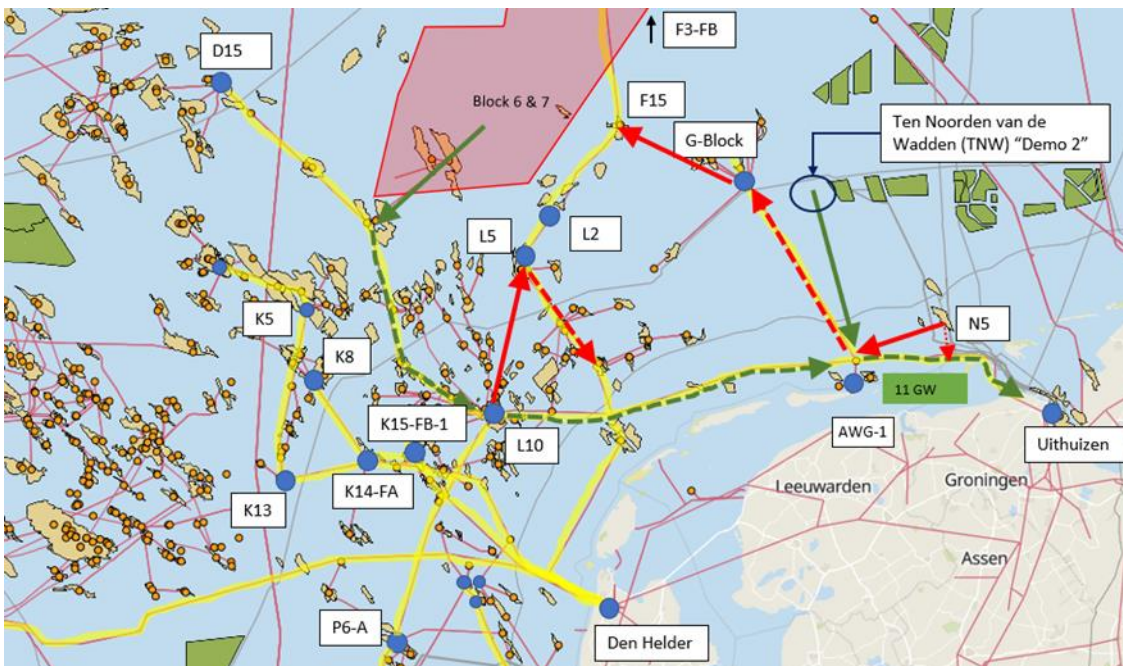
Scenario 3

De transportcapaciteiten voor scenario 3 zijn gegeven in Figuur 10.5. In dit scenario is er één aanlandingslocatie die maximaal 11 GW aan transport ondersteunt. Daarom voldoet dit scenario alleen aan de transportcapaciteit voor de fasen zoals gegeven in Tabel 10.8. Extra hergebruik kan nodig zijn tussen 2035-2050. Aangezien de limiet 11 GW is, kan dit problemen opleveren met het uitfaseringsschema voor NG. Na het uitfaseren van aardgas komt NOGAT beschikbaar en zou deze kunnen worden hergebruikt om extra transport capaciteit te genereren, door middel van transport van L10 naar L5. Dit zal de totale transport capaciteit kunnen verhogen naar 14 GW er van uitgaande dat waterstof afkomstig is van zoekgebied 6 / 7 en demo 2. Dit is niet voldoende voor het midden scenario uit de ontwerpcriteria.

Tabel 10.8: Capaciteitsevaluatie scenario 3

	Laag	Midden	Hoog
2030	✓	✓	✓
2035	✓	✓	✓
2040	✓	✓	x
2050	✓	x	x

Figuur 10.5: Capaciteitsevaluatie voor scenario 3



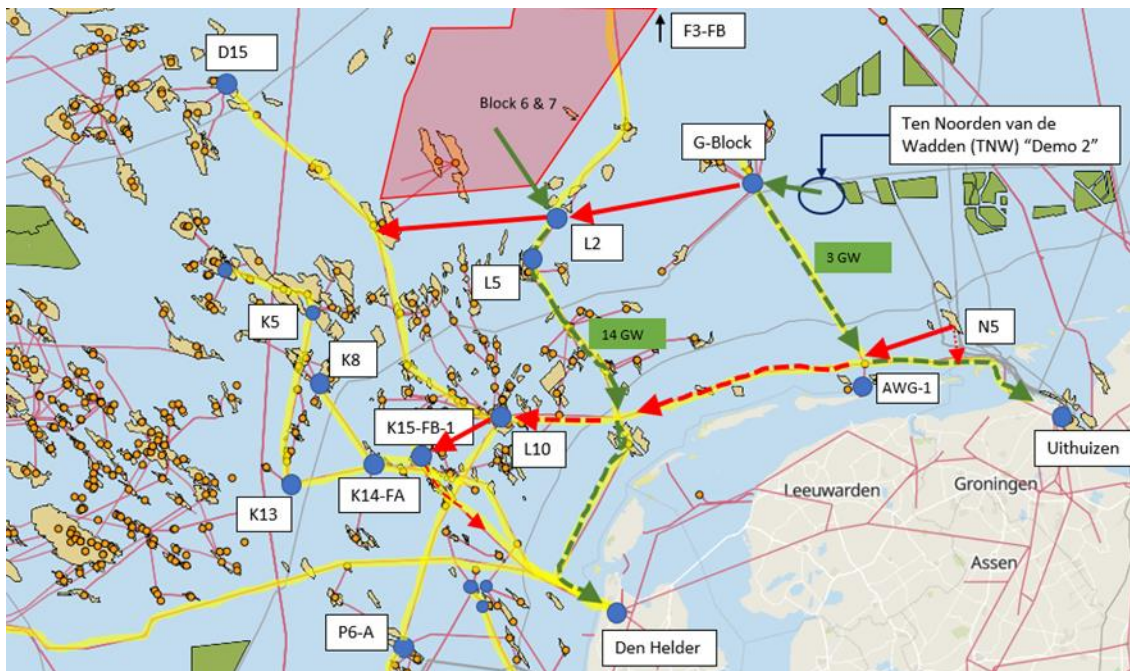
Scenario 4a

De transportcapaciteiten voor scenario 4a zijn gegeven in Figuur 10.6. Er is te zien dat de totale transportcapaciteit 14 GW is voor transport vanuit zone 6/7 en 3 GW transport vanaf Demo 2. Opgemerkt moet worden dat de maximale productie bij Demo 2 0,4 GW is en daarom de beperkende factor is voor de westelijke pijpleiding. Geconcludeerd werd dat dit scenario voldoende capaciteit heeft voor het lage scenario tot 2050, en tot 2040 voor de midden- en hoge scenario's uit de ontwerpcriteria. De hoge transportcapaciteit kan voldoende tijd geven tot het transport van aardgas wordt afgebouwd en er meer pijpleidingen beschikbaar komen. Na het uitfaseren van aardgas is het eventueel mogelijk om NGT ook te hergebruiken voor waterstof transport. Dit biedt mogelijk 5-7 GW extra capaciteit, wat erin resulteert dat dit scenario voldoende capaciteit kan hebben voor het midden scenario van de ontwerp criteria 2050.

Tabel 10.9: Capaciteitsevaluatie scenario 4a

	Laag	Midden	Hoog
2030	✓	✓	✓
2035	✓	✓	✓
2040	✓	✓	✓
2050	✓	~	x

Figuur 10.6: Capaciteitsevaluatie scenario 4a



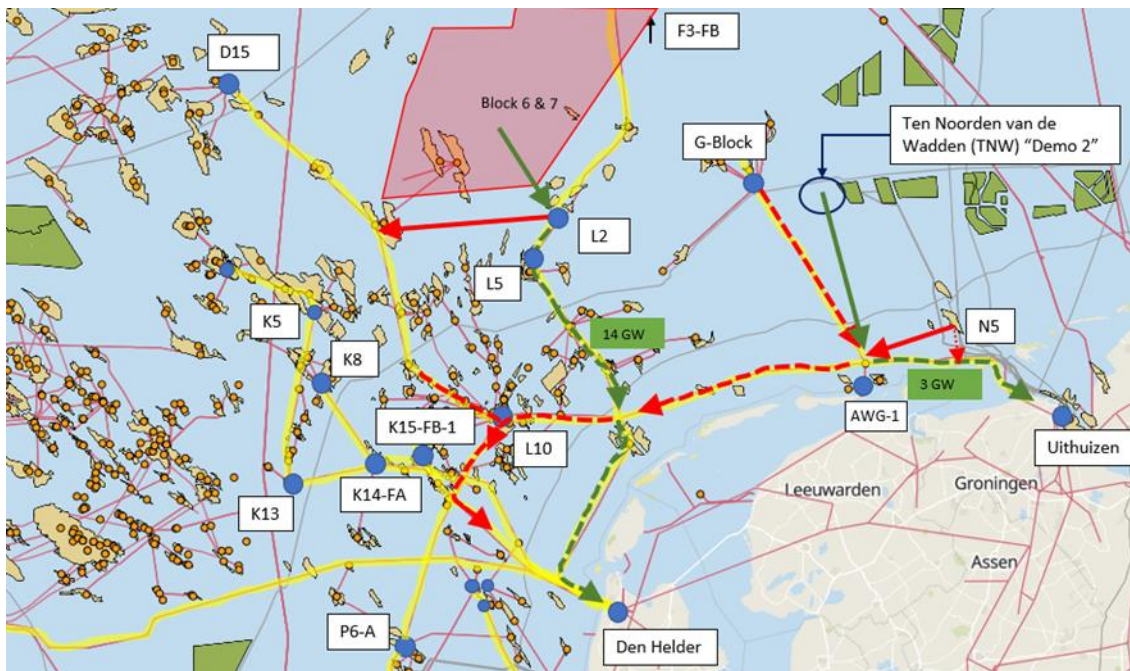
Scenario 4b

In scenario 4b is TNW direct aangesloten op AWG-1. De pijpleiding kan worden aangepast aan de waterstoftransportvolumes van TNW of oversized worden voor mogelijke toekomstige verbindingen na 2040 in andere gebieden dan 6/7. In de simulatie werd uitgegaan van een leiding van 18", resulterend in een maximale transportcapaciteit van 3 GW. Opgemerkt moet worden dat de capaciteit van de oostelijke pijpleiding alleen waterstof van Demo 2 zal transporteren en daarom zou het maximale debiet gerelateerd zijn aan de productie van Demo 2. De westelijke pijpleiding heeft een transportcapaciteit van 14 GW en daarom scoort dit scenario hetzelfde als scenario 4a. De potentiëlen zijn afhankelijk van de uitfasering van de aardgasinfrastructuur en de benodigde transportcapaciteit, mogelijkheden zijn gegeven in bijlage B. Als L2 naar NGT naar Uithuizen ook hergebruikt zal worden zal dit naar verwachting 5-7 GW transport capaciteit toevoegen. Daarom kan dit scenario eventueel geschikt zijn voor het midden scenario uit de ontwerpcriteria voor 2050. De resultaten zijn gegeven in Figuur 10.7.

Tabel 10.10: Capaciteitsevaluatie scenario 4b

	Laag	Midden	Hoog
2030	✓	✓	✓
2035	✓	✓	✓
2040	✓	✓	✓
2050	✓	~	x

Figuur 10.7: Capaciteitsevaluatie scenario 4b



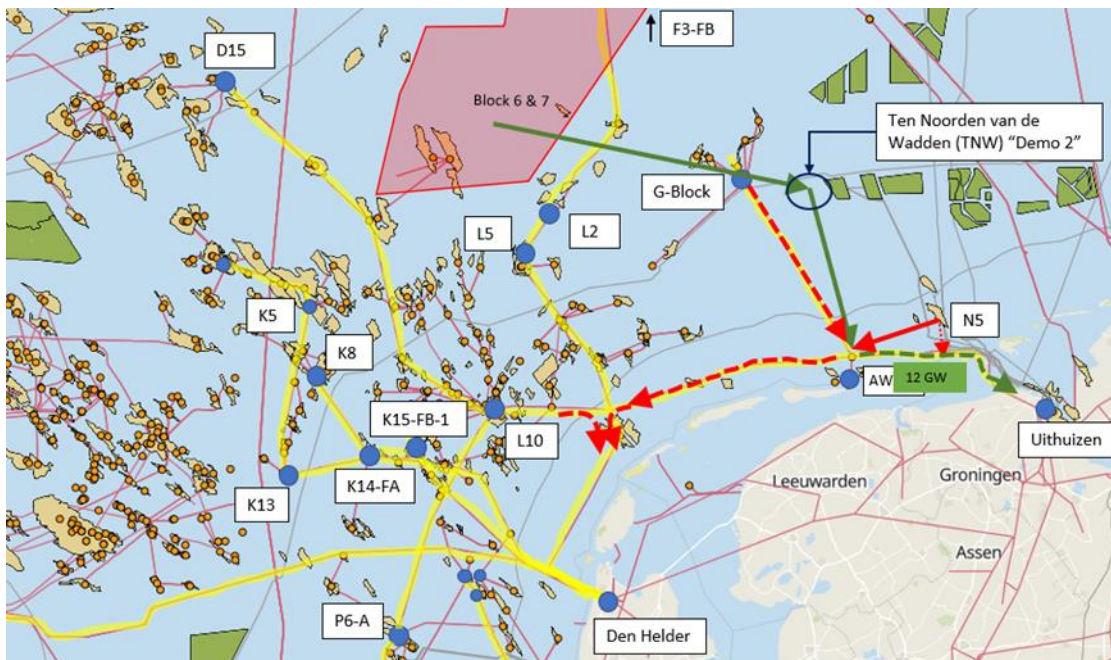
Scenario 5

In Figuur 10.8 zijn de transporthoeveelheden gepresenteerd van scenario 5. Gebleken is dat dit scenario een maximale transportcapaciteit heeft van 12 GW, ervan uitgaande dat de nieuwbouw een diameter heeft van 36". De transportcapaciteit is iets minder dan scenario 2, 4a en 4b en daarom is de kans groter dat dit scenario onvoldoende capaciteit heeft voordat er nieuwe pijpleidingen beschikbaar zijn. Na het uifaseren zou eventueel NGT naar NOGAT gebruikt kunnen worden voor extra aanlanding en transport capaciteit. Naar verwachting zal dit niet significant bijdragen aan transport capaciteit omdat de transport capaciteit grotendeels bepaald wordt door het stuk nieuwbouw vanaf 6 / 7 tot AWG-1.

Tabel 10.11: Capaciteitsevaluatie scenario 5

	Laag	Midden	Hoog
2030	✓	✓	✓
2035	✓	✓	✓
2040	✓	✓	x
2050	✓	x	x

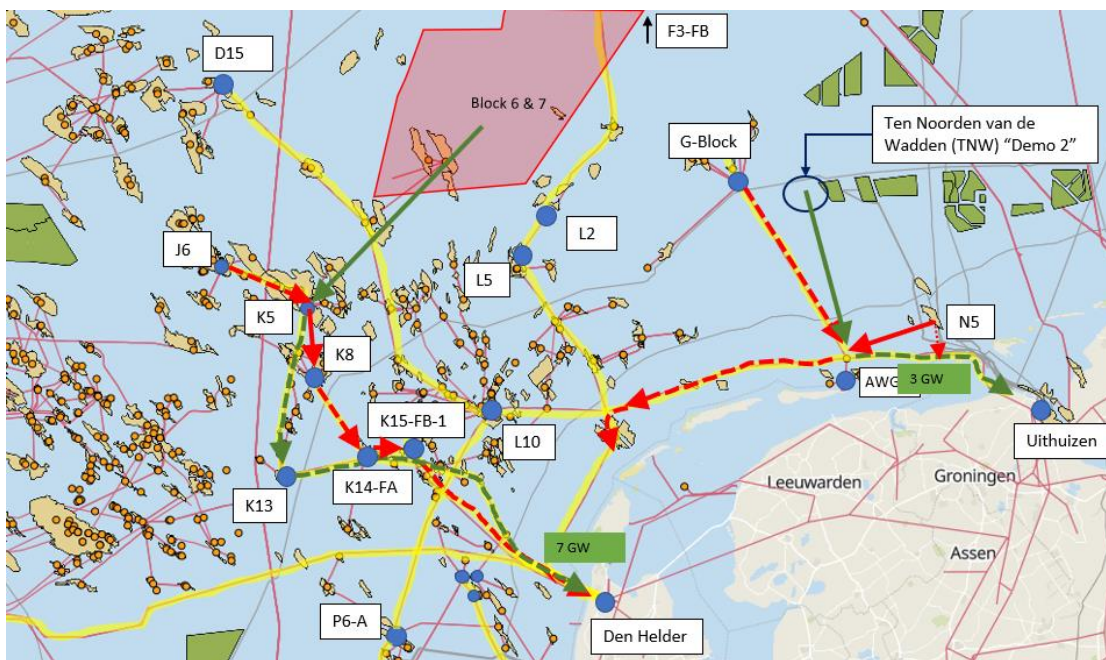
Figuur 10.8: Capaciteitsevaluatie voor scenario 5



Scenario 6.

Figuur 10.9 toont de transportcapaciteiten voor scenario 6. De totale exportcapaciteit van beide waterstofroutes is 10 GW en zou daarom tot medio 2040 voldoende zijn. Het merendeel van de waterstof wordt echter geproduceerd in zone 6/7 en slechts 0,4 GW hoeft via NGT te worden vervoerd. In de praktijk zal de totale transportcapaciteit van dit scenario daarom 7-7,5 GW bedragen, wat vanaf mid scenario 2040 onvoldoende is. Na uitfasering van de NG komen de NG-pijpleidingen van K5 naar Den Helder beschikbaar, waardoor de capaciteit toeneemt. Dit zou echter nog steeds niet leiden tot voldoende capaciteit voor 2050.

Figuur 10.9: Capaciteitsevaluatie voor scenario 6



Tabel 10.12: Capacity evaluation scenario 6

	Low	Mid	High
2030	✓	✓	✓
2035	✓	✓	✓
2040	✓	x	x
2050	✓	x	x

Tot slot is de evaluatie samengevat in Tabel 10.13. De voorkeursscenario's zijn 4a, 4b en 2 vanwege hun hoge transportcapaciteitspotentieel. Vervolgens heeft scenario 5 de voorkeur, gevolgd door scenario 3 en vervolgens 6. Scenario 1 is de minst geprefereerde optie en de limiet van 4GW sluit dit momenteel uit als een scenario dat verder moet worden overwogen.

Tabel 10.13: Fasering en capaciteiten vergelijking van de scenario's

Scenario	1	2	3	4a	4b	5	6
Waterstofcapaciteit – Laag scenario							
2030 (0 GW)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2035 (1 GW)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2040 (6 GW)	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2050 (8 GW)	~	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Waterstofcapaciteit – Middenscenario							
2030 (0 GW)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2035 (1 GW)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2040 (10,5 GW)	x	✓	✓	✓	✓	✓	x
2050 (22 GW)	x	x	x	~	~	x	x
Waterstofcapaciteit – Hoog scenario							
2030 (0,3 GW)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2035 (2 GW)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2040 (13 GW)	x	✓	x	✓	✓	x	x
2050 (35 GW)	x	x	x	x	x	x	x

10.3.4 Kosten pijpleiding

De leidinglengtes zijn geschat aan de hand van de Energieatlas van NSE. Nieuwbouw waterstofpijpleidingen die aansluiten op zone 6/7 zijn verondersteld 36" te zijn. Nieuwbouw van Demo 2 wordt verondersteld 18" te zijn, en nieuwbouw NG-pijpleidingen worden verondersteld 24" te zijn. Kosten voor hergebruik na het uitfaseren van aardgas activiteiten zijn niet inbegrepen. Er zijn geen kosten voor onderzeese kruisingen opgenomen aangezien deze niet bekend zijn. De resultaten worden gepresenteerd in tabel 10.14.

Tabel 10.134: Lengte van pijpleidingen per scenario

Scenario	1	2	3	4a	4b	5	6
Lengte van nieuwe H2 36" pijpleidingen (km)	80	40	50	25	35	160	80
Lengte van nieuwe H2 18" pijpleidingen (km)	25	90	60	35	50	0	60
Lengte van nieuwe NG 24" pijpleidingen (km)	85	40	120	180	60	25	40
Totale nieuwbouwlengte (km)	190	170	230	240	145	185	180
Lengte van hergebruikte pijpleidingen (km)	110	158	250	260	200	50	220

De kosten voor pijpleidingen zijn door meerdere instellingen geraamd. In Tabel 10.145 is een overzicht van kostenramingen voorzien. Uit de Europese waterstofbackbone en NSWPH is

bekend dat een nieuw aangelegde pijpleiding tussen 101-119 k €/inch/km kost. Voor de berekeningen werd gekozen voor een conservatieve benadering en werd dus een waarde van 110 k €/inch/km gehanteerd. Aangezien dit onderzoek indicatief is om de resultaten te vergelijken, zal het niet gevoelig zijn voor welke bron wordt gebruikt. Ten slotte worden de kosten voor herbestemming geschat op 11 k €/inch/km (ongeveer 10% van nieuwbouw).

Tabel 10.145: Kostenramingen nieuwe & hergebruikte pijpleidingen⁵⁰

Location	Type	Low	Typical	High	Units	Source
Offshore	New	30.0		71.9	k€/inch/km	TNO
Offshore	Reuse	0.3"		7.2"	k€/inch/km	
Offshore	Ratio	1%	-	10%		ZEP CCS report [42]
Offshore	New	92.0	101.4	124.3	k€/inch/km	
Offshore	Reuse	8.3	10.8	13.2	k€/inch/km	European Hydrogen Backbone [43]
Offshore	Ratio	9%	11%	11%		
Offshore	New	89.5	119.4	156.8	k€/inch/km	North Sea Wind Power Hub*

Met behulp van deze gegevens werd een kostenvergelijkingsoefening uitgevoerd met behulp van de verschillende scenario's (Tabel 10.156). Het is te zien dat de kosten van scenario 4b het laagst zijn, vanwege het feit dat dit scenario de laagste totale nieuwbouwbehoefte heeft. Bovendien is een groot deel van de nieuwbouw 18" en 24", wat de kosten verder verlaagt. Houd er rekening mee dat de vergoedingskosten van de pijpleidingbeheerder niet zijn inbegrepen

Ook werd rekening gehouden met de commerciële complexiteit van de scenario's. Met meer nieuwbouwpijpleidingen en meer koppelingen die een grote commerciële complexiteit toevoegen. Scenario's 4b en 5 zullen naar verwachting de laagste complexiteit hebben. Ten slotte wordt verwacht dat scenario 4a de hoogste complexiteit zal hebben.

Tabel 10.156: Kostenvergelijking en rangschikking van de scenario's.

Scenario	1	2	3	4a	4b	5	6
Kosten voor de aanleg van nieuwe NG-pijpleidingen (m EU)	224	106	317	475	158	66	106
Kosten voor de aanleg van nieuwe H2-pijpleidingen (m EU)	366	337	317	168	238	634	436
Kosten voor hergebruik van pijpleidingen (m EU)	43	61	97	101	78	19	86
Totale kosten (m EU)	633	504	731	745	474	719	627

10.3.5 Omgeving en vergunningverlening

De milieu-impact van de scenario's voor hergebruik van pijpleidingen is complex en sterk afhankelijk van de locatie in de Noordzee. Ecologie kan worden beïnvloed door het verstoren van habitats en het vervuilen van het gebied. Dit kan gebeuren bij nieuw aangelegde pijpleidingen, maar ook hergebruik kan van invloed zijn op de ecologie door extra offshore activiteiten en verstoringen. Naar schatting vereist een nieuw aangelegde pijpleiding aan beide zijden 500 m speling voor onderhouds- en bouwactiviteiten. Bovendien zal het aantal tie-ins op platforms of de zeebodem dat nodig is voor een scenario ook van invloed zijn op de impact op de ecologie. In overleg met pVAWOZ en VAWOZ is het wel te verstaan dat de locatie van een nieuw aan te leggen pijpleiding zorgvuldig dient te worden gekozen en rekening dient te worden gehouden met de volgende onderwerpen:

⁵⁰ DNV, Rapport nr. 23-0026, hoofdstuk 5: Hergebruik van infrastructuur op de Noordzee voor waterstoftransport, Rev 2

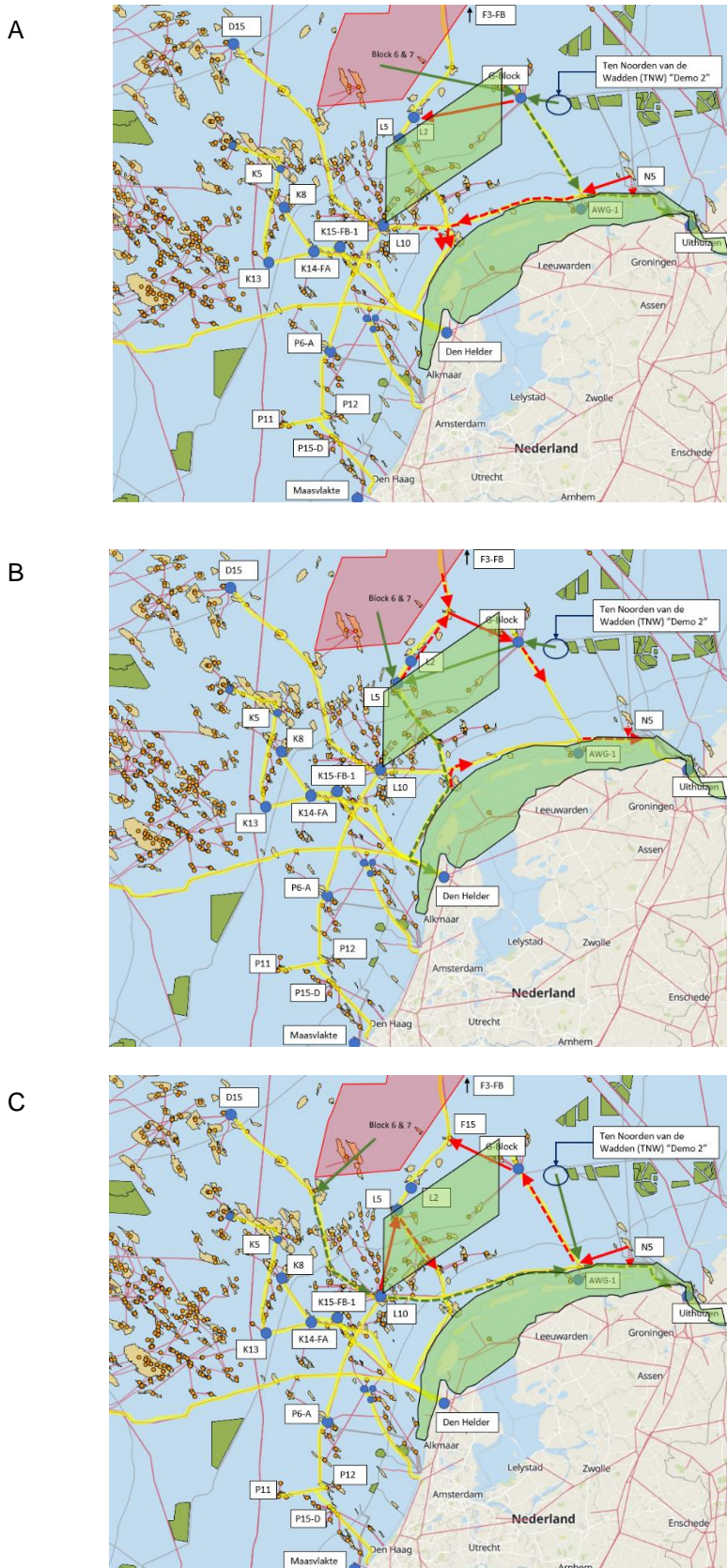
- Pijpleidingen worden niet gepland door verboden gebieden, zoals munitiestortplaatsen. Zo min mogelijk oversteek van strooigebieden (loswallen voor storten baggermateriaal). Leidingen kunnen via loshellingen worden aangelegd, als de promotor het acceptabel vindt om de bodembedekking op de kabel te vergroten. Het gebied moet ook bruikbaar kunnen blijven als verspreidingsgebied.
- Bij het beperken van milieueffecten, zoals effecten op Natura 2000-gebieden, wordt rekening gehouden met de KRW en de KRMS. Pijpleidingen zijn niet gepland in afgesloten gebieden binnen Natura 2000-gebieden (zoals een bodembeschermingsgebied).
- Pijpleidingen mogen zich niet in de veiligheidszone van een mijnbouwinstallatie bevinden.
- Bufferzones worden niet gebruikt voor pijpleidingen, tenzij er elders geen ruimte is. Binnen het VAWOZ-programma zal bekeken worden of een pijpleiding getraceerd kan worden door windparken of de veiligheidszone van een windpark, niet gebruikmakend van de 150 meter die het dichtst bij het windpark ligt.
- Pijpleidingen mogen zich niet in de 150 m veiligheidszone langs de buitenrand van een windpark bevinden. De pijpleidingen bevinden zich bij voorkeur aan de oostzijde van een windpark.
- De pijpleidingen mogen niet worden gepland door zandwinningsgebieden die actief worden gebruikt of waarvoor een vergunning is of zal worden afgegeven. De kabels kunnen echter worden gepland via gesloten zandterugwinningsgebieden.
- Het vinden van ruimte voor een pijpleiding die de reservezone doorkruist voor zandwinning gebeurt conform het Noordzeeprogramma 2022-2027.

Voor de evaluatie is besloten te richten op bouwactiviteiten in en rond natura 2000 zones. Bovendien wordt verwacht dat een langere lengte van een nieuwbouwpijpleiding en een groter aantal tie-ins een grotere ecologische impact zullen hebben. De analyse van de scenario's en de natura 2000 gebieden zijn gepresenteerd in tabel **Error! Reference source not found.**10.17. In sommige scenario's kunnen Natura2000-gebieden worden vermeden, maar dit zal de kosten en de complexiteit van de installatie verhogen.

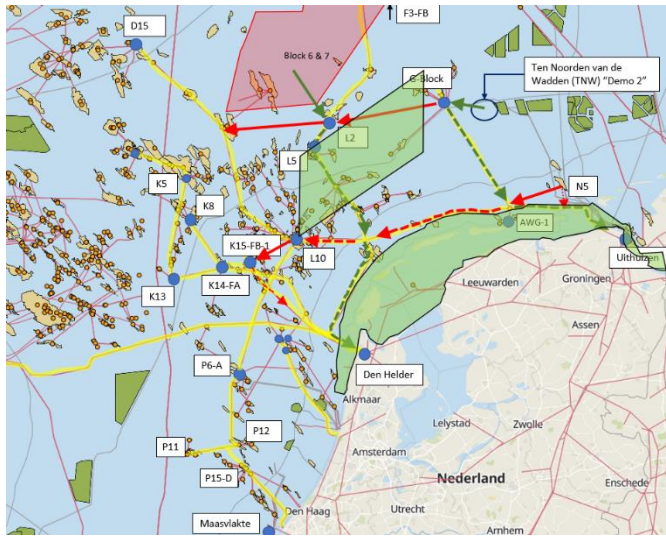
Tabel 10.17: Milieu impact evaluatie scenario's

Scenario	1	2	3	4a	4b	5	6
Totale lengte nieuwbouw (km)	190	170	230	240	145	185	180
Aantal platform tie-ins	3	3	2	4	2	1	2
Aantal subsea tie-ins	2	1	2	2	4	2	3
Natura 2000-kruisingen	2	2	2	1	0	0	0

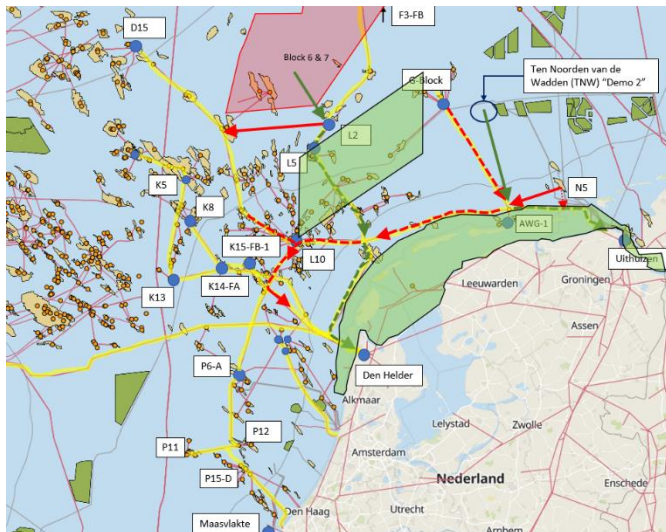
Figuur 10.10: Scenario (A) 1, (B) 2, (C) 3, (D) 4a, (E) 4b, (F) 5, (G) 6 samen met een overlap van de natura 2000-gebieden in de Noordzee.



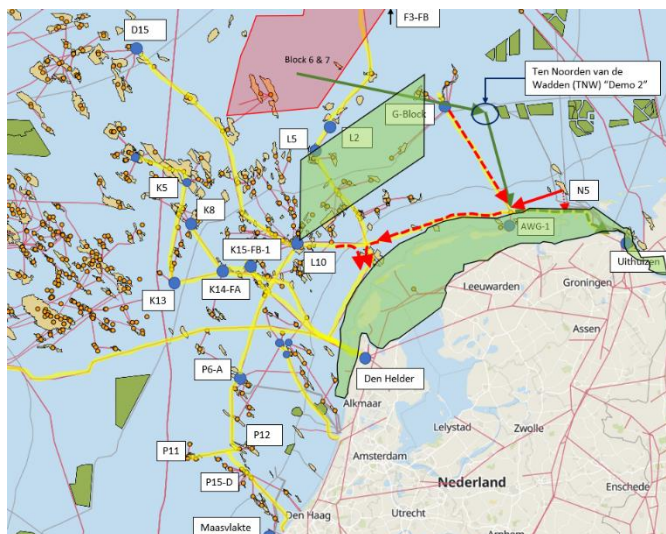
D



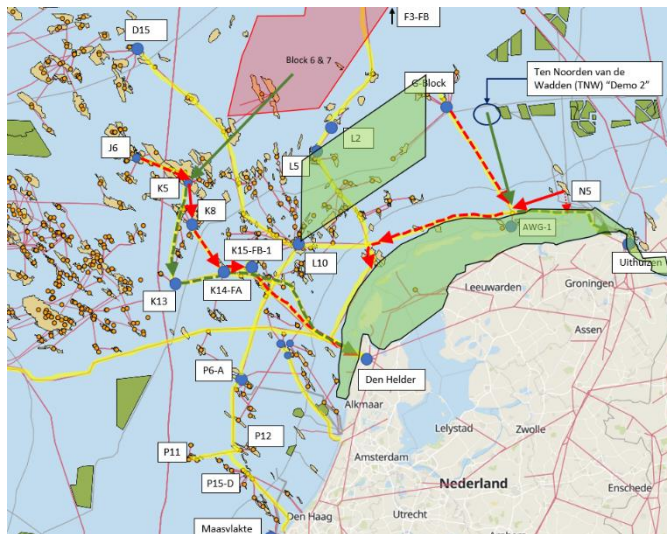
E



F



G



10.3.6 Conclusie

- De beste scenario's voor elk criterium kunnen kwalitatief als volgt worden samengevat:

Tabel 10.168: kwantitatieve samenvatting scenario evaluatie

Criteria	Evaluatie van het scenario
Integriteit van de pijpleiding	De beoordeling van de integriteitsgegevens van pijpleidingen op hoog niveau aan de hand van generieke vereisten voor waterstofdiensten heeft geen reden opgeleverd om bepaalde pijpleidingen aan te bevelen boven andere, uitsluitend op basis van hun integriteitsstatus. Er kan echter worden gesteld dat de toestand van nieuwbouwpijpleidingen inherent superieur is aan die welke al tientallen jaren in gebruik zijn, en als zodanig presteert scenario 5 goed in dit criterium, aangezien het de langste lengte van nieuwbouwpijpleidingen en het kortste deel van het hergebruik van pijpleidingen heeft.
Connectiviteit	De scenario's 2, 4b, 5 en 6 worden geacht het hoogste connectiviteitspotentieel en de minste complexiteit te hebben. Deze scenario's hebben over het algemeen het laagste aantal en de kortste lengtes van nieuwe pijpleidingen. Het minste aantal tie-ins is te vinden in scenario 2 , gevolgd door scenario 5 . Wat het opslagpotentieel betreft, bieden de scenario's 4b en 6 de meeste opties. Scenario 4b heeft het hoogste aantal onderzeese verbindingen, maar profiteert van een internationale verbinding (NOGAT met Denemarken).
Redundantie	Scenario 4a, 4b en 6 presteren goed op het gebied van redundantie vanwege de aanwezigheid van twee aanlandingen voor waterstof. Er moet echter worden opgemerkt dat de aanlandingen nog niet met elkaar verbonden zijn (vóór de volledige uitfasering van NG). Na uitfasering zullen deze scenario's drie aanlandingen hebben in vergelijking met twee aanlandingen voor de andere scenario's.
Veiligheid	Scenario 2 en 5 zijn voordelig als het gaat om veiligheid, simpelweg op basis van een laag aantal/kortere lengtes van nieuwe pijpleidingen en de minste aansluitingen.
Tijdlijn / capaciteit	Scenario 2, 4a en 4b worden geëvalueerd als het grootste potentieel in termen van transportcapaciteit en -tijdlijn (14 GW in 2040; voldoende voor de "hoge" schatting van de ontwerpcriteria in 2040). Na de uitfasering van aardgas hebben de scenario's 4a en 4b het grootste potentieel en zouden ze kunnen volstaan om aan de "mid" criteria voor 2050 te voldoen. Scenario 2 heeft echter mogelijk niet voldoende capaciteit voor dit "mid" criteria 2050. Scenario 1 presteert hier het slechtst, omdat het niet voldoende capaciteit heeft om aan een van de productiecriteria voor 2040 te voldoen.
Kosten	Scenario 2 en 4b zullen naar verwachting de minste CAPEX hebben, grotendeels op basis van de kortere lengte van de vereiste nieuwbouwpijpleidingen (36"). Opgemerkt moet worden dat de OPEX een belangrijke invloed kan hebben op deze evaluatie en momenteel niet in aanmerking wordt genomen.
Milieu	Scenario 4b en 5 worden geacht de laagste impact op het milieu te hebben op basis van het lage aantal bouwactiviteiten in Natura 2000 gebieden en de minste impact op de zeebodem van de kortere lengte van de vereiste nieuwbouwpijpleidingen.

Criteria	Evaluatie van het scenario
Verbinding met Groningen	In scenario 1, 3 en 5 komt alle waterstof aan in Groningen. In scenario 4a, 4b en 6 komt alleen de waterstof uit Demo 2 in Groningen terecht. In scenario 2 wordt er geen waterstof (van offshore) naar Groningen getransporteerd.

- De scenario's kunnen worden vergeleken aan de hand van de onderstaande tabel, waarin relevante criteria worden gekwantificeerd.

Tabel 10.179 kwantitatieve samenvatting scenario evaluatie

Scenario	Kosten (M€) Gebaseerd op de lengte van PL's	Bron H2- landing in Groningen	Aantal platforms/ond- erzeese verbindingen	Max. H2 capaciteit 2040 (GW)	Max. H2 capaciteit 2050 (GW)*
1	633	Alle	3 / 2	4	8-10
2	504	Geen	3 / 1	14	16-17
3	731	Alle	2 / 2	11	14-15
4a	745	Demo 2	4 / 2	14	20-23
4b	474	Demo 2	2 / 4	14	18-22
5	719	Alle	1 / 2	12	13-14
6	627	Demo 2	2 / 3	7-8	8-10

* Na afbouw van NG-activiteiten. Zie bijlage B.

- Op basis van de voorgestelde scenario's en de bovenstaande criteria ligt het voor de hand dat eventuele routes waarbij NGT, NOGAT, WGT en LoCal (NAM) betrokken zijn, verder moeten worden onderzocht. Voor de pijpleidingen van Taqa, Petrogas en BBL zijn geen geschikte routes voor waterstof of de omleiding van aardgas vastgesteld.
- De onzekerheden die tijdens het scenario-evaluatieproces zijn geïdentificeerd en die verder moeten worden onderzocht, zijn de volgende:
 - Complexiteit van de G17/AWG/N5-verbinding in alle scenario's (met uitzondering van scenario 2) waarvoor een gedetailleerde conceptstudie nodig is, eventueel met inbegrip van een pijpleidingkruising en een platform voor minimale voorzieningen als onderzeese verbindingen niet kunnen worden gerealiseerd.
 - Aansluiting van NOGAT en NGT via een tee- of minimumvoorzieningenplatform in scenario 1, 5 en 6 en dat zich in een scheepvaartroute lijkt te bevinden.
 - Verschil in werkdruk van de leidingsystemen en hoe dit kan worden beheerd bij het omleiden van aardgas.
 - Vermogen van de onshore-faciliteiten om de verandering in gasspecificatie en -volumes na herroutering te beheren (aan te pakken met TSO).
 - Algemene commerciële complexiteit.

10.4 Verdere ontwikkeling

De gepresenteerde scenario's moeten verder worden ontwikkeld om het detailniveau voor elk scenario te verbeteren (althans voor scenario's 1, 4a, 4b, 5 en 6 zodat ze beter vergelijkbaar zijn met de reeds ontwikkelde scenario's 2 en 3) met technische studies (met gedetailleerde materiaalbeoordeling), die studies en routingstudies mogelijk maken. Dit moet worden uitgewerkt in samenwerking met de betrokken pijpleidingbeheerders. Een meer gedetailleerde analyse van de aardgasproductie en het overleg tussen de overheid en pijpleidingbeheerders moet ook duidelijkheid verschaffen over hoe bestaande pijpleidingen voor de huidige en toekomstige productie van moleculen kunnen worden aangelegd.

10.4.1 Gevolgen van het omleiden van de gasstroom

Nadere beoordeling is vereist voor elk voorkeursscenario om ervoor te zorgen dat minimaal rekening wordt gehouden met het volgende:

- Stroom in tegengestelde richting: Dit heeft gevolgen voor terugslagkleppen, verloopstukken, slug catchers en procesbesturing/monitoring. Locaties van pig traps (lancering en ontvangst) moeten worden omgekeerd en eerder piggable Y-stuk tie-ins zullen niet langer werken. Volledige netwerk- en stroomanalyse nodig.
- Piggability-overwegingen en Y-stuk tie-ins: Onderzeese tie-ins zullen pigging van pijpleidingen moeilijker maken. Y-stukken en gespecialiseerde ILI-gereedschappen kunnen nodig zijn. Zie ook hierboven met betrekking tot stroomomkering.
- Aanzienlijke verandering van de gasstroom: Een verandering in de hoeveelheid gas die stroomt, sterk verhoogd of verlaagd, door het omleiden van gasstromen, kan van invloed zijn op instrumentatie, stroomborging, enz.
- Drukverschil: Net als hierboven kunnen MAOP's voor pijpleidingen de gasstroom onder hoge druk voorkomen, of een sterke verlaging van de druk via pijpleidinginterfaces moet worden beheerd.

10.4.2 Waardering van activa

Een methode van waardering van de activa is vereist, zodanig dat elke eigendomsoverdracht kan worden uitgevoerd met overeengekomen vergoeding. Bij een waardering kan rekening worden gehouden met aspecten als:

- Toestand van de pijpleiding en waarschijnlijke vereiste herstelactiviteiten, bijv. CP-systeem, defecte coating
- Volumestroom nu en in de toekomst – inkomsten genereren
- Omzet uit tarieven en toekomstige productieprofielen
- Waarde uit mogelijk gebruik met CO₂ en waterstof
- Exploitatiekosten en uitgaven
- Markttarieven voor gas
- Ontmantelingsverplichting/kosten aan het einde van de levensduur
- Verdere details zullen beschreven worden in werkstroom 4 van het EIPN

10.4.3 Hercertificeringsproces pijpleiding

Een gedetailleerd hercertificeringsproces is nog niet ontwikkeld, omdat dit naar voren zal komen als de industrie meewerkt aan de aanpak. BV heeft de NOGAT- en NGT-pijpleidingen al opnieuw gecertificeerd, maar de methodiek was gebaseerd op de huidige ontwerpcodes en wordt niet universeel ondersteund. Het DNV Jip werkt aan een hercertificeringsproces en zal in 2025 resultaten hebben. Volgens DNV kan het 1-2 jaar duren voor een hercertificeringsproces, nog een jaar om de installaties aan te passen en 6 maanden voor testen/inbedrijfstelling⁵¹.

Een voorgestelde aanpak voor de her-kwalificatie van bestaande pijpleidingen voor waterstofs-service (op basis van onshore) wordt geboden binnen EIGA 121/14⁵²:

⁵¹ Herkwalificatie van onderzeese leidingsystemen voor H₂-transport – H₂Pipe Jip, DNV, PowerPoint-bestand, 15/03/23

⁵² IGA IGC Doc 121/14, Hydrogen Pipeline Systems, Rev 121/04, European Industrial Gases Association AISBL (EIGA)

1. **Beoordeling van technische documentatie en geschiedenis.** Dit omvat de constructie- en operationele geschiedenis, details van getransporteerde vloeistoffen, lekken en reparaties en de status van de kathodische bescherming.
2. **Beoordeling van juridische documentatie.** Inclusief vergunningen en afspraken.
3. **Inspectie.** Onderzeese visuele inspecties en sonaronderzoeken met zijscans (typisch voor vereiste activiteiten voor het beheer van de integriteit van pijpleidingen)
4. **Materiaalaudit.** Dit kan het testen en analyseren van monstermateriaal omvatten.
5. **Interne pijpleidinginspectie.** Doorgaans een in-line inspectie (ILI)
6. **Beoordeling van kleppen en flenzen**
7. **Reiniging**
8. **Records**
9. **Risicobeoordeling**

10.4.4 Toekomstplanning

Er moet rekening worden gehouden met:

- Minimaliseren van tarieven voor grensoverschrijdende hernieuwbare energie
- Harmonisatie tussen hernieuwbare energie en bestaande elektriciteits- en gasnetwerken
- Ervoor zorgen dat bestaande faciliteiten zich kunnen aanpassen aan de ontvangst van waterstof

11 Conclusies

11.1 Status rapport

Om de doelstellingen van de werkstroom te bereiken, was het de bedoeling om samen te werken met pijpleidingbeheerders en projectbelanghebbenden. Deze samenwerking was van belang om relevante pijpleidinggegevens en netwerkkennis te verkrijgen en geloofwaardige pijpleidingherbestemmingsscenario's en een kader voor evaluatiecriteria te ontwikkelen. In de praktijk is dit slechts gedeeltelijk gelukt doordat er een beperkte interactie met pijpleidingbeheerders was gedurende het proces. Dit was te wijten aan de NDA's, die kort voor de deadline van werkstroom 2 werden ondertekend. Daarnaast waren er een aanzienlijk aantal onbekende factoren bij het ontwikkelen en beoordelen van scenario's. Dit samen heeft geresulteerd in het feit dat het een uitdaging was om holistische en gedetailleerde scenario's en een vast overeengekomen beoordelingskader voor scenario-evaluatie te ontwikkelen. De ontwikkelde scenario's hebben hierdoor een onderling verschil in technische volwassenheid, waarbij NOGAT/NGT meer tijd heeft gehad om hun scenario's te ontwikkelen in vergelijking met de scenario's die zijn ontwikkeld als onderdeel van EIPN WS2. Met dit werk is geprobeerd om de kloof te overbruggen tussen de technische volwassenheid van verschillende scenario's, en een eerste stap te zetten naar het definiëren van gedetailleerde scenario's met daarbij goed gedefinieerde criteria. Verder werk is nodig, gecombineerd met feedback van belanghebbenden, om de volgende stap te zetten.

11.1.1 Algemeen

- Het offshore aardgaspijpleidingennetwerk werkt momenteel ruim binnen de capaciteit (schattingen suggereren dat slechts een derde van de maximale capaciteit wordt gebruikt) en deze reserve-capaciteit zal naar verwachting toenemen met de afname van de aardgasproductie. Sommige pijpleidingen zouden daarom beschikbaar kunnen komen voor waterstoftransport zodra de aardgasproductie is gestopt - dit wordt verwacht ergens tussen 2030 en 2045 te zijn (bepaalde productie, bijvoorbeeld uit Denemarken of de N5-ontwikkeling, kan zich na 2040 uitbreiden).
- Aardgasroutes zullen moeten worden omgeleid om onderzeese pijpleidingen beschikbaar te maken voor waterstoftransport wanneer er nog steeds aardgas wordt getransporteerd (en geen menging wordt ingezet). Aardgas-TSO (GTS) zal een begeleidende rol spelen om de kwaliteit en volumes in lijn te houden met onshore capaciteiten. Het hergebruik van onderzeese olie en gaspijpleidingen voor waterstof beïnvloedt ook de ontwikkeling van nieuwe gas velden doordat het de flexibiliteit van het aardgas netwerk beperkt.
- Offshore pijpleidingen zijn ontworpen om bestand te zijn tegen een aantal specifieke bedreigingen die niet aanwezig zijn op het vasteland. Echter, gezien de verandering in compositie (d.w.z. aardgas naar waterstof), moet het transport van waterstof via hergebruikte offshore pijpleidingen rekening houden met factoren die niet van toepassing zijn voor onshore pijpleidingen. De oorspronkelijke ontwerplimieten moeten worden herzien, doordat:
 - Rek, spanningen, installatie en begraven van de pijpleidingen schade kan veroorzaken in de pijpleidingen. Het kan zo zijn dat deze schade geen risico's geeft bij het gebruik voor aardgas maar wel bij het gebruik van waterstof.
 - Dynamische omgeving (zoals beweging van de zeebodem, golf- en stroomkrachten) kan krachten naar de pijpleiding uitoefenen die beweging van de leiding tot gevolg hebben. Dit kan resulteren in een hogere kans op waterstof brosheid.
 - Risico's voor interactie met derden op zee, bijvoorbeeld vistrawlers en ankertrekkers, en zelfs niet-ontploffte munitie (UXO's) moeten worden overwogen bij het gebruik van waterstof.

- Toegankelijkheid voor inspectie, reparatie en vervanging is moeilijker, gevaarlijker en duurder. Er zullen dus passende veiligheidsfactoren, plannen voor onvoorziene omstandigheden en risicobeperkende maatregelen moeten worden toegepast.
- Verschillen in milieu en omgeving van onshore/offshore pijpleidingen tot mensen zal van invloed zijn op de ontwerpfactoren.
- De beoordeling van de geschiktheid van de pijpleidingen in dit onderzoek is op hoog niveau doordat er slechts gebruikt gemaakt is van een samenvatting van recente integriteitsgegevens. Voor elk scenario voor hergebruik van de pijpleidingen is een volledige hercertificering vereist. Hierbij zal er samengewerkt worden met de pijpleidingbeheerder om technische beoordelingen uit te voeren met behulp van het vereiste gegevenspakket. Er is momenteel geen algemeen geaccepteerde standaard ontwikkeld maar naar verwachting zal dit in de komende jaren beschikbaar komen.
- Om het hergebruik van pijpleidingen voor waterstof te versnellen zal een samenwerking van alle betrokken partijen vereist zijn. In deze samenwerking zal besloten moeten worden wat de vereisten zullen zijn voor het hergebruik (en integriteitscheck) van pijpleidingen. Deze methode zal waarschijnlijk het volgende omvatten:
 - Operationele vermoeidheidsbeoordeling aan de hand van de volledige operationele gegevensgeschiedenis sinds de opstart.
 - Bepaling van een toelaatbare scheurgrootte en een vergelijk met recente inspectiegegevens.
 - Herbeoordeling van toelaatbare blootstelling en spanlengten.
 - Gedetailleerde materiaalbeoordeling van pijpleiding en fittingen.

11.1.2 Integriteit van offshore pijpleidingen

- Er zijn geen ontwerpcodes of normen die specifiek zijn geschreven voor offshore waterstofpijpleidingen (en herbestemming), maar er zijn initiatieven om dit aan te pakken, zoals het H2PIPE JIP. De impact hiervan is dat er nog veel onzekerheden zijn over hoe de geschiktheid van bestaande pijpleidingen voor waterstoftransport te evalueren en aan welke criteria moet worden voldaan.
- Er zijn geen integriteitsproblemen geïdentificeerd voor de beoordeelde offshore pijpleidingen die onmiddellijk zouden voorkomen dat ze kunnen worden hergebruikt voor waterstof. Volledige hercertificeringsbeoordelingen zijn vereist zodra hier een correcte methode voor is ontwikkeld.
- Er blijven veel onbekenden en aannames bestaan met betrekking tot het transport van waterstof in hergebruikte offshore stalen pijpleidingen. Toekomstige operationele omstandigheden, mogelijke niet-detecteerbare scheuren in de buiswand, erosierisico, langdurige vermoeidheid bij lage cycli en materiaaldegradatie door blootstelling aan waterstof vallen hier bijvoorbeeld onder.
 - Een hercertificeringsbeoordeling door BV heeft de NOGAT- en NGT-pijpleidingen voor waterstoftransport goedgekeurd, maar de screeningbeoordeling werd geproduceerd vóór de publicatie van enige wettelijke richtlijnen. Het kan dus nodig zijn om deze te herhalen, of op zijn minst te herzien, zodra dergelijke richtlijnen beschikbaar zijn. Een herhaling of herbeoordeling zou huidige aannames en berekeningen ongeldig kunnen maken.
- Een van de belangrijkste bedreigingen voor de integriteit van pijpleidingen is waterstofbrosheid (HE) als gevolg van scheuren in de buiswand en vermoeidheidscycli. Pijpleidingen die met dergelijke scheuren gebruikt worden, gedurende een periode waarin de operationele omstandigheden fluctueren en waar een risico op beweging bestaat, kunnen binnen een onbepaalde tijd defect raken. Als een toelaatbare scheurgrootte kan worden bepaald voor gebruik met waterstof, gedetecteerd kan worden door in-line inspecties, en wanneer

stresscycli van operationele schommelingen en omgevingsfactoren kunnen worden beheerst, dan wordt verwacht dat de dreiging van HE kan worden beheerst.

- De resolutie / nauwkeurigheid van de huidige inspectie-instrumenten (ILI) moet worden geëvalueerd om te bepalen of de afwezigheid van alle scheuren die vatbaar kunnen zijn voor HE te bevestigen. Toegestane scheurgroottes voor aardgas zullen ook niet dezelfde zijn als voor waterstof. Het bepalen van een aanvaardbare scheurgrootte en het inspecteren ervan is een voortdurende uitdaging. ILI-Aannemers ontwikkelen hulpmiddelen (zoals EMAT) om dit probleem aan te pakken.
- Standaard onderzeese beoordelingen van levensduurverlenging voor pijpleidingen zijn vereist naast toekomstige beoordelingen van herbestemming van waterstof. De reden hiervoor is dat de onderzeese pijpleidingen langer zullen moeten werken dan oorspronkelijk was verwacht indien gebruikt voor waterstoftransport.
- De manier waarop onderzeese pijpleidingen momenteel worden beheerd met betrekking tot technische integriteit, moet worden herzien voor gebruik met waterstof. Een risicobeoordeling en een risicobeperkingsplan moeten door de pijpleidingbeheerders worden uitgevoerd om ervoor te zorgen dat alle niet-aanvaardbare risico's worden beperkt. Aanvaardbare blootstellingslimieten en freespan limieten moeten opnieuw worden berekend, de bedrijfsomstandigheden van pijpleidingen moeten zorgvuldig worden gecontroleerd en scheurdetectie en scheurgroei-modellering zijn vereist. Deze problemen moeten door pijpleidingbeheerders worden aangepakt bij de overgang naar waterstoftransport.

11.1.3 Scenario's

- Zeven pijpleiding beheerders zijn benaderd voor dit onderzoek naar mogelijkheden in hergebruik van offshore pijpleidingen: NOGAT, NGT, NAM, Wintershall, Taqa, Petrogas and BBL. Hieruit is gebleken dat:
 - NOGAT, NGT, NAM en Wintershall hebben pijpleidingen die hergebruikt kunnen worden en op geschikte locaties zijn voor transport van waterstof komend van demo 2 en zoekgebied 6 / 7.
 - Alle pijpleiding beheerders, behalve BBL, zijn actief hergebruik mogelijkheden aan het verkennen en commercieel geïnteresseerd.
- Er zijn zeven herbestemmingsscenario's voor pijpleidingen ontwikkeld. Zes van de zeven scenario's zijn gericht op hergebruik van pijpleidingen, en de ander is een alternatief scenario dat de voorkeur geeft aan voornamelijk nieuwe pijpleidingen ter vergelijking. Twee scenario's zijn afkomstig van NOGAT en NGT en zijn al in detail ontwikkeld en geëvalueerd door NOGAT en NGT. Een scenario is ontwikkeld door NAM. De andere scenario's zijn ideeën op hoog niveau, waarvan sommige zijn besproken met andere pijpleidingbeheerders.
 - Scenario 1: Waterstof via G-blok naar Uithuizen, omleiden aardgas naar NOGAT.
 - Scenario 2: Waterstof via NOGAT naar Den Helder, omleiden aardgas via G-blok naar Uithuizen.
 - Scenario 3: Waterstof naar NGT, omleiden aardgas naar NOGAT.
 - Scenario 4a: Waterstof via G-blok en NOGAT, omleiden aardgas via NGT/NOGAT naar Den Helder.
 - Scenario 4b: Gebaseerd op scenario 4 maar minder nieuwe pijpleidingen en een directe waterstofpijpleiding van Demo 2 naar AWG-1 platform.
 - Scenario 5: Nieuw aangelegd pijpleidingennetwerk met alleen hergebruik van het waddengebied.
 - Scenario 6: Waterstof via WGT naar Den Helder en via NGT naar Uithuizen. Omleiden van aardgas via NAM en NGT/NOGAT.

- Voor alle scenario's zijn nieuwe pijpleidingen nodig. De resultaten van de milieueffecten (PAWOZ en pVAWOZ) zullen dus cruciaal zijn in het besluitvormingsproces van nieuw versus hergebruik.

11.1.4 Scenario-evaluatie

- Evaluatiecriteria van belanghebbenden zijn verzameld, beoordeeld en samengevat in vroege Go / No-go-vlaggen, kwantificeerbare en kwalitatieve parameters.
 - Go / No-go-vlaggen zijn de beschikbaarheid van pijpleidingen, integriteit en waterstofcapaciteit.
 - Het scoren van de integriteit van de pijplijn is niet als gunstig voor het proces beschouwd. In de praktijk hebben de meeste pijpleidingen typische integriteitsproblemen die op de juiste manier worden beheerst tijdens het gebruik met aardgas. De integriteitsproblemen worden niet als een nuttige onderscheidende factor tussen pijpleidingen beschouwd, tenzij kritieke problemen worden geïdentificeerd.
 - Andere gehanteerde criteria zijn:
 - Netwerk- en connectiviteitsvoordelen, waaronder opslagpotentieel en redundantie.
 - Planning en waterstofcapaciteit van de scenario's.
 - Kostenramingen op hoog niveau, gericht op geschatte kosten voor nieuwe en hergebruikte pijpleidingen.
 - Milieu en vergunningen op basis van impact op Natura 2000-zones.
- De beste scenario's voor elk criterium kunnen kwalitatief als volgt worden samengevat:

Tabel 1.1: Kwalitatieve samenvatting scenario evaluatie

Criteria	Evaluatie van het scenario
Integriteit van de pijpleiding	De beoordeling van de integriteitsgegevens van pijpleidingen op hoog niveau aan de hand van generieke vereisten voor waterstofdiensten heeft geen reden opgeleverd om bepaalde pijpleidingen aan te bevelen boven andere, uitsluitend op basis van hun integriteitsstatus. Er kan echter worden gesteld dat de toestand van nieuwbouwpijpleidingen inherent superieur is aan die welke al tientallen jaren in gebruik zijn, en als zodanig presteert scenario 5 goed in dit criterium, aangezien het de langste lengte van nieuwbouwpijpleidingen en het kortste deel van het hergebruik van pijpleidingen heeft.
Connectiviteit	De scenario's 2, 4b, 5 en 6 worden geacht het hoogste connectiviteitspotentieel en de minste complexiteit te hebben. Deze scenario's hebben over het algemeen het laagste aantal en de kortste lengtes van nieuwe pijpleidingen. Het minste aantal tie-ins is te vinden in scenario 2 , gevolgd door scenario 5 . Wat het opslagpotentieel betreft, bieden de scenario's 4b en 6 de meeste opties. Scenario 4b heeft het hoogste aantal onderzeese verbindingen, maar profiteert van een internationale verbinding (NOGAT met Denemarken).
Redundantie	Scenario 4a, 4b en 6 presteren goed op het gebied van redundantie vanwege de aanwezigheid van twee aanlandingen voor waterstof. Er moet echter worden opgemerkt dat de aanlandingen nog niet met elkaar verbonden zijn (vóór de volledige uitfasering van NG). Na uitfasering zullen deze scenario's drie aanlandingen hebben in vergelijking met twee aanlandingen voor de andere scenario's.
Veiligheid	Scenario 2 en 5 zijn voordelig als het gaat om veiligheid, simpelweg op basis van een laag aantal/kortere lengtes van nieuwe pijpleidingen en de minste aansluitingen.
Tijdlijn / capaciteit	Scenario 2, 4a en 4b worden geëvalueerd als het grootste potentieel in termen van transportcapaciteit en -tijdlijn (14 GW in 2040; voldoende voor de "hoge" schatting van de ontwerpcriteria in 2040). Na de uitfasering van aardgas hebben de scenario's 4a en 4b het grootste potentieel en zouden ze kunnen volstaan om aan de "mid" criteria voor 2050 te voldoen. Scenario 2 heeft echter mogelijk niet voldoende capaciteit voor de "mid" criteria 2050. Scenario 1 presteert hier het slechtst, omdat het niet voldoende capaciteit heeft om aan een van de productiecriteria voor 2040 te voldoen.
Kosten	Scenario 2 en 4b zullen naar verwachting de minste CAPEX hebben, grotendeels op basis van de kortere lengte van de vereiste nieuwbouwpijpleidingen (36"). Opgemerkt moet worden dat de

Criteria	Evaluatie van het scenario
	OPEX een belangrijke invloed kan hebben op deze evaluatie en momenteel niet in aanmerking wordt genomen.
Milieu	Scenario 4b en 5 worden geacht de laagste impact op het milieu te hebben op basis van het lage aantal bouwactiviteiten in Natura 2000 gebieden en de minste impact op de zeebodem van de kortere lengte van de vereiste nieuwbouwpijpleidingen.
Verbinding met Groningen	In scenario 1, 3 en 5 komt alle waterstof aan in Groningen. In scenario 4a, 4b en 6 komt alleen de waterstof uit Demo 2 in Groningen terecht. In scenario 2 wordt er geen waterstof (van offshore) naar Groningen getransporteerd.

- De scenario's kunnen worden vergeleken aan de hand van de onderstaande tabel, waarin relevante criteria worden gekwantificeerd.

Tabel 1.2: Kwantitatieve samenvatting scenario evaluatie

Scenario	Kosten (M€) Gebaseerd op de lengte van PL's	Bron H2-landing in Groningen	Aantal platforms/onderzeese verbindingen	Max. H2 capaciteit 2040 (GW)	Max. H2 capaciteit 2050 (GW)*
1	633	Alle	3 / 2	4	8-10
2	504	Geen	3 / 1	14	16-17
3	731	Alle	2 / 2	11	14-15
4a	745	Demo 2	4 / 2	14	20-23
4b	474	Demo 2	2 / 4	14	18-22
5	719	Alle	1 / 2	12	13-14
6	627	Demo 2	2 / 3	7-8	8-10

* Na afbouw van NG-activiteiten. Zie bijlage B.

- Op basis van de voorgestelde scenario's en de bovenstaande criteria ligt het voor de hand dat eventuele routes waarbij NGT, NOGAT, WGT en LoCal (NAM) betrokken zijn, verder moeten worden onderzocht. Voor de pijpleidingen van Taqa, Petrogas en BBL zijn geen geschikte routes voor waterstof of de omleiding van aardgas vastgesteld.
- De onzekerheden die tijdens het scenario-evaluatieproces zijn geïdentificeerd en die verder moeten worden onderzocht, zijn de volgende:
 - Complexiteit van de G17/AWG/N5-verbinding in alle scenario's (met uitzondering van scenario 2) waarvoor een gedetailleerde conceptstudie nodig is, eventueel met inbegrip van een pijpleidingkruising en een platform voor minimale voorzieningen als onderzeese verbindingen niet kunnen worden gerealiseerd.
 - Aansluiting van NOGAT en NGT via een tee- of minimumvoorzieningenplatform in scenario 1, 5 en 6 en dat zich in een scheepvaartroute lijkt te bevinden.
 - Verschil in werkdruk van de leidingsystemen en hoe dit kan worden beheerd bij het omleiden van aardgas.
 - Vermogen van de onshore-faciliteiten om de verandering in gasspecificatie en -volumes na herroutering te beheren (aan te pakken met TSO).
 - Algemene commerciële complexiteit.

11.2 Aanbevelingen

- Deze studie moet verder worden ontwikkeld om het detailniveau voor elk scenario te verbeteren. Dit geldt in ieder geval voor scenario's 1, 4a, 4b, 5 en 6, zodat ze beter vergelijkbaar zijn met de reeds ontwikkelde scenario's 2 en 3. Technische studies, met

gedetailleerde materiaalbeoordeling, vergunningsstudies en routingstudies zullen moeten worden opgenomen in een vervolgstudie. Dit zal in samenwerking met de betrokken pijpleiding beheerders moeten worden uitgevoerd. Een gedetailleerde analyse van de aardgas productie en overleg tussen de overheid en pijpleidingen beheerders moet ook duidelijkheid verschaffen over hoe bestaande pijpleidingen voor de huidige en toekomstige molecuulproductie tot stand kunnen worden gebracht.

2. EMAT-inspecties moeten worden uitgevoerd voor elke pijpleiding die waarschijnlijk een nieuwe bestemming zal krijgen voor waterstof en de resultaten moeten worden opgenomen in een verdere studie. Daarnaast moet een toelaatbare scheurgrootte (in combinatie met operationale condities) worden bepaald voor gebruik met waterstof, omdat deze anders zal zijn dan de toelaatbare scheurgrootte voor aardgas. Samenwerking met ILL-verkopers zal nodig zijn om de tolerantie en nauwkeurigheid van opkomende gereedschappen te begrijpen en om vast te stellen of de maximale aanvaardbare scheurgrootte betrouwbaar kan worden gedetecteerd.
3. Standaard onderzeese beoordelingen van levensduurverlenging voor pijpleidingen zijn vereist naast toekomstige beoordelingen van herbesteding van waterstof. De onderzeese pijpleidingen zullen langer werken dan oorspronkelijk was verwacht indien deze gebruikt gaan worden voor waterstoftransport.
4. De voordelen en overwegingen met betrekking tot gasmenging (NG en H₂) moeten worden uitgevoerd. Dit is advies wat voortgekomen is uit stakeholderbijeenkomsten nadat werd vastgesteld dat vergunningen mogelijk niet op tijd zijn voor de eerste waterstofproductie. Ook kan waterstofopslag in lege gas velden er voor zorgen dat er een menging ontstaat van NG en H₂.
5. De volgende activiteiten kunnen nodig zijn om de voortzetting van een herbestedingsprogramma voor offshore pijpleidingen te ondersteunen:
 - a. Ontwikkeling van een waarderingsmethodiek voor activa (ter voorbereiding op mogelijke overdracht).
 - b. Ontwikkeling van een door de industrie gesteunde hercertificeringsmethodologie voor pijpleidingen.
 - c. Gedetailleerde hercertificeringsbeoordelingen van pijpleidingen (gekoppeld aan waardering).
 - d. Proces voor de mogelijke overdracht van infrastructuur aan toekomstige HNO (indien van toepassing).
 - e. Regelgevende beslissingen over de financiering van de aanleg van nieuwe pijpleidingen en offshore-infrastructuur.
 - f. Voltooiing van berekeningen van de gaskwaliteit (door EBN en GTS) om het probleem met het ontvangen van verschillende gaskwaliteitsstromen bij verschillende aanlandings-faciliteiten aan te pakken.
 - g. Voltooiing van een beoordeling door EBN van de gasproductieprofielen en gasevacuatieroutes.

12 Acroniemen en afkortingen

Tabel 12.1: Lijst van acroniemen en afkortingen.

Acroniem / Afkorting	Beschrijving
ALARP	Zo laag als redelijkerwijs mogelijk
Barg	Bar gauge
BV	Bureau Veritas
CAPEX	Investeringsuitgaven
CC(U)S	Koolstofafvang (gebruik) en -opslag
CES	Cluster Energie Transitie
CI	Corrosieremmer
CO ₂	Kooldioxide
CP	Kathodische bescherming
Demo 2	Demonstratieproject 2
Dia	Diameter
E&P	Exploratie & Productie
EBN	Energie Beheer Nederland
EIA	Milieueffectbeoordeling
EIPN	Energie-infrastructuurplan Noordzee 2050
EMAT	Elektromagnetische akoestische omvormers
ENTSO	Europees netwerk van transmissiesysteembeheerders voor gas
EoSL	End of service life
EU	Europese Unie
EZK	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
GIE	Gasinfrastructuur Europa
GTS	Gastransportdiensten
GW	Gigawatt
GW _e	Gigawatt-equivalent
H ₂	Waterstofgas
H ₂ S	Waterstofsulfidegas
Ha	Hectares
HAZ	Door hitte getroffen zone
HDD	Horizontaal direct boren
HE	Waterstofbrosheid
HHV	Hogere verbrandingswaarde
HIC	Scheuren door waterstof
HSC	Waterstof spanningsscheuren
IEA	Geïntegreerde effectanalyse
IenW	Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat
ILI	In-line inspectie
In / "	Inch
JIP	Gezamenlijk industrieproject
km/km ²	Kilometer / vierkante kilometer

Acroniem / Afkorting	Beschrijving
LTE	Verlenging voor het leven
m/s	Meter per seconde
MAOP	Maximaal toegestane werkdruk
MFL	Magnetische fluxlekkage
MIEK	Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat
mm	Millimeter
MMBV	Mott MacDonald B.V.
KRM	Kaderrichtlijn mariene strategie
MvO	Memorandum van overeenstemming
MW	Megawatt
n.v.t.	Niet van toepassing
NAM	Nederlandse Aardolie Maatschappij
NDA	Geheimhoudingsovereenkomst
NG	Aardgas
NGT	Noordgastransport B.V.
NL	Nederland
Nm ³	Normaal kubieke meter
NOGAT	Noordelijk Offshore Gastransport B.V.
NPE	Nationaal Plan Energiesysteem
NRD	Notitie Reikwijdte en Detailniveau
NRF	Norton Rose Fulbright
NSE	Noordzee Energie
NSEC	Samenwerking op het gebied van Noordzee-energie
NSWPH	Hub voor windenergie in de Noordzee
OD	Buitendiameter
OHA	Overleg Hergebruik Aardgaspijpleidingen
OPEX	Operationele uitgaven
PAWOZ	Programma Aansluiting Wind Op Zee
PEH	Programma Energie Hoofdstructuur
PH	Partiele Herziening
PIDI	Nationaal Programma Infrastructuur Duurzame Industrie
PL	Pijpleiding
PN	Programma Noordzee 2022-2027
ppm	Delen per miljoen
PtG	Stroom naar gas
pVAWOZ	programma Verbindingen Aanlanding Wind Op Zee
RVO	Rijksdienst Voor Ondernemend Nederland
SAWL	Lengte booglassen onder water (naad gelast)
SCC	Scheuren door spanningscorrosie
SMYS	Gespecificeerde minimale vloeigrens
SSC	Sulfide spanningsscheuren
SSSI	Gebieden van bijzonder wetenschappelijk belang
SSW	Spiraalvormig onder poeder gelast
TEN-E	Trans-Europese energienetwerken

Acroniem / Afkorting	Beschrijving
TNO	Nederlandse Organisatie voor Toegepast-Natuurwetenschappelijk Onderzoek
TNW	Ten Noorden van de Waddeneilanden
TRL	Technologisch gereedheidsniveau
UXO	Niet-ontpofte munitie
VAWOZ	Verkenning Aanlanding Wind Op Zee
VIV	Door vortex veroorzaakte trilling
WFD	Kaderrichtlijn Water
WS	Werkstroom
WT	Wanddikte

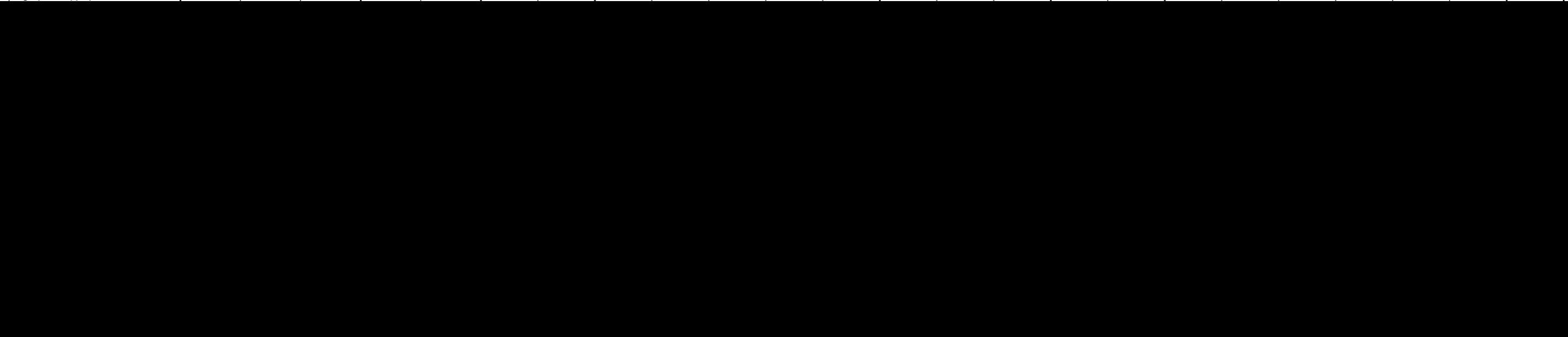
Bijlagen

A.	Offshore pijpleiding database	2
B.	Scenario's	4
C.	Stakeholderscenario's en evaluatiecriteria	9
D.	Andere relevante initiatieven/studies	11
E.	Beoordeling van documenten	15

A. Offshore pijpleiding database

De pijplijndatabase staat op de volgende pagina.

PL No.	PL0003_PR NP-001	PL0142_PR NP-002	PL0154_PR NP-004	PL0090_PR TP-003	PL0091_PR TP-001/TP-002	PL0030_PR NP-007	PL0045_PR	PL0004_PR	PL0098_PR	PL0218_PR	PL0061_PR	PL0038_PR	PL0032_PR?	PL0085_PR	PL0173_PR	PL0025_PR / PPL-1102	PL0024_PR / PPL-2163	PL0099_PR	PL0039_PR	PL0106_PR	PL0138_PR	PL0138_HS	PLxxxx_PR	PL0176_PR
Known as	NGT export	NGT export	NGT export (G-Block)	NOGAT trunkline	NOGAT trunkline	LoCal		HiCal / WGT	WGT extension				Wintershall P6- A			Helm to Ijmuiden	Helder-A to Helm	DPL-15D1	DPL-15C1	DPL-18A1				
PIPELINE DATA																								
Operator	NGT	NGT	NGT	NOGAT	NOGAT	NAM	NAM	Wintershall North Sea	Wintershall North Sea	Wintershall North Sea	Wintershall North Sea	Wintershall North Sea	Wintershall North Sea	Wintershall North Sea	Wintershall North Sea	Petrogas	Petrogas	Taqa	Taqa	Taqa	Taqa	Taqa	DANA	BBL Company
Owner							Exxon Mobil EBN Shell											TAQA WINZ ONE-Dyas Dana EBN	TAQA WINZ ONE-Dyas EBN	TAQA ONE-Dyas Dana EBN				BBL Company
From	L10-A	D15-FA	G17d-A	F3-FB	L2-FA	K15-FB-1	AWG-1	K13-A	J6-A	Q4-C	Q8-A	K18-Kotter-P	P6-A	P12-SW	P11b	Helm	Helder	P15-D	P15-C	P-18A	Q16-FA-1	Q16-FA-1	P11-B	Balgzand
To	Ulthuisen GTI (onshore)	L10-A	G17d-A to ST KP 118.9	L2-FA	Den Helder GTI (onshore)	Den Helder GTI (onshore)	NGT tie-in	Den Helder GTI (onshore)	K13-A	Q8-A	Ijmuiden	Q1-Helder-A	L10 (NGT)	P06-A	P12-SW	Ijmuiden valve station	Helm	Maasvliakte	Hoek van Holland	P15-D	P18-A	P18-A	P15-D	Bacton
For consideration within EIPN	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	No - diameter	No - diameter	No - connectivity	Yes			Yes	Yes	Yes	Unlikely (size)	No - tie-back	No - location and size	No - location and size	Unlikely (size)	Yes - but post 2035
Pipeline type	Trunkline	Trunkline	Trunkline	Trunkline	Trunkline	Trunkline	Flowline	Trunkline	Flowline	Flowline	Pipeline		Flowline			Pipeline	Flowline	Trunkline	Pipeline	Interfield	Flowline	Flowline	Interfield	Int'connector NL <-> UK
Current / previous fluid conveyed	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Oil	Gas			Oil	Oil	Dry-Gas	Oil / Gas Condensate	Gas	Gas	Methanol	Gas	Natural Gas (treated dry sales quality gas)
Field (originating)	Blok A10	Blok D15	Blok G17	Blok F03	Blok L02	K15-FB	AWG-1	K14-FA	J6-A and K5-CC	Q4-C	Q8-A	K18-Kotter-P	P6-A			Helm	Helder	P15-P18-P11- Q10-Q16	P15-Q13	P18-Q16			P11-B	N/A
Platform type	PWH	PWH	PWH	PWH	PWH	Manned jacket with processing		Jacket	Jacket										Process / Living	Production			Production	N/A
Length (offshore) (km)	176	140	65	110	154	84	7	129.6	85.8	~30	~15					59.1	6.2	40.1	42.6	20.8	~15	~15	43	235



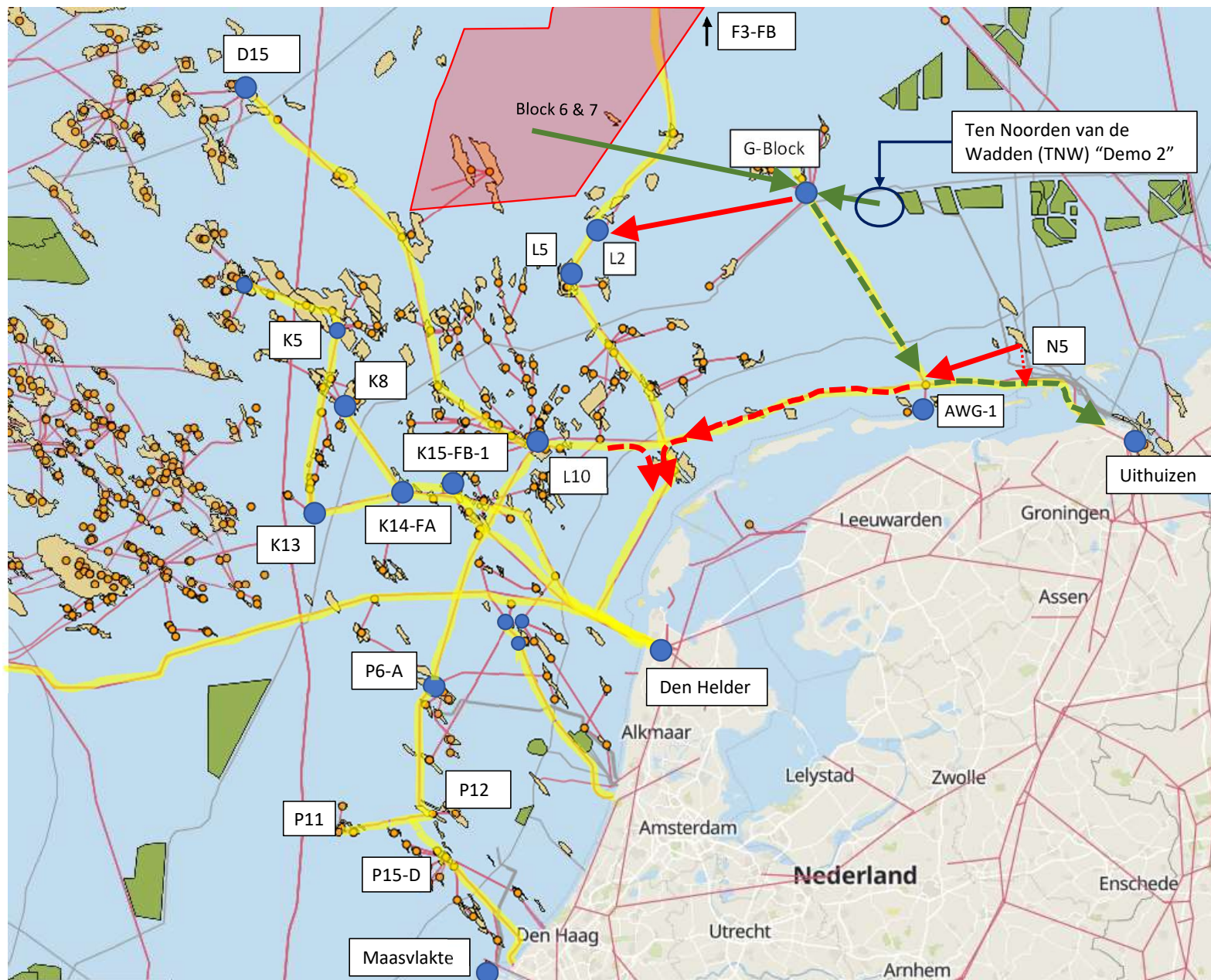
Capacity H2 (GW) [DNV mining report]	10-14	10-14		10-14	10-14	5.9		13.8			1.16		4.2											
Capacity GW [Unisim]	12	14-16	4	4-6	14-16	6.0		18.0	4.0	1.0	0.5					5.0						1.0	0.02	

B. Scenario's

B.1 Scenarios 2030-2040

Scenario 1

Via G-block to Uithuizen



Hydrogen PL repurposed



Hydrogen new PL



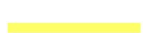
Natural gas reroute



Natural gas new PL



Main pipeline routes



Scenario 2 NOGAT to Den Helder

Hydrogen PL repurposed



Hydrogen new PL



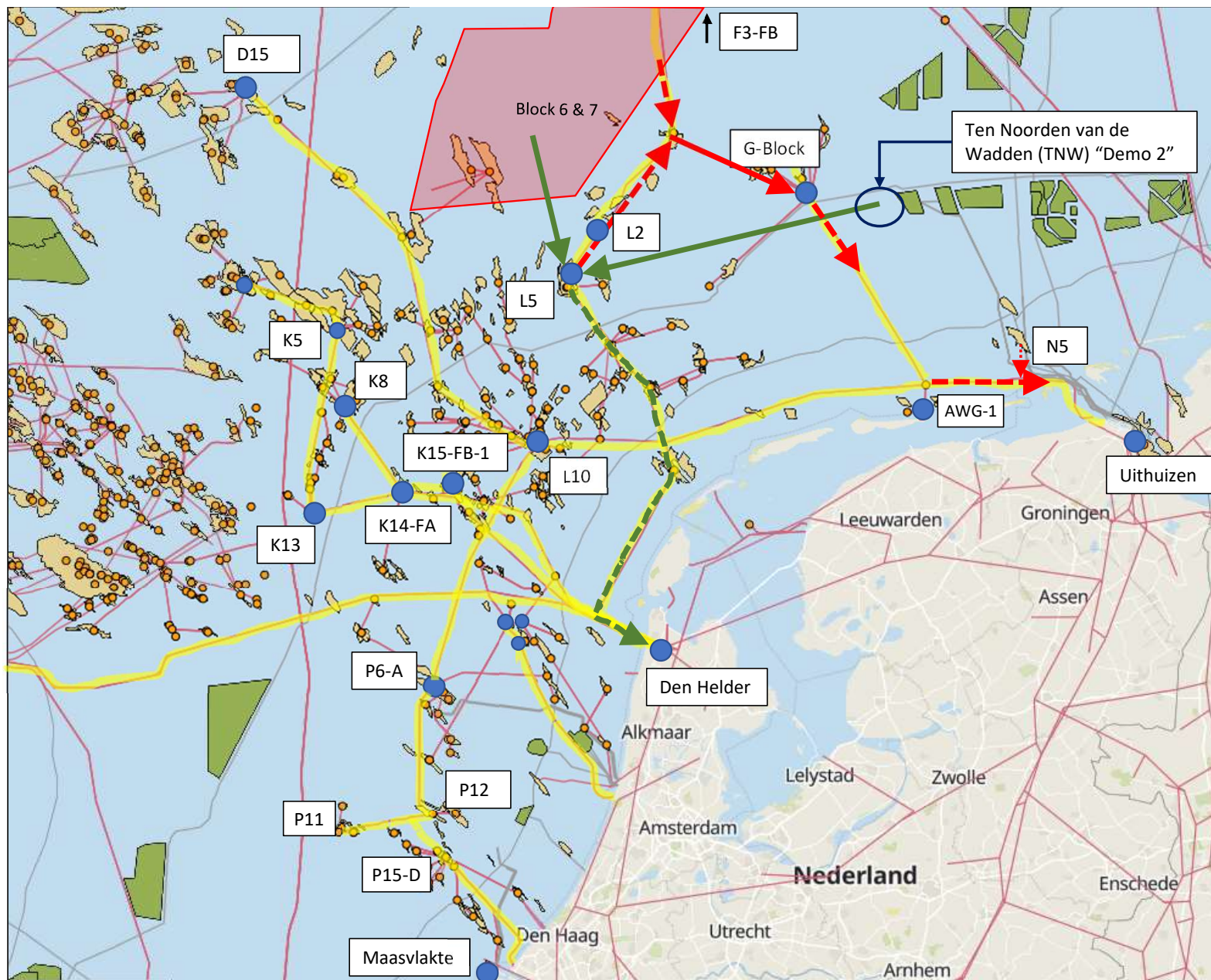
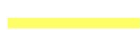
Natural gas reroute



Natural gas new PL

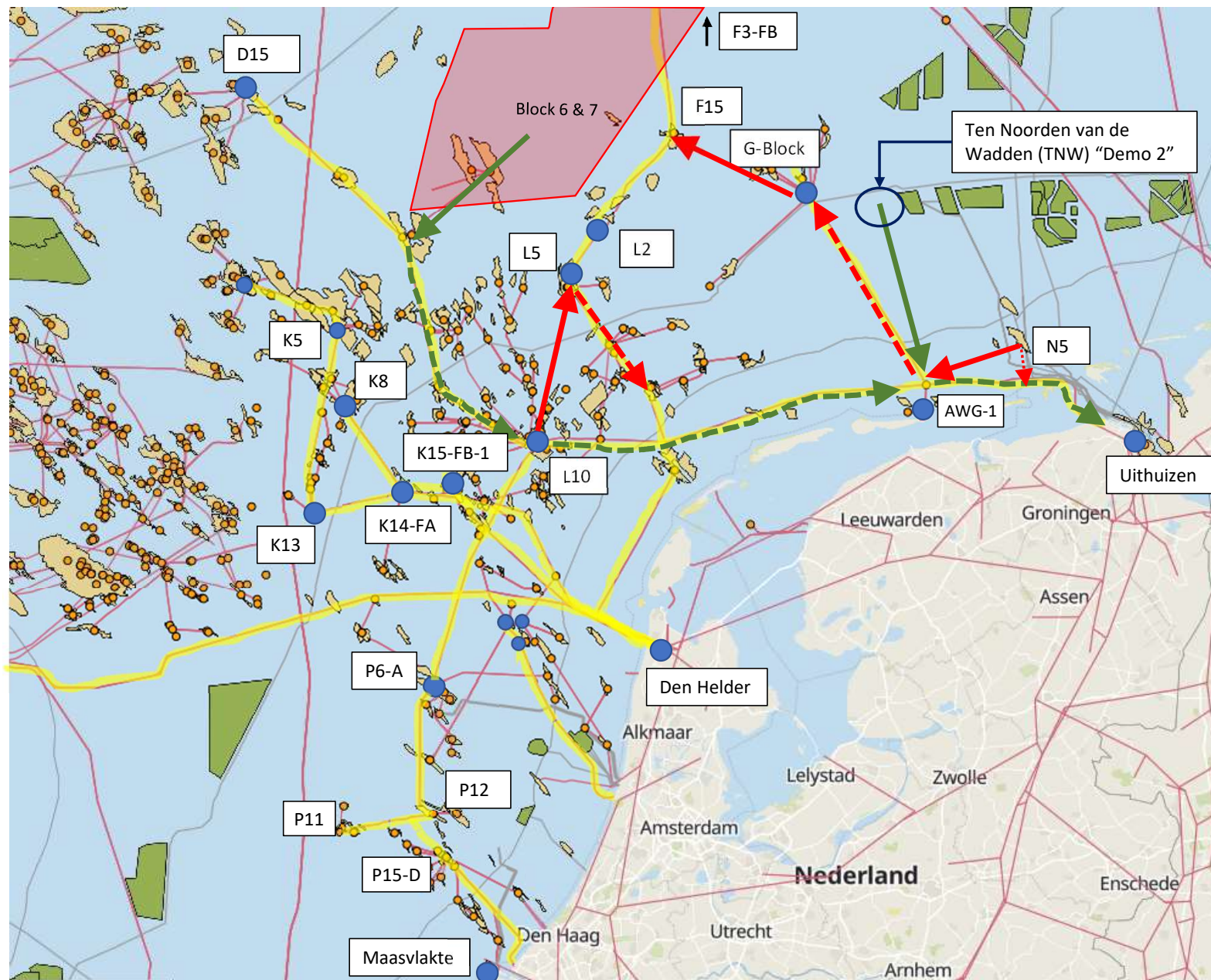


Main pipeline routes

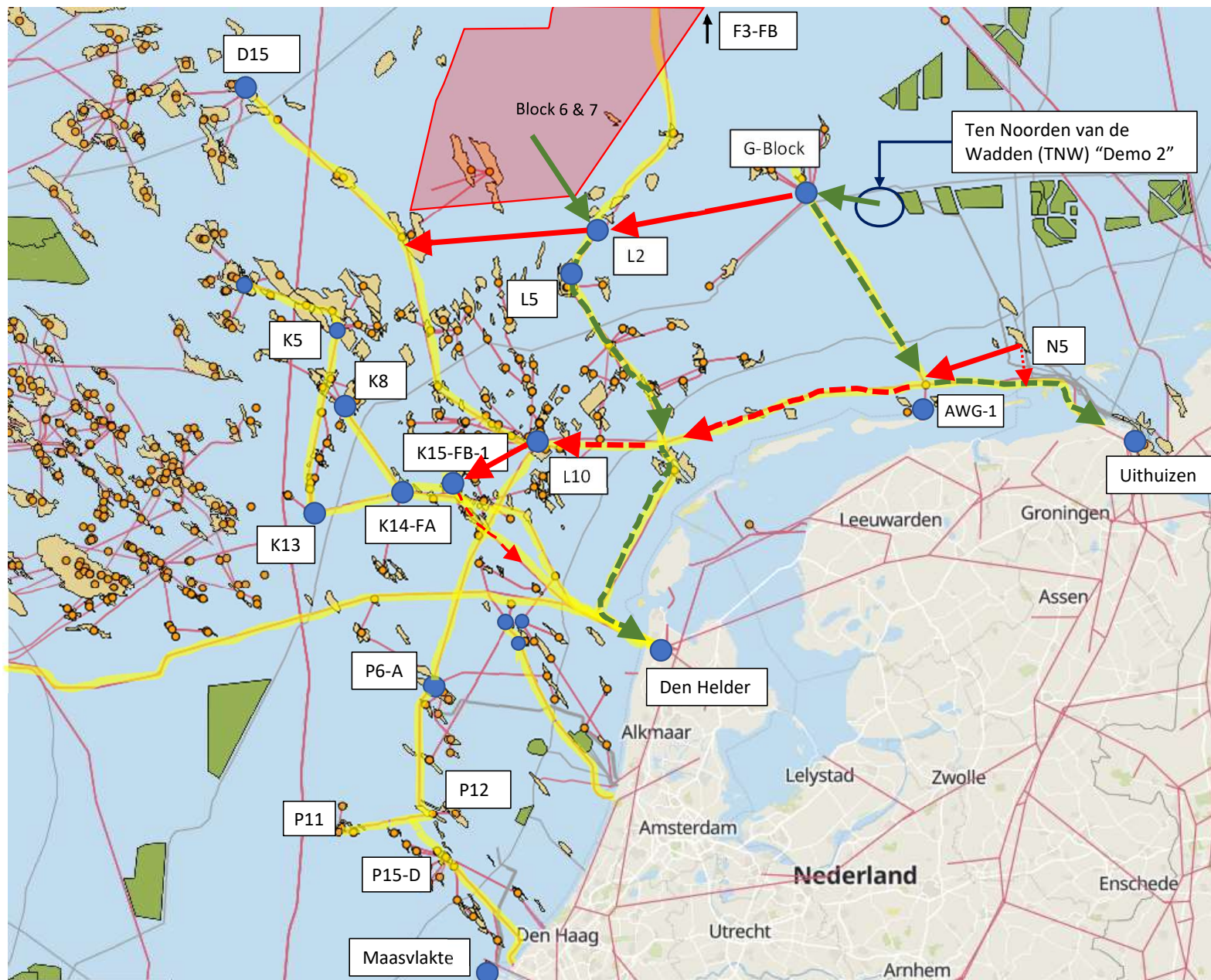


Scenario 3

NGT to Uithuizen

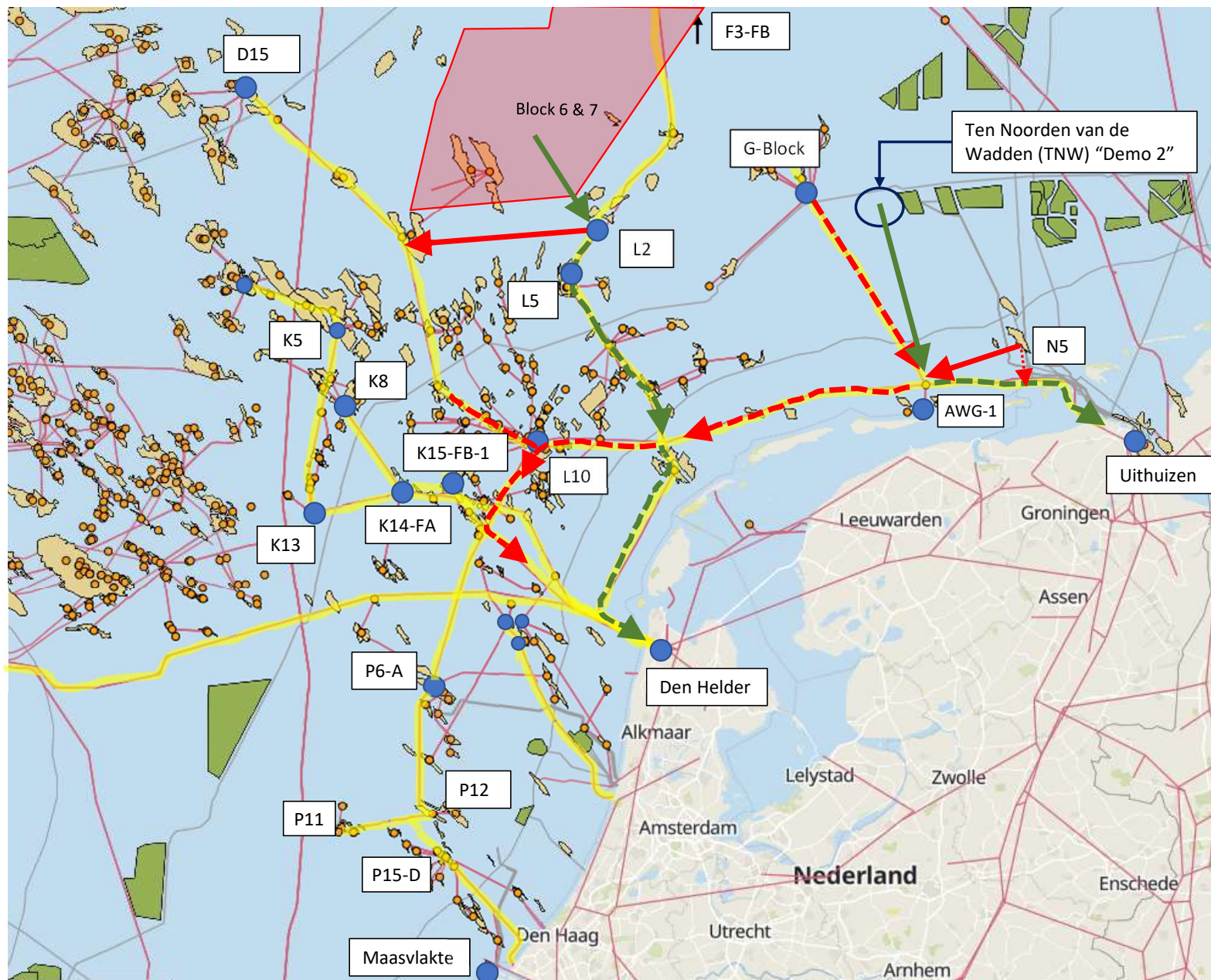


Scenario 4a NGT & NOGAT to Uithuizen / Den Helder



Scenario 4b

NGT & NOGAT
to Uithuizen /
Den Helder



Hydrogen PL repurposed



Hydrogen new PL



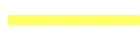
Natural gas reroute



Natural gas new PL

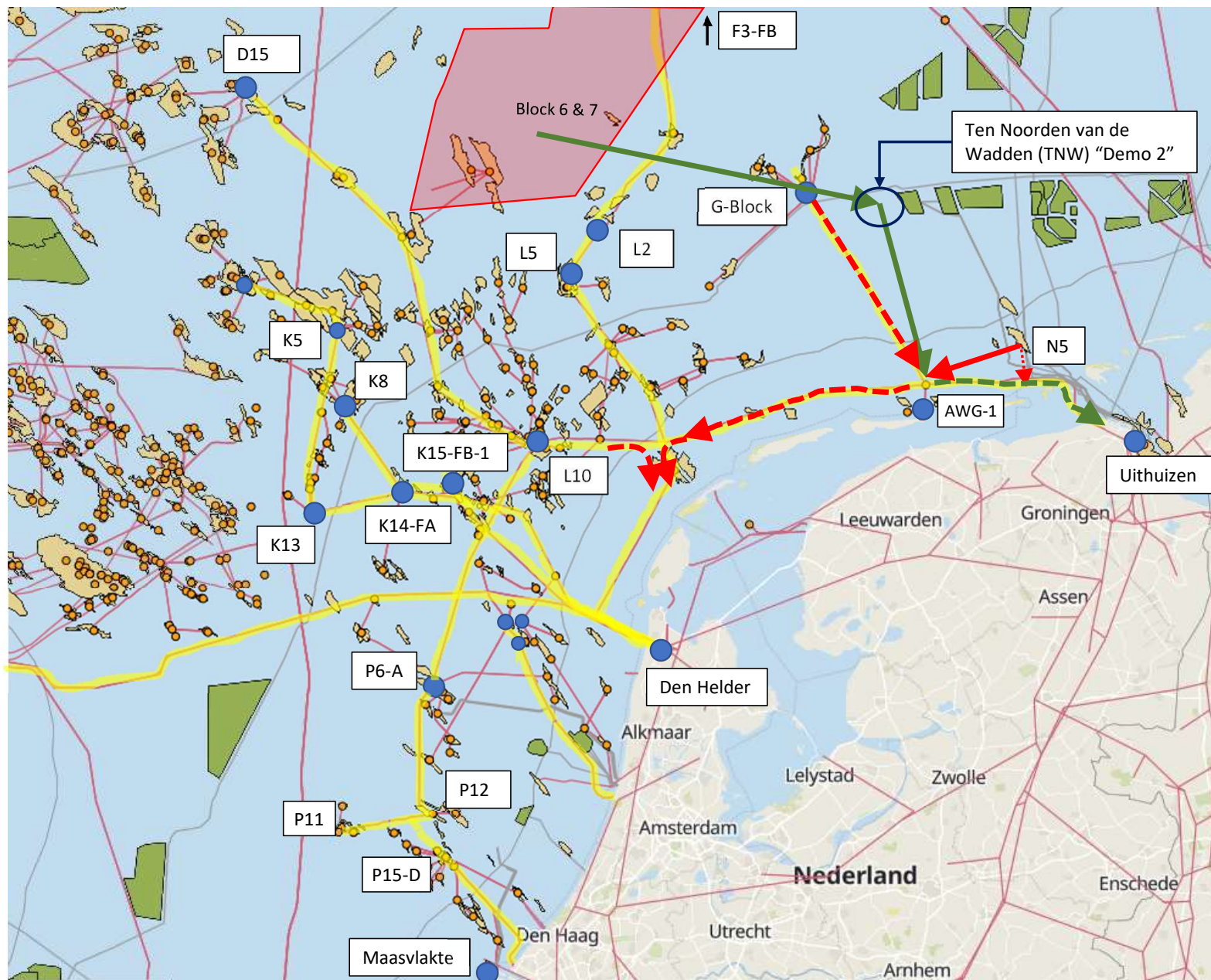


Main pipeline routes



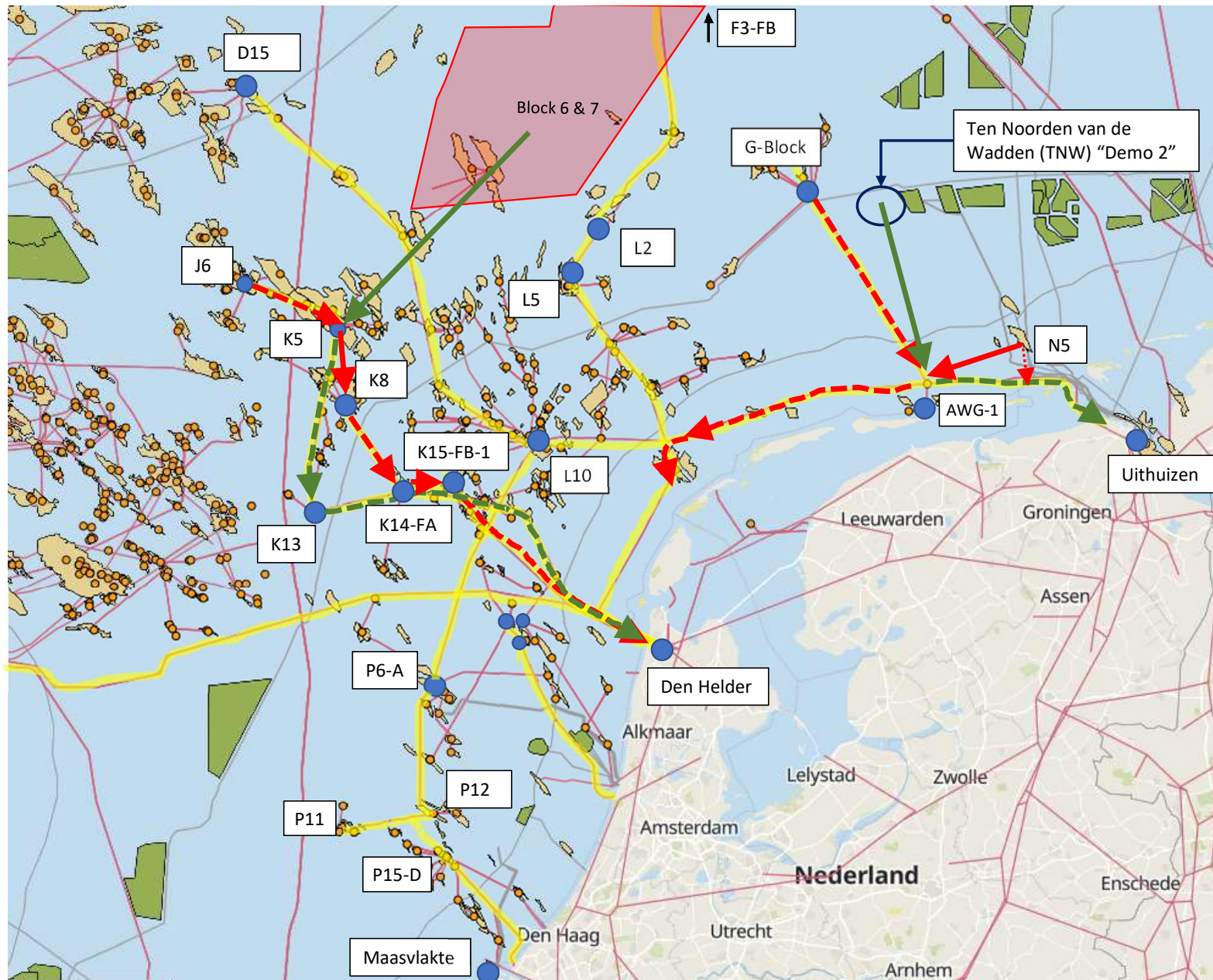
Scenario 5

Reuse Wadden Sea pipeline and landfall section only

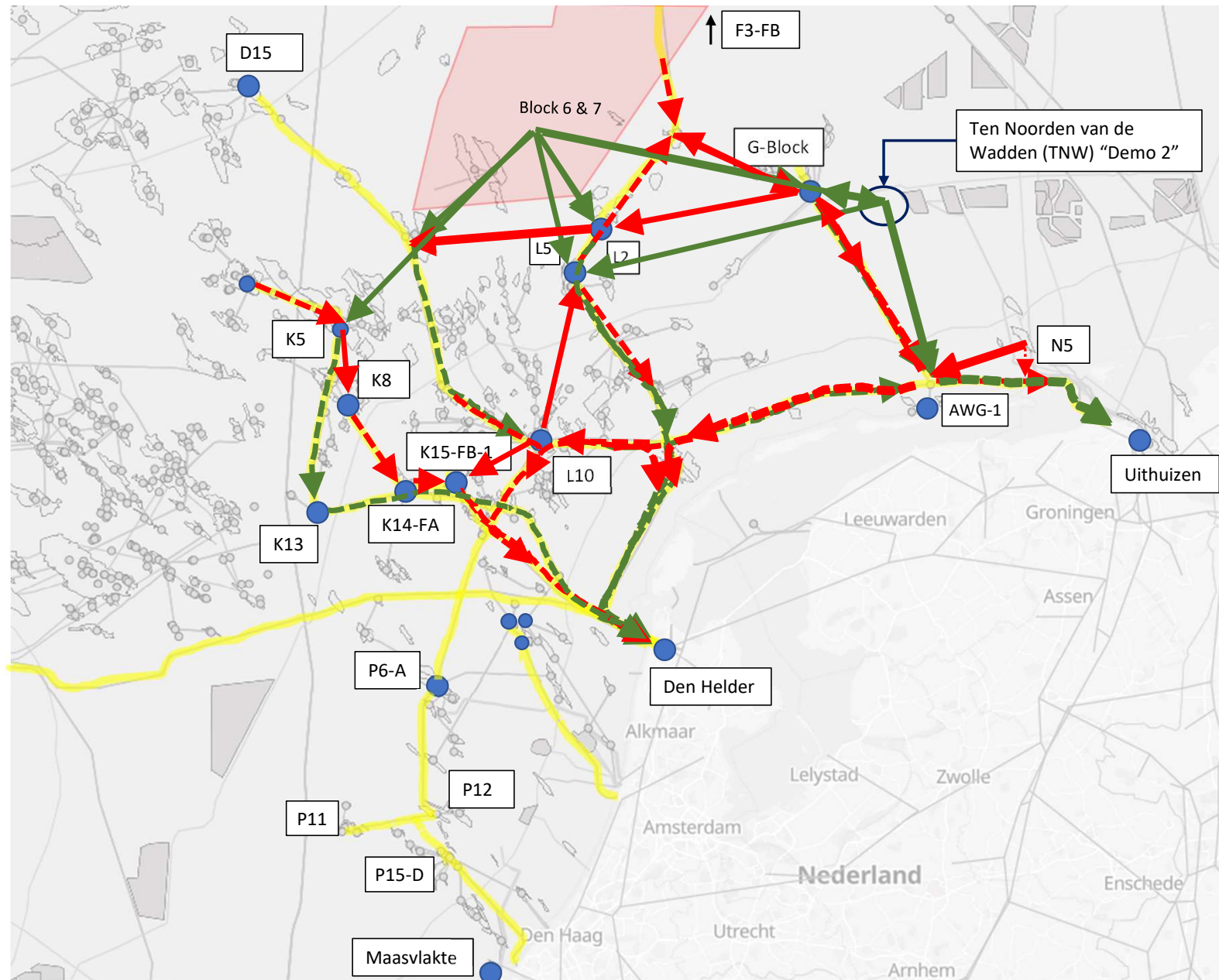


Scenario 6

WGT to Den Helder and NGT to Uithuizen



All Scenarios (heat map)



Hydrogen PL repurposed



Hydrogen new PL



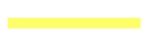
Natural gas reroute



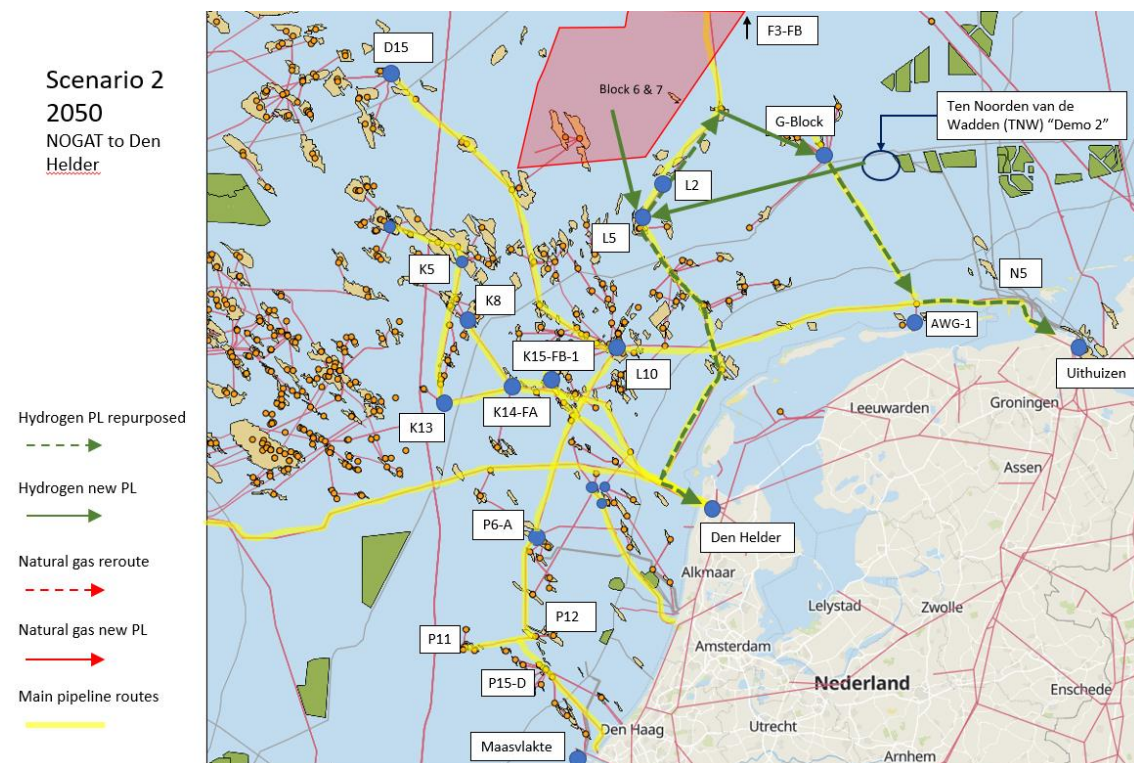
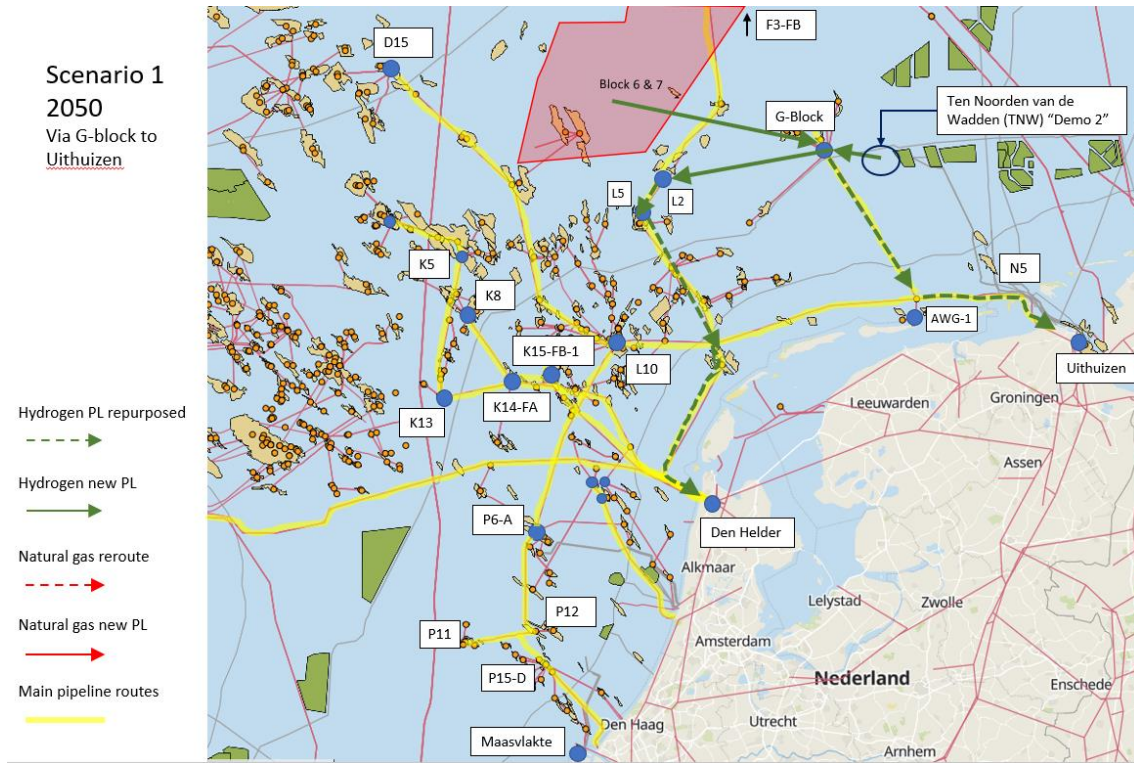
Natural gas new PL



Main pipeline routes

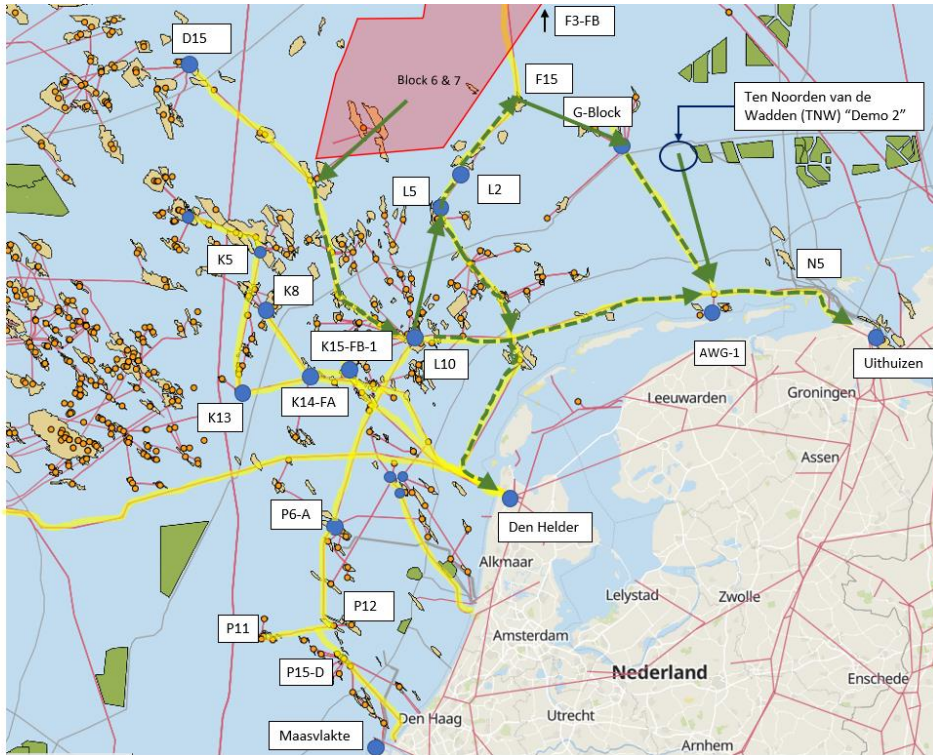


B.2 Scenarios 2050



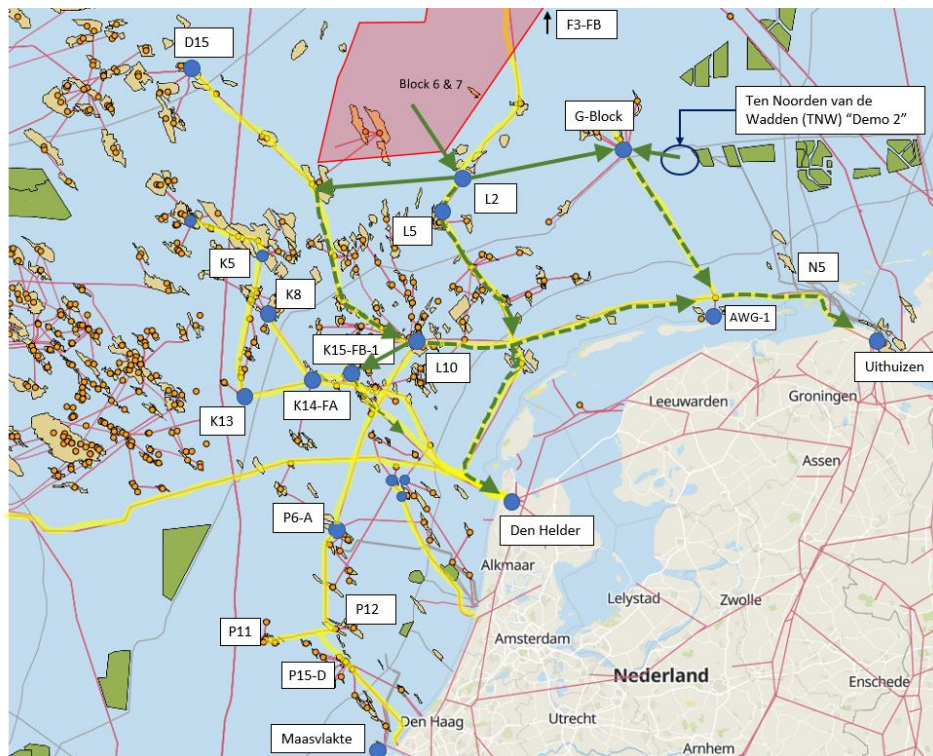
Scenario 3
 2050
 NGT to
 Uithuizen

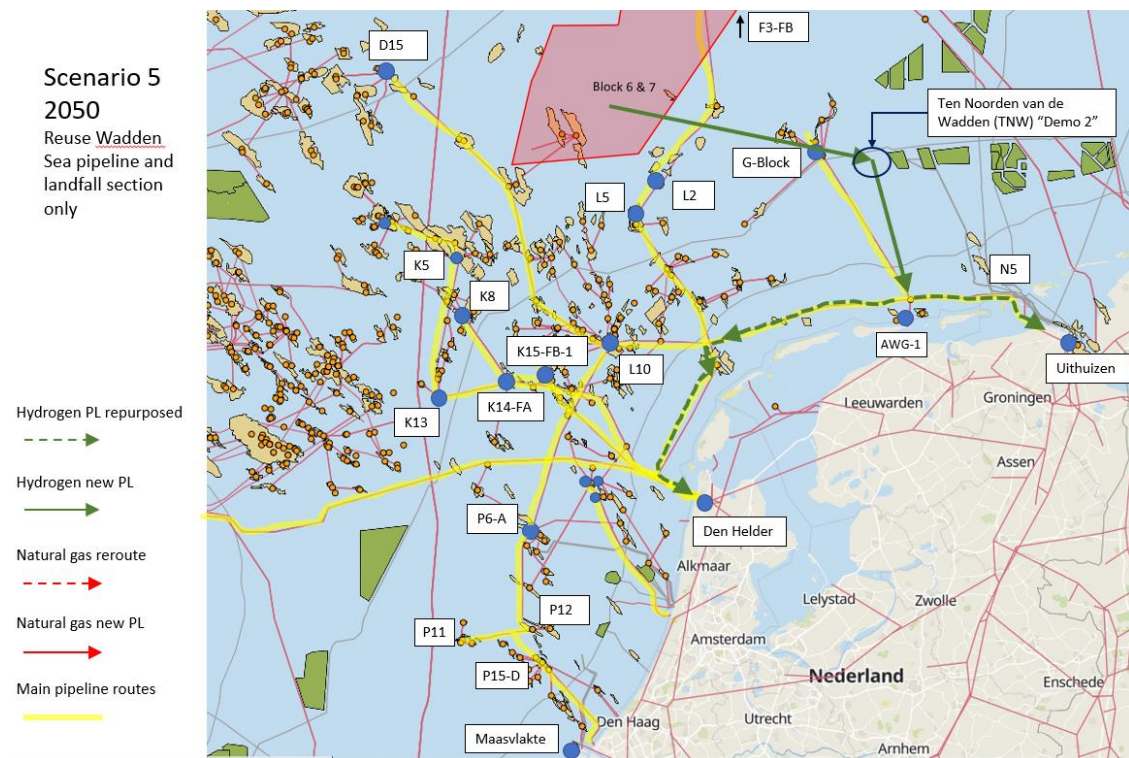
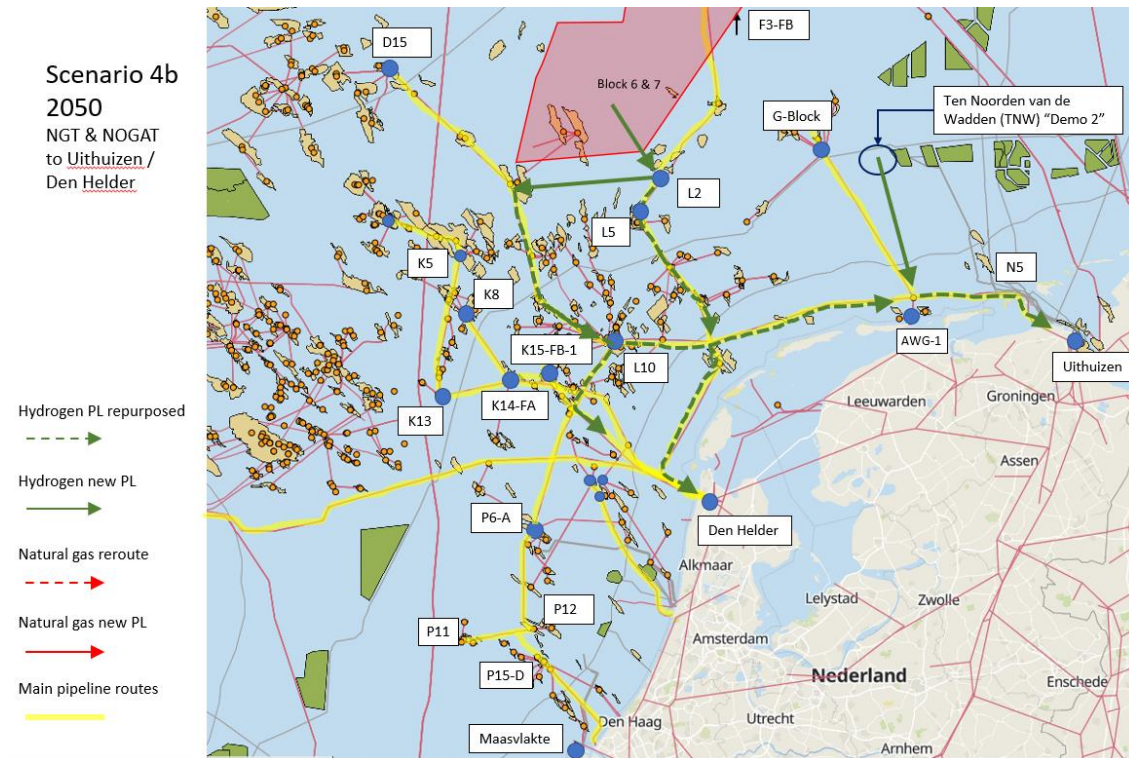
- Hydrogen PL repurposed →
- Hydrogen new PL →
- Natural gas reroute →
- Natural gas new PL →
- Main pipeline routes →

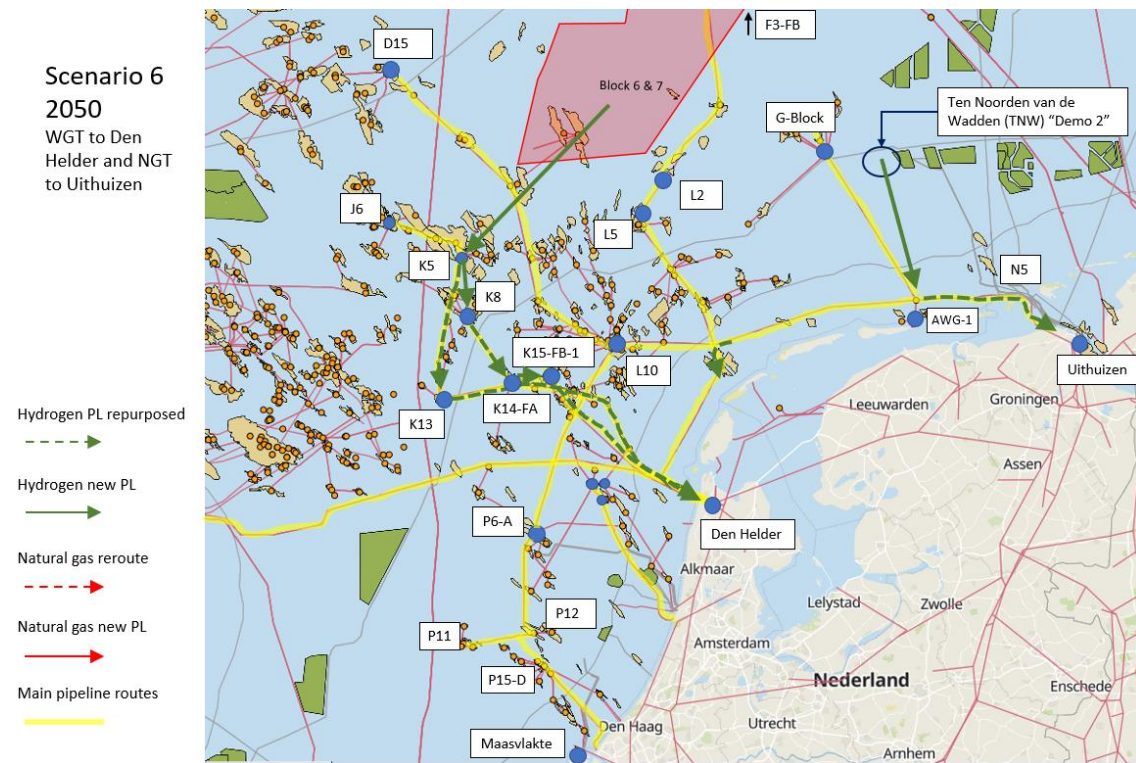


Scenario 4a
 2050
 NGT & NOGAT
 to Uithuizen /
 Den Helder

- Hydrogen PL repurposed →
- Hydrogen new PL →
- Natural gas reroute →
- Natural gas new PL →
- Main pipeline routes →







C. Stakeholderscenario's en evaluatiecriteria

C.1 NOGAT / NGT evaluatiecriteria

NOGAT en NGT hebben de volgende criteria gebruikt om hun eerste negen oplossingen te beperken tot twee⁵⁵. Deze twee scenario's zijn gegeven.

Criterion	Indication of	Subcriterion
Serving of Hydrocarbon clients	Upgrades and adjustments that need to be made to service already contracted NG clients.	Maintaining natural gas quality standards
		Ease of pipeline operation for liquid handling and pigging
		Required investment to serve active natural gas fields
		Required investments to accommodate prospective natural gas fields
Serving of hydrogen clients	An indication of number of new pipelines and its associated costs & the linked energy carrying capacity.	Investment required for Hydrogen transport (SA3, SA6 & SA7)
		Redundancy in pipeline routing to onshore
		Ability to transport the anticipated hydrogen production to shore
Serving of the early H2 pilots (e.g. TNVW)	An indication of the added value or risks of the early TNVW capture.	Early investment for TNVW capture and transitioning to H2 TSO link
Long term use of pipeline system	An indication of best asset utilization for both NOGAT & NGT.	Utilization of NGT & NOGAT pipeline sections for Natural Gas (< 2040)
		Utilization of NGT & NOGAT pipeline sections for Hydrogen (> 2040)
Permitting	Challenges in permitting for construction of pipeline routes, considering their routes through protected areas and length of seabed travelled.	Number of Natura 2000 & EEMS Dollard Region crossings
		Complying to NRD National Environmental Program criteria
Business risks	An indication of risks associated to accommodate a newly chosen strategy or scenario.	Number of parties involved to be successful in closing a combined contract
		Risk of existing natural gas production to be extended and jeopardize hydrogen plans
		Ability to phase investments (over time) in line with the hydrogen development plans
Proximity to storage	Distance to potential storages in Neptune salt caverns & gas fields in the North Sea.	Ease of access to salt caverns for storage

C.2 PAWOZ en pVAWOZ evaluatiecriteria

pVAWOZ en PAWOZ zijn de belangrijkste ruimtelijke planningsprocessen voor de ontwikkeling van routes. De scenario's die in werkstroom 2 worden ontwikkeld, dienen als input voor pVAWOZ en PAWOZ, waarin de beslissing over de routes naar offshore wordt genomen.

PAWOZ gebruikt een Strategische Milieubeoordeling (SEA/PlanMER) en IEA (Geïntegreerde Effecten Analyse) om de beste routeopties te vinden om de waterstof in de vorm van moleculen en elektronen aan land te brengen.

PAWOZ maakt onderscheid tussen de beoordelingscriteria voor de effecten onshore en offshore. SEA offshore omvat bodem en water, natuur, LCA, veiligheid, scheepvaart en ruimtelijke functie.

⁵⁵ Haalbaarheid van het gebruik van NGT & NOGAT pijpleidingen voor het transport van waterstof, versie 1.0, juli 2023, Guidehouse

De SEA onshore omvat leefomgeving in plaats van scheepvaart.⁵⁶ De IEA omvat de SEA en andere thema's die geen betrekking hebben op het milieu, zoals technische complexiteit, landbouw, economie, omgeving, toekomstbestendigheid en planning.

pVAWOZ volgt een ander tijdschema en zal het concept Reikwijdte en Detailniveau voor de SEA hebben (Notitie Reikwijdte en Detailniveau). Hoewel de beoordelingscriteria nog moeten worden gepubliceerd, wordt verwacht dat vergelijkbare criteria als voor PAWOZ zullen worden gebruikt. Ook de algemene invloed van milieufactoren in het besluitvormingsproces voor hergebruikscenario's is van belang. CAPEX-kosten en vraag/aanbod zijn belangrijke factoren, maar er blijven belangrijke vragen zoals hoeveel extra financiële lasten zullen worden genomen om de milieueffecten te verminderen en welke alternatieve opties zijn er voor minder belastende bouwactiviteiten.

⁵⁶ Notitie Reikwijdte en Detailniveau (NRD), Programma Aansluiting Wind op Zee - Eemshaven, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 30/1/2023, https://www.rvo.nl/sites/default/files/2023-02/Notitie-Reikwijdte-en-Detailniveau-PAWOZ_0.pdf

D. Andere relevante initiatieven/studies

Een aantal waterstofgerelateerde initiatieven die zijn voltooid of nog lopen, worden hier ter informatie vermeld.

Tabel D.1: Overzicht van waterstofgerelateerde initiatieven met een korte beschrijving.

Studie / initiatief	Beschrijving
H2Pipe JIP door DNV	H2 pijpleidingen gezamenlijk industrieproject Momenteel wordt waterstof getransporteerd via pijpleidingen die aan land liggen, gemaakt zijn van staal met een lage sterkte, met een laag SMYS-gebruik (<50%) en kleine diameters hebben (meestal 20" of minder). Deze worden beschouwd als 'lage ontwerpniveaus'. Er zijn ook geen offshore specifieke ontwerpnormen voor waterstofpijpleidingen. Het doel van het JIP fase 2 is om voldoende validatie te ontwikkelen voor hogere ontwerpniveaus (complexere ontwerpomstandigheden) om een addendum op DNV-ST-F101 te maken, met richtlijnen voor een herkwalificatieproces. Fase 2 wordt over 2 jaar afgerond en omvat testen. ⁵⁷
Waterstofnetwerk	Onderzoek door Gasunie naar de mogelijkheid om een offshore waterstofnetwerk te creëren. Een waterstofnetwerklus in de Noordzee verbindt de belangrijkste windenergiegebieden op de Noordzee, met beide uiteinden verbonden met de Nederlandse kust. De ambitie is om het te verbinden met het H2-netwerk op land dat al in aanbouw is.
PN 2022-2027 en PH	Programma Noordzee (PN): Programma Noordzee Om de groei van windenergie na 2031 te faciliteren, bereidt de Nederlandse overheid de toewijzing van nieuwe windenergiegebieden op de Noordzee voor, zoals vermeld in de partiële herziening (PH). De PH zal zich richten op de toewijzing van windzoekgebieden 6 en 7 (zie kaarten van PN 2022-2027). In het eerste kwartaal van 2023 is een besluit genomen over de reikwijdte en het proces. Eind 2024 of begin 2025 wordt het definitieve besluit genomen over de toewijzing van windzoekgebieden 6 en 7.
PAWOZ	Programma Aansluiting Wind Op Zee (PAWOZ): Programma Aansluiting Wind op Zee Programma onder leiding van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) waarin de mogelijkheden van toekomstige kabel- en leidingtracés van de Noordzee naar de Eemshaven worden onderzocht. Dit is een apart programma naast pVAWOZ omdat de route van de Noordzee naar de Eemshaven door het natuurgebied Waddenzee loopt, dat op de werelderfgoedlijst van UNESCO staat. De Eemshaven is een belangrijke aanlandingsplaats voor energie. De resultaten van PAWOZ worden in juni 2024 verwacht.
pVAWOZ	Programma Verkenning Aanlanding Wind Op Zee (pVAWOZ): Programma voor het onderzoek van kabelaanlandingspunten voor offshore windenergie Programma onder leiding van EZK waarin wordt onderzocht wat de meest haalbare locaties zijn voor aanlanding van elektriciteit en waterstof uit de offshore windparken. pVAWOZ kijkt vooral naar nieuwe aanlandingslocaties en nieuwe tracés voor kabels/leidingen naar de Noordzee door middel van tracéstudies, installatiestudies, MER-studies en een integrale effectenanalyse.
OHA	Offshore Hybride Activa (OHA) proefproject (voorheen MPI proefproject), geopend door Ofgem, heeft als doel een regelgevend kader te creëren dat van toepassing is op OHA's.
Intentieverklaring Equinor en RWE	Memorandum of Understanding (MoU) ondertekend tussen Equinor en RWE om samen grootschalige energiewaardeketens te ontwikkelen. Als onderdeel van dit MoU zal de export van waterstof van Noorwegen naar Duitsland via een nog aan te leggen pijpleiding worden gerealiseerd.
Waterstof doen	Het GASCADE-ONTRAS-programma 'Doing Hydrogen' beoogt de ontwikkeling van een 475 km lang waterstoftransportsysteem in Oost-Duitsland door middel van het hergebruiken van bestaande en het bouwen van nieuwe pijpleidingen. Het samenwerkingsverband GASCADE-Fluxys ontwikkelt een nieuw te bouwen waterstofpijpleiding van 50 km vanuit de omgeving van Rostock naar het zuiden, als onderdeel van het Oost-Duitse waterstofnet.

⁵⁷ Opknappen van onderzeese pijpleidingsystemen voor H2-transport - H2Pipe JIP, DNV, PowerPoint-bestand, 15/03/23

Studie / initiatief	Beschrijving
AquaDuctus / Aquaventus	Een samenwerking tussen GASCADE en Fluxys voor de ontwikkeling van een offshore waterstofpijpleiding op GW-schaal in de Duitse Noordzee. De pijpleiding is vrij toegankelijk voor alle netwerken en zal tegen 2030 het eerste grootschalige waterstofwindmolenpark verbinden. In een eerste fase verbindt AquaDuctus een waterstofproductiecentrale van 15 MW (AquaPrimus II) voor de kust van Helgoland met de consumenten op het eiland.
Aramis	Samenwerkingsverband tussen TotalEnergies, Shell Nederland, EBN en Gasunie, onder de naam Aramis, voor de ontwikkeling van CO ₂ -transportinfrastructuur om afvang en opslag van kooldioxide (CCS) offshore mogelijk te maken. Het zal een decarbonisatieoplossing bieden voor industrieën door CO ₂ via schepen en/of pijpleidingen naar uitgeputte gasvelden in de Noordzee te transporteren. Er bestaat een synergie tussen Aramis en Porthos/Athos, bestaande offshore CCS-projecten in Nederland.
Re-Stream project	Een industrie-overschrijdend onderzoek, uitgevoerd door DNV en Carbon Limits, voor Gas Infrastructure Europe (GIE), ENTSOE, IOGP en Concawe. Het doel was het identificeren en beoordelen van relevante infrastructuur voor het herbestemmen van bestaande aardgasinfrastructuur voor CCS en waterstoftransport. In totaal namen 67 pijpleidingexploitanten deel aan het onderzoek, met gegevens voor de helft van de totale offshore pijpleidinglengte.
HyDelta 1.0 / 2.0	HyDelta is een onderzoeksconsortium, waaronder DNV, TNO en Gasunie, dat zich richt op het wegnemen van de barrières voor grootschalige implementatie van een H ₂ -economie in NL. HyDelta richt zich met name op veilige integratie van waterstof in de bestaande aardgasinfrastructuur. Fase 1.0 resulteerde in de publicatie van 42 artikelen, inclusief onderzoeksresultaten. In Fase 2.0 zijn meer dan 25 artikelen gepubliceerd.
NPE	Nationaal plan energiesysteem (NPE) Programma onder leiding van RVO om een nationaal plan te ontwikkelen voor het CO ₂ -neutrale energiesysteem van 2050. Samen met stakeholders van de Noordzee worden gewenste doelen voor windenergie in 2025, 2040 en 2050 bepaald. Deze doelen moeten keuzes die nu gemaakt moeten worden vergemakkelijken.
TEN-E-beleid	Het beleidsprogramma Trans-Europese Netwerken voor Energie (TEN-E), geleid door de Europese Commissie, richt zich op het verbinden van de energie-infrastructuur van EU-landen. Het doel is om de grensoverschrijdende energie-infrastructuur van de EU-lidstaten te moderniseren, koolstofarm te maken en met elkaar te verbinden om te werken aan een klimaatneutrale EU in 2050.
NSWPH	North Sea Wind Power Hub (NSWPH) project, geleid door TenneT, Energinet en Gasunie, heeft als doel grootschalige uitrol en integratie van offshore windenergie in de Noordzee te faciliteren. Dit wordt bereikt door windparken te verbinden met centraal gelegen offshore hubs. Centraal staat het leveren van een bijdrage aan de klimaatdoelstellingen van de EU voor 2050.
NL Energy Hub & Waterstoftransportnet op Zee	Samenwerking tussen TenneT en Gasunie om de uitrol van energiehub op de Noordzee te ontwikkelen, zowel conceptueel als projectspecifiek. Als onderdeel van NL energy hub onderzoekt het waterstoftransportnet op zee de mogelijkheid om het bestaande aardgasnetwerk op de Noordzee te hergebruiken voor groene waterstof. Hergebruik van het bestaande netwerk moet worden afgewogen tegen de voor- en nadelen van een nieuw distributienetwerk.
PEH	Programma Energie Hoofdstructuur (PEH) Programma geleid door RVO om de energie-infrastructuur op zee te integreren met de infrastructuur op land. Het PEH onderzoekt welke "snelwegen en kruispunten" nodig zijn voor warmte en chemicaliën, waaronder methaan, CO ₂ en waterstof, om vraag en aanbod in 2050 in balans te brengen.
PIDI	Nationaal Programma Infrastructuur Duurzame Industrie (PIDI) Het doel van het programma is om in samenwerking met de betrokken partijen beslissingen over de energie-infrastructuur te versnellen. Het heeft als doel om vraag en aanbod in balans te brengen en zo net congestie op land te voorkomen. Het MIEK en CES vallen onder de paraplu van PIDI.

Studie / initiatief	Beschrijving
CES	<p>Cluster Energiestrategie (CES)</p> <p>De CES bestaat uit zes industriële clusters (Rotterdam-Moerdijk, Noord-Nederland, Noordzeekanaalgebied, Chemelot, Smart Delta Resources en Het Zesde Cluster) die samenwerken om de uitstoot van broeikasgassen te verminderen. De zes clusters hebben hun plannen en behoeften van de overheid om de uitstoot van broeikasgassen te verminderen in kaart gebracht.</p>
MIEK	<p>Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK)</p> <p>Het MIEK beschrijft de energie- en grondstoffeninfrastructuurprojecten die de Nederlandse overheid zo snel mogelijk wil aanpakken. Het MIEK wordt elk jaar opnieuw geëvalueerd om de voortgang van lopende projecten te controleren en nieuwe projecten toe te voegen. MIEK-projecten worden geselecteerd uit de CES en beoordeeld op robuustheid, urgentie, nationaal belang en klimaatwinst.</p>
NSEC en Esbjerg-verklaring	<p>De North Seas Energy Cooperation (NSEC) ondersteunt en faciliteert de ontwikkeling van een offshore netwerk en een groot potentieel aan hernieuwbare energie op de Noordzee. Deelnemers zijn België, Denemarken, Duitsland, Frankrijk, Ierland, Luxemburg, Nederland, Noorwegen, Zweden en de Europese Commissie.</p> <p>Als onderdeel van het NSEC werd de verklaring van Esbjerg ondertekend tussen Denemarken, Duitsland, België en Nederland om gezamenlijk 65GW in 2030 en 150GW in 2050 aan windenergie te realiseren. Bovendien moet de doelstelling van 20 GW groene waterstof in 2030 gerealiseerd zijn.</p>
TNO Noordzee energieprogramma	<p>Dit publiek-private onderzoeksprogramma onderzoekt een integrale aanpak om een klimaatneutraal energiesysteem te ontwikkelen. De belangrijkste onderzoekspijler is het kijken naar slimme koppelingen van verschillende energiefuncties van de Noordzee, die moeten leiden tot ruimte-, tijd- en kostenbesparing. Gasunie en TenneT zijn lid van dit programma.</p>
Systeemintegratie wind op zee 2030-2040	<p>Het rapport, geschreven door Guidehouse en Berenshot in opdracht van RVO in samenwerking met Gasunie en TenneT, gaat in op de gecoördineerde aanpak om het grote vermogen aan windenergie te integreren met de capaciteit van het distributienet op land. Belangrijkste onderwerpen zijn overschotten, vraagontwikkeling, netto congestie en aanlandingslocaties.</p>
Beleidsopties voor offshore windenergie	<p>Het rapport, dat is opgesteld in opdracht van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK), geeft een overzicht van de beleidsopties en instrumenten voor een nieuwe aanpak van windenergie op zee. De basis van het rapport is gebaseerd op verwachtingen met betrekking tot de behoefte aan elektriciteit, de vraag naar groene waterstof, infrastructuur en elektrolyzers. Er worden drie belangrijke uitdagingen geïdentificeerd: business case, infrastructuur en integratie & interface.</p>
II3050	<p>De Verkenning Integrale Infrastructuur 2030-2050. Gasunie leidt samen met TenneT en regionale netbeheerders dit project waarin het energiesysteem van de toekomst wordt onderzocht. Het doel van II3050 is om een breed gedragen langetermijnperspectief te bieden voor zo'n systeem en de bijbehorende energienetten.</p>

Figuur D.1: Voorgesteld offshore waterstofnetwerk door HyNetwork Services⁵⁸.



⁵⁸ Nederlands landelijk waterstofnetwerk van start in Rotterdam, Persbericht, Gasunie, 27/6/23, <https://www.gasunie.nl/en/news/dutch-national-hydrogen-network-launches-in-rotterdam>

E. Beoordeling van documenten

Dit gedeelte wordt gebruikt om relevante white papers, begeleidingsdocumenten etc. op te sommen die niet in het gedeelte codes/normen of in het gedeelte initiatieven van het rapport passen.

- Witboek over integriteitsbeheer en herbestemming van waterstofpijpleidingen van EPRG
 - Resultaat van een onderzoeksprogramma dat richtlijnen geeft voor het gebruik van ASME B31.12 en hiaten in de kennis identificeert. Gericht op hergebruik van pijpleidingen voor 100% pure waterstof, maar ook toepasbaar op mengsels en nieuwe pijpleidingen.
- Leidraadrapport (geleverd door NGT/NOGAT)
 - Dit rapport beoordeelt het potentiële hergebruik van NGT- en NOGAT-pijpleidingen voor waterstof door uit te gaan van een laag, gemiddeld en hoog productiescenario en een multicriteria-analyse (MCA) toe te passen. Er werden twee scenario's gevonden waarop kasstroommodellen werden uitgevoerd. Het rapport besprak vervolgens de gasmarkten, de achtergrond van regelgeving en bestaande belanghebbenden.
- OOW-papier
- Rapport Enersea

De beschikbare gegevens die bij de EIPN-aanbesteding zijn verstrekt, zijn beoordeeld en samengevat in onderstaande tabel.

Tabel E.2: Overzicht van de beschikbare gegevens die bij de EIPN-aanbesteding werden geleverd.

Document	Opmerkingen / bevindingen
DNV - Onderzoek naar hergebruik van mijnbouwlocaties en infrastructuur	<p>Overweeg actualiteit / beschikbaarheid in 2030. Vraag, nieuwe exploratie. En nieuwe pijpleidingen.</p> <p>Voordelen van gemengd transport van waterstof en aardgas en scheiding aan land.</p> <p>Het "Re-stream" project van DNV en Carbon Limits 2021 concludeerde dat de meeste offshore pijpleidingen hergebruikt kunnen worden voor puur H₂, gebaseerd op de huidige stand van kennis en standaarden. NGT, NOGAT, LOCAL en WGT kunnen in theorie allemaal worden gebruikt voor 100% H₂.</p> <p>Wat is de totale benodigde capaciteit vergeleken met de bestaande capaciteit? Dit rapport zegt dat de capaciteit voldoende is, ervan uitgaande dat er geen beperkingen zijn voor de maximale opvoerdruk.</p> <p>Kosten, nieuw: 30k - 60k EUR/km</p> <p>Kosten, hergebruik: 0,3k-13k EUR/ch/km⁵⁹</p> <p>De aanleg van nieuwe pijpleidingen neemt 5 tot 6,5 jaar in beslag, inclusief vergunningen.</p> <p>API 5L X42 en X52 zijn bewezen voor gebruik met waterstof</p> <p>Bestaande platforms, bemand/onbemand, mogelijk om gascompressoren te verwijderen en te vervangen door waterstofcompressoren en elektrolyzers.</p> <p>Bestaande herbestemmingsprojecten: Gasunie pijpleiding in Zeeuws-Vlaanderen van Dow Chemicals naar Yara in 2018.</p>

⁵⁹ DNV, Rapport No. 23-0026, Hoofdstuk 5: Hergebruik van infrastructuur op de Noordzee voor waterstoftransport (vertaald uit het Nederlands), Rev 2

Document	Opmerkingen / bevindingen
Intecsea - Tracé en aanleg nieuwe pijpleiding door Waddenzee (Ev10A-REP-01556 PAWOZ H2 Eemshaven_1)	Er is een onderzoek afgerond om een route te bepalen voor een nieuwe waterstofpijpleiding (36" OD) door de Waddenzee. Er is informatie over aanlandingstechnieken, locaties en nieuwe geometrie van pijpleidingen. Er is een evaluatietabel voor de beste locaties/routes.
Hergebruikopties (CONCEPT) (1)	Dit zijn de 6 opties die Gasunie heeft ontwikkeld.
Onderzoek naar de mogelijkheden van hergebruik van bestaande offshore gaspijpleidingen - paper	Eerste pijpleiding operationeel 2031, moet groot genoeg zijn voor demoproductie. Tweede pijpleiding van 2035-2040. Pure waterstof gepland. Bijmenging overwogen door EZK. Veiligheidsprincipes die moeten worden opgenomen. De toegang tot opslagfaciliteiten moet worden overwogen. Resterende capaciteit voor toekomstige aardgasexport. Deel A - integriteitsbeoordeling (uitgevoerd door de afdeling veiligheidsinspectie van Gasunie). Deel B - Scenario's en gevolgen bepalen.
NOGAT paper - Slimme versnelling naar grootschalige groene waterstofproductie op de Noordzee	Kosten voor hergebruik van pijpleiding voor H worden geschat op 10% van de kosten van een nieuwe pijpleiding. Het aanlandingspunt van de NGT pijpleiding is Eemshaven in Groningen. 10-14GW H capaciteit. Het aanlandingspunt van de NOGAT pijpleiding is Den Helder, Noord-Holland. 10-12 GW H capaciteit. 6-8 DC-stroomkabels van elk 2GW zijn niet nodig bij gebruik van pijpleidingen. Ofwel gas omleiden naar NGT of naar NOGAT. Drie waterstofproductiescenario's voor verschillende tijdschalen.

Aanvullende documenten die niet bij de EIPN-aanbesteding zijn verstrekt, zijn als volgt beoordeeld:

Tabel E.3: Controle van documenten die niet met de EIPN-aanbesteding werden meegeleverd.

Document	Opmerkingen / bevindingen
DNV - Pijpleidingen hergebruiken voor waterstof - White paper Ongedateerd	Dit document geeft richtlijnen voor de algemene impact van waterstof op een pijpleidingennetwerk. Biedt een overzicht van de bestaande codes en normen voor transmissiepijpleidingen en hun geschiktheid voor waterstof. Het belicht de tekortkomingen van veel normen en belangrijke overwegingen voor het hergebruik van pijpleidingen. Vermeldt drie lopende gezamenlijke industriële projecten (JIP's): <i>HYREADY, H2Pipe, In-service lassen op pijpleidingen met methaan/waterstofmengsels</i> . Gaat in op een evaluatieproces en enkele beoordelingen die nodig kunnen zijn met betrekking tot materiaaleisen, MAOP, scheurtjes en waterstofbrosheid, risicogebaseerde benadering van vermoeiing en hydraulica. Bespreekt de noodzaak van materiaaltesten om risico's te beperken, bijvoorbeeld breuktaaiheid (wat een uitdaging is om onder water uit te voeren). Geeft vijf internationale projectvoorbeelden die de geschiktheid van waterstof in infrastructuur onderzoeken en die worden ondersteund door DNV

Rapport Koolstofgrenzen:

Re-Stream - Studie over het hergebruik van olie- en gasinfrastructuur voor waterstof en CCS in Europa (oktober 2021)

