

A large teal graphic element on the left side of the page, consisting of a triangle pointing upwards at the top, a horizontal line, and a vertical line extending downwards from the left side of the horizontal line, forming a partial 'L' shape.

Energie Infrastructuur Plan Noordzee 2050

Werkstroom 3 Rapport
Constructievorm van energiehubs

Maart 2024

This page left intentionally blank for pagination.

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

mottmac.com/netherlands

Energie Infrastructuur Plan Noordzee 2050

Werkstroom 3 Rapport
Constructievorm van energiehubbs

Maart 2024

Issue and Revision Record

Revision	Date	Originator	Checker	Approver	Description
A	22-09-2023	A. Bahler, A. Douglas, B. Dawson, B. Pouckovic, B. Terlingen, D. Reid, I. Stoter, J. Paul, N. Goswami V. Pajic	J. Paul	B. Dawson	First Draft Report
B	20-10-2023	A. Bahler, A. Douglas, B. Dawson, B. Pouckovic, B. Terlingen, D. Reid, I. Stoter, J. Paul	J. Paul	B. Dawson	Revisie B
C	20-10-2023	A. Bahler, A. Douglas, B. Dawson, B. Pouckovic, B. Terlingen, D. Reid, I. Stoter, J. Paul	J. Paul T.den Hartog	J. Bolck	Revisie C
D	16-11-2023	I. Stoter	T. Den Hartog	J. Bolck	Revisie C, Nederlandse versie
E	18-12-2023	I. Stoter	T. Den Hartog	J. Bolck	Revisie E
F	22-01-2024	I. Stoter	T. Den Hartog	J. Bolck	Eindrapport Revisie F
G	07-03-2024	J. Bergsma	T. Den Hartog		Eindrapport Revisie G Titel is aangepast naar Constructievorm van Energiehubs

Document reference: 207 | 100125 | G |

Information class: Standard

This document is issued for the party which commissioned it and for specific purposes connected with the above-captioned project only. It should not be relied upon by any other party or used for any other purpose.

We accept no responsibility for the consequences of this document being relied upon by any other party, or being used for any other purpose, or containing any error or omission which is due to an error or omission in data supplied to us by other parties.

This document contains confidential information and proprietary intellectual property. It should not be shown to other parties without consent from us and from the party which commissioned it.

Inhoudsopgave

Managementsamenvatting	1
1 Introductie & Scoping	6
1.1 Omvang van het werk	8
1.2 Uitsluitingen	9
1.3 Referentielijst	9
1.4 Lijst van Afkortingen en Acroniemen	15
2 Project Context	18
2.1 Demonstratieprojecten	19
2.2 Zoekgebieden 6 en 7	20
2.3 Werkstroom 1 Samenvatting	20
2.3.1 Werkstroom 1 Koppelen aan Werkstroom 3	21
2.4 Definitie van een Energiehub	24
2.5 Rol van de Overheid	25
2.6 Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat	27
2.7 Ministerie van Economische Zaken en Klimaat	28
2.8 TenneT	29
2.9 Gasunie	31
2.10 Energie Beheer Nederland	32
2.11 Omstandigheden in Zoekgebieden 6 en 7	32
2.11.1 Haalbaarheid van eilandbouw in 50 m waterdiepte	35
2.11.2 Het Deense Energie-Eiland	35
2.11.3 Het Belgische Energie-Eiland	35
2.12 Ondergrondse Opslag van Waterstof	36
2.13 CCUS-Infrastructuur	37
2.14 Bestaande Pijpleidinginfrastructuur	38
2.15 Olie- en Gasactiviteiten	39
2.15.1 Project Development Life Cycle	41
2.15.2 Conceptuele Ontwerp Maturiteit	42
3 Aanpak voor Werkstroom 3	44
3.1 De Scope Definiëren	44
3.2 Scope vereisten	45
3.3 Samenvatting van Werkstroom 3 Voorstudies	45
3.4 Verrijkingssessies	54
3.4.1 Verrijkingssessie met het Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (IenW)	55
3.4.2 Verrijkingssessie met Gasunie en TenneT	56
3.4.3 Belangrijke Beslissingen en het Afwegingskader	58

3.5	Verrijkingssesie met EBN	65
3.6	Tijdschema voor Betrokkenheid van Belanghebbenden	66
4	Tijdelijk Besluitvorming	68
4.1	Locatie Energiehub	72
5	Besluitondersteuning en beoordelingskader	73
5.1	Multi-Criteria Decision Analysis	73
5.2	Beoordelingskaders en trechterproces	74
5.3	Evaluatiecriteria en Weging	78
5.4	Scoringmethode	83
5.4.1	Scoringsconventie	83
5.4.2	Schaalintervallen	84
5.4.3	Score Normalisatie van Schaalintervallen	85
5.4.4	Score Normalisatie van Collectieve Bijdrage	85
5.4.5	Score samenvoegen	85
5.4.6	Gebruik van Wegingen	85
5.4.7	Interpretatie van Resultaten	85
5.4.8	Omzetting van Resultaten	85
5.4.9	Sensitiviteitsanalyse	86
5.5	Hulpmiddelen	86
6	Vergelijking van het Energiehub concept	87
6.1	Evaluatie 1 – constructievorm energiehub	87
6.1.1	Besluitvorming	87
6.1.2	Kunstmatige eilanden	94
6.1.3	Soorten platforms	96
6.1.4	Veiligheid & Beveiliging	98
6.1.5	Milieu	103
6.1.6	Economie	117
6.1.7	Realisatie & technische haalbaarheid	122
6.1.8	Gebruik en Onderhoud	136
6.1.9	Toekomstbestendigheid	142
6.2	Gecentraliseerde versus Gedecentraliseerde Compressie	146
6.3	Gecentraliseerde Compressie op Platforms versus Kunstmatige Eilanden	147
6.3.1	Invloed van Compressortrillingen op Platforms	148
6.3.2	Economische Aspecten van de Bouw van een Kleiner Eiland	148
6.4	Conceptvergelijking (Evaluatie 2)	148
6.4.1	Veiligheid & Beveiliging	153
6.4.2	Milieu	154
6.4.3	Economie	159
6.4.4	Realisatie en Technische Haalbaarheid	163
6.4.5	Gebruik en Onderhoud	168

6.4.6	Toekomstbestendigheid	171
7	Concepten voor Waterstofproductie	175
7.1.1	Potentiële Impact van Concepten voor Waterstofproductie	176
8	Resultaten van de Evaluatie	180
8.1	Evaluatie 1 - Eilanden vs Platforms vs Hybride Configuratie	180
8.1.1	Wegingen	180
8.1.2	Sensitiviteitsanalyse voor Weging	183
8.2	Evaluatie 2 - Conceptvergelijking	186
8.2.1	Wegingen	186
8.2.2	Sensitiviteitsanalyse voor Weging	186
8.3	Scenario's	188
9	Conclusies en Vervolgstappen	190
9.1	Conclusies	190
9.2	Vervolgstudies	193
9.3	Samenvatting en advies	194
A.	Overzicht van Scores	195
B.	Overzicht van de Scoringsvolgorde	196
C.	Feedback van Belanghebbenden	199
D.	Aangepaste Schema's van het NSWPH Programma	204
Tables		
Tabel 1.1:	Samenvatting van Werkstroom 3 Documentatie	9
Tabel 2.1:	Sedimenteigenschappen van zones 6 en 7 (ref. 1).	34
Tabel 2.2:	Overzicht van de bestaande en toekomstige infrastructuur in zoekgebieden 6 en 7 (ref. 18).	38
Tabel 2.3:	Overzicht van de status van mijnbouwvergunningen in zoekgebieden 6 en 7, samen met de naam van de exploitant en de einddatum van de vergunning. WIVA = aanvraag winningsvergunning (ref. 18).	40
Tabel 2.4:	AACE 18R-97 Kostenramingsclassificatiesysteem (ref. 38).	41
Tabel 3.1:	Kenmerken van de NSE Energy Hub (ref. 7).	47
Tabel 3.2:	Documentatie Gasunie en TenneT	49
Tabel 3.3:	Mogelijke functionaliteiten van windzoekgebieden (ref. 6).	53
Tabel 3.4:	Concepten van Energiehubs voorgesteld door TenneT	60

Tabel 3.5: Tijdschema voor het betrekken van belanghebbenden, inclusief de datum, het onderwerp en de deelnemers.	66
Tabel 4.1: Energie export en waterstofproductie op zee tijdlijn . Het schema houdt geen rekening met regelgeving en technologie beperkingen .	68
Tabel 4.2: Beslissingstijdlijn	71
Tabel 5.1: Combinaties van eilanden en hybride oplossingen .	75
Tabel 5.2: Combinaties van platformgebaseerde oplossingen.	76
Tabel 6.1: Definitie van de concepten.	93
Tabel 6.2: Evaluatie 1 Score - Veiligheid tijdens bouw & installatie .	100
Tabel 6.3: Evaluatie 1 Score - Veiligheid tijdens gebruik en onderhoud	101
Tabel 6.4: Evaluatie 1 Score - Beveiliging .	102
Tabel 6.5: Evaluatie 1 Weging - Veiligheid .	102
Tabel 6.6: Conceptinformatie.	105
Tabel 6.7: Levenscyclusinventaris van een caissoneiland.	106
Tabel 6.8: Jacket platform 2 GW HVDC, 500 MW PtG Levenscyclusinventaris (ref. 20).	107
Tabel 6.9: Compressieplatforms Levenscyclusinventaris (ref. 22).	107
Tabel 6.10: Levenscyclusinventaris van windturbines (ref. 22 & 42).	108
Tabel 6.11: Levenscyclusinventaris van PEM-elektrolyser (ref. 22 & 43).	109
Tabel 6.12: Levenscyclusinventaris arraykabels (ref. 22).	109
Tabel 6.13: Evaluatie 1 Scoren - Klimaatverandering.	112
Tabel 6.14: Evaluatie 1 Score - Ecologische effecten tijdens de bouw .	114
Tabel 6.15: Evaluatie 1 Score - Ecologische impact tijdens gebruik.	116
Tabel 6.16: Evaluatie 1 Weging - Milieu .	117
Tabel 6.17: Concept 1 - Energiehub op eilanden Kostenraming (analyse Mott MacDonald).	120
Tabel 6.18: Kostenraming hybride hub (analyse Mott MacDonald).	120
Tabel 6.19: Kostenraming Hub op platform (Concept 2a) (analyse Mott MacDonald).	121
Tabel 6.20: Evaluatie 1 - Economie Score en weging .	121
Tabel 6.21: Evaluatie 1 Score - Ontwikkelingstijd tot operaties.	123
Tabel 6.22: Constructie en installatie Voor- en nadelen voor ontwerpen van platforms (ref. 20).	124
Tabel 6.23: Evaluatie 1 Score - Constructie- en installatiebeperkingen .	127
Tabel 6.24: Evaluatie 1 Score - Complexiteit van de toeleveringsketen.	130
Tabel 6.25: Evaluatie 1 Score - Vergunning .	131
Tabel 6.26: Evaluatie 1 Score - Technology Readiness .	134
Tabel 6.27: Evaluatie 1 Score - Waterdiepte .	134
Tabel 6.28: Evaluatie 1 Score - Systeemintegratie .	135
Tabel 6.29: Evaluatie 1 Weging - Realisatie & Technische haalbaarheid .	136
Tabel 6.30: Evaluatie 1 Score - Complexiteit van het gebruik.	137
Tabel 6.31: Evaluatie 1 Score - Onderhoudscomplexiteit .	139
Tabel 6.32: Evaluatie 1 Score - Beschikbaarheid/betrouwbaarheid .	141
Tabel 6.33: Evaluatie 1 Score - Flexibiliteit	142
Tabel 6.34: Evaluatie 1 Weging - Gebruik & onderhoud .	142
Tabel 6.35: Evaluatie 1 Score - Modulariteit & Schaalbaarheid .	143

Tabel 6.36: Evaluatie 1 Score - Potentieel voor toekomstige capaciteitsuitbreiding .	144
Tabel 6.37: Evaluatie 1 Score - ontwerplevensduur .	144
Tabel 6.38: Evaluatie 1 Score - Connectiviteit .	145
Tabel 6.39: Evaluatie 1 Weging - Future Proofing .	146
Tabel 6.40: Concept Definitie	149
Tabel 6.41:	149
Tabel 6.42: Evaluatie 2 score - Veiligheid tijdens bouw & installatie .	153
Tabel 6.43: Evaluatie 2 Score - Veiligheid tijdens gebruik & onderhoud	153
Tabel 6.44: Evaluatie 2 Score - Beveiliging .	154
Tabel 6.45: Algemene score - veiligheid	154
Tabel 6.46: Conceptenoverzicht .	154
Tabel 6.47: Compressieplatforms levenscyclus inventaris (ref. 22).	155
Tabel 6.48: Levenscyclusinventaris 64 ha eiland.	156
Tabel 6.49: Evaluatie 2 Score - Klimaatverandering.	157
Tabel 6.50: Evaluatie 2 Score - Ecologische impact tijdens de bouw .	158
Tabel 6.51: Evaluatie 2 Score - Ecologische impact tijdens exploitatie .	158
Tabel 6.52: Algemene score - Milieu	158
Tabel 6.53: Concept 1 - Hub op eiland (analyse van Mott MacDonald).	159
Tabel 6.54: Concept 2a - Gecentraliseerde compressie op platforms (analyse van Mott MacDonald).	160
Tabel 6.55: Concept 2b - Decentrale compressie op platforms (Mott MacDonald analyse).	160
Tabel 6.56: Concept 3 - Gecentraliseerde compressie en HVDC op een eiland (Mott MacDonald analyse).	161
Tabel 6.57: Evaluatie 2 Score - CapEx.	161
Tabel 6.58: Evaluatie 2 Score - OpEx.	161
Tabel 6.59: Evaluatie 2 Score - Noodzaak van pre-investering.	162
Tabel 6.60: Algemene score - Economie	163
Tabel 6.61: Evaluatie 2 Score - Ontwikkelingstijd tot exploitatie .	164
Tabel 6.62: Evaluatie 2 Score - Constructie-/installatiebeperkingen .	164
Tabel 6.63: Evaluatie 2 Score - Complexiteit van de toeleveringsketen .	165
Tabel 6.64: Evaluatie 2 Score - Vergunning .	166
Tabel 6.65: Evaluatie 2 Score – Technologische gereedheid .	166
Tabel 6.66: Evaluatie 2 Score - Waterdiepte.	167
Tabel 6.67: Evaluatie 2 Score - Systeemintegratie.	167
Tabel 6.68: Algemene score - Realisatie en technische haalbaarheid	167
Tabel 6.69: Evaluatie 2 Score - Complexiteit van de gebruik.	169
Tabel 6.70: Evaluatie 2 Score - Onderhoudscomplexiteit .	169
Tabel 6.71: Evaluatie 2 Score – Beschikbaarheid en Betrouwbaarheid .	170
Tabel 6.72: Evaluatie 2 Score - Flexibiliteit	171
Tabel 6.73: Algemene score – gebruik en onderhoud	171
Tabel 6.74: Evaluatie 2 Score - Modulariteit/Scalabiliteit .	172
Tabel 6.75: Evaluatie 2 Score - Toekomstige uitbreidingscapaciteit .	173
Tabel 6.76: Evaluatie 2 Score - ontwerplevensduur .	173

Tabel 6.77: Evaluatie 2 Score - Connectiviteit .	174
Tabel 6.78: Algemene scores - Toekomstbestendigheid	174
Tabel 7.1: Vergelijking van opties voor waterstofproductie.	176
Tabel 7.2: Flexibele stroomlijnmaterialen per km.	179

Figures

Figuur 2.1: Illustratieve zoekgebieden voor windmolenparken Nederlands Noordzeegebied * (ref. 24).	19
Figuur 2.2: CapEx-schatting NSWPH (ref. 4).	22
Figuur 2.3: Besluitvorming door een trechtervormig proces	25
Figuur 2.4: Kaart van de Nederlandse sector van de Noordzee (ref. 28).	27
Figuur 2.5: Typische opstelling van offshore HVDC-systeem (ref. 16).	29
Figuur2.6: Typische opstelling van HVAC-systeem op zee	30
Figuur 2.7: Schematische weergave van het beoogde waterstofnetwerk op zee van HyNetwork Services (ref. 31).	31
Figuur 2.8: (A) Gemiddelde windsnelheden en richtingen van OG-W2 en Kb-N. (B) Golfpieken en richtingen van OG-W2 en Kb-N. (C) Diepte gemiddelde stroomsnelheid (ref. 1).	33
Figuur 2.9: (A) Waterdiepte van Kb-N en (B) waterdiepte van OG- W2A (ref. 1).	34
Figuur 2.10: Locatie van mogelijke projecten voor waterstofopslagcapaciteit in zoekgebied 6 en 7 (ref. 18).	36
Figuur 2.11: Koolstof opslagpotentieel in de Nederlandse sector * (ref. 18).	37
Figuur 2.12: Onderzeese aardgasleidingen in de Nederlandse sector* (ref. 36).	38
Figuur 2.13: Olie- en gasvooruitzichten in de zoekgebieden 6 en 7 (ref. 18).	40
Figuur 3.1: (A) Energiehubs West, Oost en Noord in relatie tot (B) Zoekgebieden 6 en 7* (ref. 7).	47
Figuur 3.2: Mogelijk toekomstig vermaasd netwerk van energieknooppunten (ref. 6).	52
Figuur 3.3: Stroomdiagram besluitvorming	59
Figuur 3.4: Illustratieve lay-out van Concept 1 - Grote eilanden ter ondersteuning van waterstofproductie.	61
Figuur 3.5: Illustratieve lay-out van Concept 2a – Platform gebaseerde hub inclusief gecentraliseerde compressie	62
Figuur 3.6: Illustratieve lay-out van Concept 2b – Platform gebaseerde hub inclusief gedecentraliseerde compressie	63
Figuur 3.7: Illustratieve lay-out van Concept 3 - energiehub op platforms maar met gecentraliseerde compressie op een eiland met 6 GW HVDC-apparatuur	64
Figuur 3.8: Typische projectverantwoordelijkheden	65
Figuur 4.1: Niveau 1 schema voor platformgebaseerde waterstofproductie (ref. 19).	69
Figuur 4.2: Niveau 1 schema voor caisson-eiland gebaseerde energie-export & waterstofproductie (ref. 21).	70
Figuur 5.1: Besluitvorming	77
Figuur 5.2: Overgang van strategische naar gedetailleerde besluitvorming.	78
Figuur 5.3: Criteria beslissingsboom (a, b en c).	81

Figuur 5.4: Criteria van niveau 1 en 2 in matrixopmaak.	82
Figuur 5.5: Proportionele schaalbijdrage.	84
Figuur 5.6: Inverse schaalbijdrage.	84
6.1: Illustratieve lay-out van een energiehub op een eiland (concept 1) .	88
Figuur 6.2: Waterstofturbine ontwerp, een voorbeeld van 20MW (ref. 22).	89
6.3: Voorbeeld van een waterstofproductieplatform, 500 MW. Dit platform bevat compressie die een klein deel van de voetafdruk op de bovenzijde in beslag neemt (ref. 20).	90
6.4: Waterstofcompressie op platforms, een voorbeeld van 3,24 GW (ref. 22).	90
6.5: Illustratieve lay-out van een platformgebaseerde energiehub (concept 2a)	91
6.6: Illustratieve lay-out van de hybride energiehub .	91
Figuur 6.7: North Sea Wind Power Hub Caisson eiland (ref. 21).	94
Figuur 6.8: Schema's van (A) rif eiland, (B) revetement eiland en (C) Caisson eiland (ref. 4).	95
Figuur 6.9: 500MW PtG platform (ref. 19).	97
Figuur 6.10: (A) Platformverhoging met betonnen zwaartekrachtbasis, (B) Platformverhoging met stalen mantel, (C) Platformverhoging met monopile (ref. 19).	98
Figuur 6.11: Levenscyclusanalyse projectfasen (ref. 41).	104
Figuur 6.12: Vergelijking van de CO ₂ voetafdruk van 24 GW-energiehubs.	110
Figuur 6.13: Materiële bijdrage aan de CO ₂ voetafdruk van het eiland.	111
Figuur 6.14: Koolstofvoetafdruk van volledige 24 GW windparkconcepten.	112
Figuur 6.15: Nieuwe koolstofvoetafdrukken berekend door NSE (ref. 11).	113
Figuur 6.16: Levenscyclusanalyse van Belgische energie-eilanden.	113
6.17: Array kabel layout voor een 10 GW concept (ref. 6).	130
Figuur 6.18: Standaard 2GW HVDC-platform (ref. 44).	133
Figuur 6.19: Illustratieve lay-out van Concept 1 – Eiland concept	150
Figuur 6.20: Illustratieve lay-out van Concept 2a - Platformhub inclusief gecentraliseerde compressie	151
Figuur 6.21: Illustratieve lay-out van Concept 2b - Platformgebaseerde hub inclusief gedecentraliseerde compressie	151
Figuur 6.22: Illustratieve lay-out van Concept 3 – Hybride concept met gecentraliseerde compressie en 6 GW HVDC op een eiland .	152
Figuur 6.23: CO ₂ voetafdruk per 24 GW energiehub concept (analyse Mott MacDonald).	156
Figuur 6.24: Koolstofvoetafdruk per concept windpark van 24 GW (analyse Mott MacDonald)	157
Figuur 7.1: Levenscyclusanalyse inclusief waterstofturbines bij een 50:50 splitsing voor 15 MW windturbines.	179
Figuur 8.1: Evaluatie 1 genormaliseerde resultaten per criterium (hoogste score is het beste)	180
Figuur 8.2: Niet-genormaliseerde ranglijstresultaten voor evaluatie 1	183
Figuur 8.3: 3Illustratie van de sensitiviteitsanalyse voor milieucriteria	184
Figuur 8.4: Sensitiviteitsanalyse van de weging van de criteria voor evaluatie 1	185
Figuur 8.5: Evaluatie 2 genormaliseerde resultaten per criterium (hoogste score is beste)	186
Figuur 8.6 : Niet-genormaliseerde ranglijstresultaten voor evaluatie 2	187
Figuur 8.7: Sensitiviteitsanalyse van criteriawegingen voor evaluatie 2	187

|

Executive summary

De Nederlandse regering heeft de ambitie voor een totale capaciteit van wind op zee van 21 GW in 2030, en ongeveer 50 GW in 2040 en 70 GW in 2050. Met het EIPN project onderzoekt de Nederlandse overheid de mogelijkheden voor energiehub op zee om vooral in het zoekgebied 6 / 7 de extra capaciteit te faciliteren, die tussen 2030 en 2040 mogelijk wordt gerealiseerd. In 2032 is de eerste uitrol van infrastructuur in zoekgebieden 6 en 7 gepland.

Werkstroom 3 - Constructievorm van energiehub omvat het leveren van de basis waarop de overheid een beslissing kan nemen over de constructievorm van de energiehub. Dit rapport omvat de volledige technisch-economische evaluatie van verschillende concepten voor de energiehub en een multi-criteria analyse om de overheid te begeleiden bij het maken van een keuze tussen de concepten. Dit rapport zal dienen als bijlage voor de overkoepelende adviesnotitie die zal worden ingediend in samenwerking met Deloitte, Norton Rose Fulbright en Common Futures.

Na overleg met en input van de belangrijkste werkstroomleden (EZK, IenW, Gasunie, TenneT en EBN) is door Mott MacDonald een afwegingskader ontwikkeld op basis van de volgende kernvragen:

- Kernvraag 1: Moet er één groot kunstmatig eiland of meerdere eilanden worden gebouwd ter ondersteuning van de energiehub in gebied 6/7, inclusief waterstofproductie en HVDC-apparatuur?
- Kernvraag 2: Moet de energiehub worden gefaciliteerd door platforms of een combinatie van één eiland en platforms?
- Kernvraag 3: Moet waterstofcompressie worden gecentraliseerd op één locatie of gedecentraliseerd in de afzonderlijke kavels?
- Kernvraag 4: Moet gecentraliseerde compressie op platforms of op een eiland worden geplaatst?

De beantwoording van deze kernvragen levert argumenten voor het Rijk, op basis waarvan zij een beslissing kan nemen. Zodra deze belangrijke vragen zijn beantwoord en het Rijk hierover een beslissing heeft genomen, kan een hub concept worden ontwikkeld door een geselecteerde aannemer met voortdurende input van de overheid, HNO/TSO, ontwikkelaars en andere belanghebbenden. De rol van de overheid in de uiteindelijk te ontwikkelen energiehub zal verschillend zijn per constructievorm. Tussen de planuitwerking en de daadwerkelijke realisatie zal nog een aantal go/no-go momenten plaatsvinden. Verdere ontwerpbeslissingen die genomen moeten worden naarmate het project vordert zijn onder andere:

- Selectie van het waterstofproductieconcept (zie hoofdstuk 7).
- Selectie van eilandontwerp indien geselecteerd (zie paragraaf 6.1.2).
- Keuze van de onderconstructie (zie paragraaf 6.1.3).

Projectcontext

In dit rapport wordt een hub in zoekgebied 6/7 uitgewerkt. Het kabinet zal over de aanwijzing van dit gebied beslissen in 2025. Het streven is daarbij aan te geven hoeveel GW in het gebied zal passen en welk deelgebied het eerst is te ontwikkelen. De beschikbare ruimte is geschat op 22-28 GW. In deze studie wordt uitgegaan van 24 GW. De gebieden worden verondersteld te worden verkaveld in windblokken van ongeveer 2 GW windopwekkingscapaciteit.

In bespreking met leden van Werkstroom 3 - Constructievorm van energiehub is besproken dat voor deze studie een energiehub concept van 24 GW met een 50:50 opbouw van HVDC-capaciteit en offshore waterstofproductie kan worden aangenomen. Deze benadering richt zich op de optimale integratie van een net geïntegreerde hub met waterstofproductie. Hierbij wordt ervan uitgegaan dat offshore wind begin 2030 aan een aanzienlijk percentage van de hernieuwbare elektriciteitsvraag zal voldoen. Vanaf dan zullen er naar verwachting meer perioden met veel wind en zon zijn waarin de elektriciteitsproductie groter is dan de vraag. Offshore waterstofproductie zal dan nodig zijn als conversiemethode om piekbelastingen te vermijden. Dit zal bijdragen aan de doelstellingen van de Nederlandse overheid voor groene waterstofproductie voor binnenlands gebruik en regionale internationale export. Deze uitrol van offshore waterstofproductiecapaciteit kan lastig te realiseren zijn en alle bedreigingen voor de planning moeten onderzocht worden, om deze zoveel mogelijk te beperken. Mocht de totale capaciteit van de energiehub, of de verhouding tussen de export van elektronen en waterstof variëren, dan zal dit de beslissingen die genomen moeten worden om de energiehub te definiëren niet fundamenteel veranderen. De onzekerheid vraagt echter wel om een meer modulaire en schaalbare oplossing en dit is in acht genomen in de keuze voor een energiehub constructievorm.

Evaluatie en concepten

Om het concept van de energiehub te definiëren en de overheid te begeleiden bij de besluitvorming, is gekozen voor een conceptbeoordelingsproces in twee stappen:

Evaluatie 1 - Selectie van de constructievorm voor de energiehub

Evaluatie 1 definieert de constructievorm van de energiehub en vergelijkt de volgende concepten:

- Eilandconcept: Alle infrastructuur, inclusief waterstofproductie, wordt geïnstalleerd op twee kunstmatige eilanden.
- Platformconcept: Alle infrastructuur wordt geïnstalleerd op platforms, met waterstofproductie op speciale 500 MW-platforms of op waterstoffurbines.
- Hybride concept: Een combinatie van platforms en één eiland.
 - De platforms worden eerst geïnstalleerd, zodat er meer tijd is om het eiland aan te leggen.

Afhankelijk van de gekozen oplossing voor de hub zijn verdere beslissingen nodig over de concepten in de 2^e evaluatie.

Evaluatie 2 - selectie van compressie locatie

- Moet compressie gecentraliseerd of gedecentraliseerd zijn?
- Indien gecentraliseerde compressie gewenst is, moet dit worden geplaatst op een eiland met 6 GW HVDC-apparatuur op een eiland, op een eiland met waterstofproductie en HVDC apparatuur of op platformen? Indien decentraal wordt er aangenomen dat dit zal worden gebouwd op platformen door het beperkte oppervlakte wat benodigd is.

Deze aanvullende vragen leiden tot de volgende concepten die geëvalueerd worden in evaluatie 2:

- Concept 1 - Twee 12 GW kunstmatige eilanden die alle infrastructuur ondersteunen (gelijkwaardig aan het eilandconcept in evaluatie 1).
- Concept 2a – Platform gebaseerd concept met gecentraliseerde compressie op platforms (gelijkwaardig aan het platformconcept in evaluatie 1).
- Concept 2b – Platform gebaseerd concept met gedecentraliseerde compressie op platforms).

- Concept 3 - Hybride concept, met gecentraliseerde compressie en 6 GW HVDC geïnstalleerd op een eiland, 6 GW HVDC op platforms en 12 GW waterstofproductie op platforms.

Illustratieve lay-outs voor elk van de concepten worden getoond in paragraaf 6.4. Deze lay-outs geven aan hoe elk concept ontwikkeld zou kunnen worden binnen de gebieden 6 / 7, maar zijn geen weergave van een daadwerkelijke energiehub of de geplande ruimtelijke indeling. Ze zijn opgenomen om het visualiseren en interpreteren van hoe de verschillende opties eruit kunnen zien te vergemakkelijken bij het bespreken van de evaluatie van de verschillen.

De concepten worden in evaluatie 1 en 2 geëvalueerd met behulp van een analyse op basis van meerdere criteria:

- Veiligheid
- Milieu
- Economie
- Realisatie & technische haalbaarheid
- Gebruik & onderhoud
- Toekomstbestendigheid

Resultaten: Evaluatie 1

In de analyse is zorgvuldig gekeken of er harde beperkingen zijn voor de keuze van eilanden of platforms, met de nadruk op de bekende uitdagingen van de bouw van grote eilanden in waterdieptes tot 50m. De conclusie is dat zowel eilanden als platforms haalbaar zijn en dat daarom hun relatieve voor- en nadelen moeten worden beoordeeld om het optimale concept te bepalen. In het algemeen leidt de analyse ertoe dat het platformconcept de voorkeursoptie is op basis van de volgende argumenten:

De analyse laat zien dat het selecteren van alleen eilanden het moeilijk zou maken om de streefdatum voor de eerste uitrol van directe export van energie en waterstofproductie in 2032 te halen. Een ideaal schema voor het bouwen van eilanden, waarbij geen rekening wordt gehouden met technische of andere beperkingen voor de ontwikkeling, bereikt de eerste export van energie en de productie van waterstof op basis van eilanden in 2034. Gezien de noviteit van het bouwen van eilanden in 50 meter waterdiepte in gebieden 6 / 7 zijn er aanzienlijke risico's op vertragingen.

De totaal geïnstalleerde capaciteit wind op zee en verhouding tussen het aanlanden van elektriciteit of waterstof is nog onzeker. Dit komt door meerdere factoren die van invloed kunnen zijn op het ontwerp van de energiehub. Dit kan zijn de fluctuatie in de vraag voor energie op het land, ontwikkelingen in de techniek, energie-import en blauwe waterstofproductie. Gezien de onzekerheden is het belangrijk dat een concept zich kan aanpassen aan veranderende omstandigheden. Hoewel er enige flexibiliteit is om de op het eiland aangelegde infrastructuur te wijzigen, is dit gelimiteerd doordat er specifieke locaties vooraf zijn aangewezen voor kabels en pijpleidingen. Verder staat de locatie en de omvang van een eiland vast en kan dit niet gewijzigd worden. Platformconcepten zijn flexibeler met modulaire ontwerpen die kunnen worden uitgerold in lijn met mogelijk veranderende projecteisen, zowel qua concept als qua locatie. Over het algemeen worden platformconcepten beschouwd als aanzienlijk flexibeler dan eilandconcepten.

De milieu-evaluatie is gebaseerd op een beoordeling van de CO₂ voetafdruk met behulp van levenscyclusanalyse (LCA)¹ en de mogelijke effecten van waterstofproductie (en bijbehorende afvalstromen) op de lokale ecologie. De ecologie impact van de bouw wordt separaat door IenW

¹ De LCA is uitgevoerd met een "cradle to practical completion" benadering omdat verwacht wordt dat de CO₂ uitstoot tijdens de gebruiksfase minimaal zal zijn. Ook zal de ontmanteling plaats vinden rond 2080 waarbij geen CO₂ uitstoot verwacht wordt.

onderzocht en overige milieu impact is niet opgenomen in de analyse. De LCA-resultaten geven aan dat de bouw van een eiland een aanzienlijk hogere CO₂ voetafdruk heeft dan het platformconcept. Dit wordt voornamelijk veroorzaakt door de grote hoeveelheden zand en steen die nodig zijn voor het eiland. De ecologische impact door waterstofproductie is naar verwachting hoger voor de eilandconcepten vanwege meer geconcentreerde afvoer van afvalstromen. De impact van de afvalstromen zal naar verwachting miniem zijn vanwege de aard van de samenstelling (voornamelijk pek) en beschikbare mitigerende maatregelen. Bovendien kan de impact eenvoudig worden gemitigeerd. Vanwege de impact op zowel broeikasgasemissies als de lokale ecologie door waterstofproductie, kunnen platforms vanuit milieuoogpunt aanzienlijk gunstiger zijn dan eilanden.

Voor elk van de concepten zijn kostenramingen ontwikkeld op basis van veronderstelde configuraties die zijn verkregen via het NSWPH-programma. Deze CAPEX kosten zijn geschat op 70,5 miljard voor eilanden en 75,5 miljard voor platforms voor de gehele 24 GW concepten exclusief HVDC apparatuur. Door de gelimiteerde beschikbare documenten in deze fase (concept- en haalbaarheidsstudies) hebben de kostenramingen een relatief hoge mate van onzekerheid in de schattingen (+/- 50% klasse 4/5 AACE schatting). Daarom kan er op dit moment geen keuze gemaakt worden op basis van CAPEX. Het verder uitwerken van beide concepten tot een klasse 3/4 zal enige verbetering geven (+/- 30%), maar dit zal een significante hoeveelheid tijd & investering vereisen. Ook zal dit geen zekerheid geven dat na deze additionele studies wel een keuze gemaakt kan worden op basis van CAPEX. De eilandconcepten vragen om grotere voorinvesteringen dan concepten op basis van platforms.

Omdat een energiehub met alleen eilanden niet haalbaar lijkt te zijn voor het behalen van de beoogde tijdlijn is een hybride concept een mogelijk alternatief. In dit concept zal in de periode 2030 tot 2035 de energie infrastructuur op platforms worden geïnstalleerd en tussen 2035 tot 2040 op één eiland. Dit geeft mogelijke voordelen zoals een lagere complexiteit en hogere veiligheidswaarborging in gebruik en onderhoud. Ook heeft een eiland een langere verwachte levensduur dan platforms. Er blijven echter aanzienlijke risico's op gebied van bouwcomplexiteit van eilanden in grote waterdiepte, materiaalbehoefte, veiligheid tijdens bouw, CO₂ voetafdruk, vertragingen, modulariteit en kosten voor parallelle ontwikkeling. In deze analyse zijn alle voor en nadelen van een hybride concept en platforms overwogen en is er een lichte voorkeur gevonden voor een concept met platforms.

Resultaten: Evaluatie 2

Zodra de constructievorm van de energiehub is geselecteerd, is de volgende stap het kiezen tussen gecentraliseerde en gedecentraliseerde compressie en/of gecentraliseerde compressie op een eiland.

Uit de evaluatie is gebleken dat de voorkeur ligt bij het platform concept met centrale compressie (concept 2a). Over het geheel genomen heeft de analyse gecentraliseerde compressie verkozen boven gedecentraliseerde compressie, maar de verschillen zijn beperkt. Deze voorkeur komt voornamelijk door de voordelen in gebruiksgemak, de schaalbaarheid, het tijdschema en de milieu-impact. In de hoofdstukken 6 en 8 wordt een volledige uitleg van de verschillen tussen gecentraliseerde en gedecentraliseerde compressieconcepten gegeven.

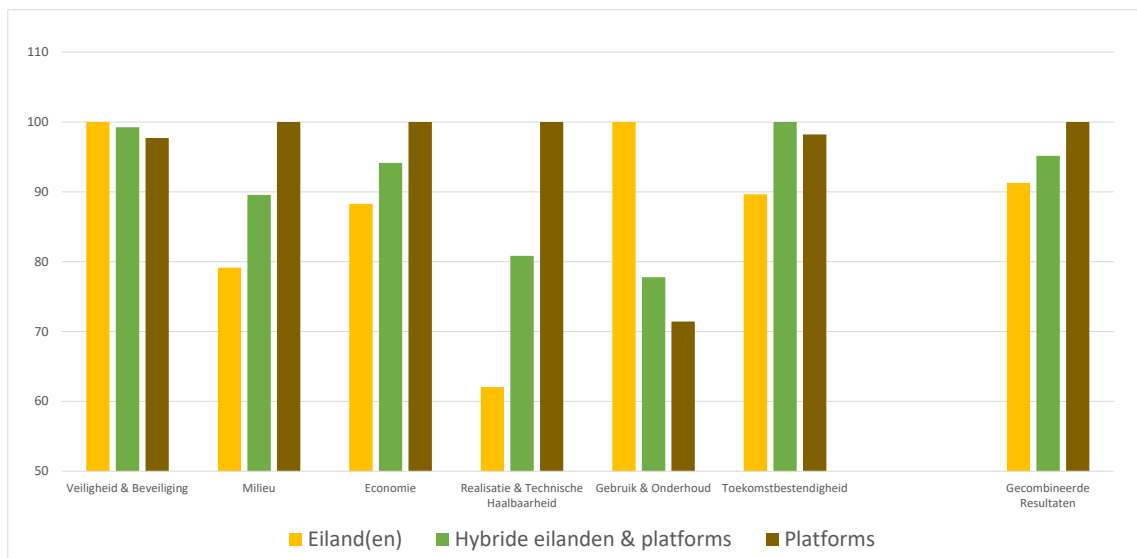
De keuze van een eiland voor gecentraliseerde compressie zou waarschijnlijk alleen worden gemaakt als er technische beperkingen zijn in de installatie van compressoren op platforms. De belangrijkste zorg is de impact van compressortrillingen op platforms. Het werk van het NSWPH-programma suggereert dat deze risico's kunnen worden beperkt, maar verder onderzoek is nodig om de haalbaarheid te bevestigen. Deze studies zijn gepland door Gasunie en zullen naar verwachting eind 2024 afgerond zijn. Gezien de uitdagingen van het bouwen van eilanden zouden meerdere kleinere decentrale compressieplatforms als alternatief kunnen worden gekozen.

Samenvatting resultaten

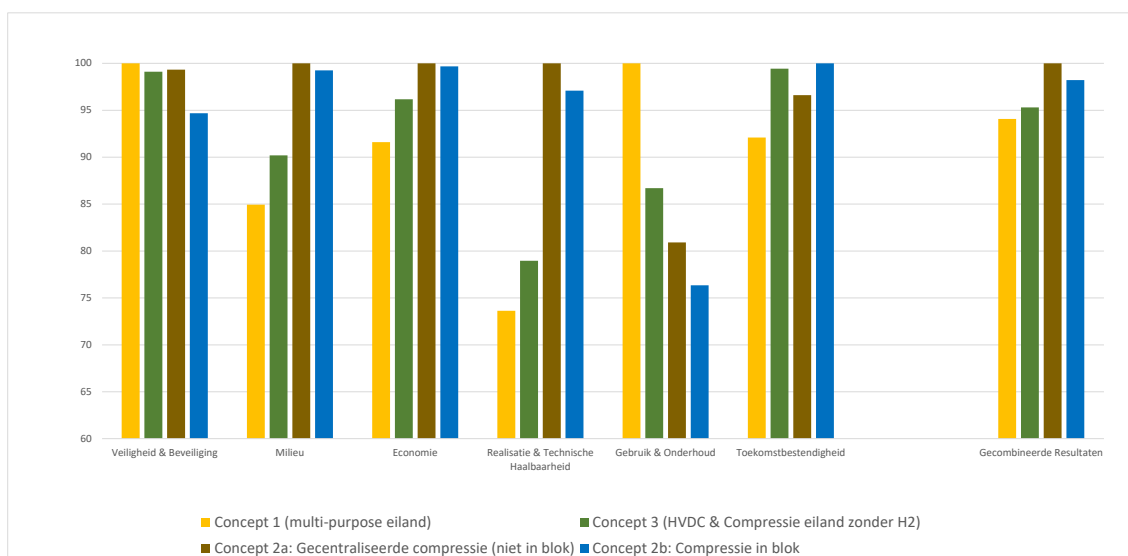
Vanwege het grote aantal overwegingen, met veel tegenstrijdige voor- en nadelen, is een systematische aanpak gekozen om de opties te rangschikken en de bijdragen samen te voegen voor de selectie van een voorkeursoptie.

De relatieve rangorde in voorkeuren voor de twee evaluaties wordt weergegeven in de volgende grafieken, waarin de gegevens zijn weergegeven op basis van het feit dat de hoogste waarde de voorkeur heeft. De gegevens zijn ook genormaliseerd naar 100 om de weergave van de relatieve verschillen te standaardiseren.

Evaluatie 1: Genormaliseerde resultaten evaluatie 1, constructievorm voor de energiehub



Evaluatie 2: Genormaliseerde resultaten evaluatie 2, compressie locatie



Beide evaluaties geven aan dat energiehub op platforms met centrale compressie de voorkeur heeft in vergelijking met eiland- en hybride concepten.

Besluitvormingsproces

In het algemeen wordt door Mott MacDonald op basis van de beoordeling van Werkstroom 3 - Constructievorm van energiehub de voorkeur gegeven aan energiehub op platform concepten boven eilanden. Dit vanwege de grotere risico's bij de doorlooptijd van het ontwikkelen van een eiland in relatie tot de gestelde doelen, de grotere behoefte aan voorinvesteringen om de bouw van eilanden te realiseren en vanwege het grotere aanpassingsvermogen en de lagere milieueffecten van energiehub op platform. Verder is een vergelijking gemaakt van decentrale en centrale compressie. Van alle concepten die geëvalueerd zijn ligt de voorkeur bij concept 2a, een energiehub op platformen met centrale compressie met de volgende onderdelen:

- Hoogspanningsgelijkstroom conversie (HVDC) op platformen
- Elektrolyse op platformen (+/- 2 per kavel van 2 GW) en / of in waterstofwindturbines
- Compressie op centraal geplaatste platformen.

Binnen de (elektrolyse) platform concepten is er een keuze tussen elektrolyse platformen en waterstofwindturbines. De keuze tussen deze twee concepten kan gemaakt worden in overleg tussen de ontwikkelaar en de overheid en is geen keuze die op dit moment gemaakt dient te worden. Naar verwachting zal een deel van de elektrolyse in gebied 6/7 op platformen plaats vinden en een deel op waterstofwindturbines. De ontwikkeling van waterstofwindturbines tot een hoog TRL zal door marktpartijen opgepakt worden, in tegenstelling tot de elektrolyse platformen. Het advies is daarom ook om los van Demo2 ook de ontwikkeling van deze elektrolyseplatformen voor zoekgebied 6 / 7 te stimuleren vanuit de overheid.

De keuze voor de constructievorm van de energiehub (platformen of eilanden) is een beslissing van de Nederlandse overheid en dit rapport is bedoeld om achtergrondinformatie en analyses te verschaffen ter ondersteuning van het besluitvormingsproces.

Vanwege de tijd die nodig is om een van beide concepten te ontwikkelen, wordt er geadviseerd om in 2024 een besluit te nemen over de energiehub constructievorm en compressie locatie. Indien er in 2024 niet gekozen wordt voor de initiatie van de ontwikkelingsfase van een eiland (hybride concept), wordt er impliciet gekozen om het gehele gebied met platformen te ontwikkelen omdat ontwikkelen van eilanden dan buiten de realisatietijdlijn zal vallen. Mocht het gewenst zijn om de optieruimte te behouden wordt geadviseerd om te starten met de ontwikkelingsfase van zowel een eiland als de platform concepten. Dit is van essentieel belang voor de ontwikkeling van gebieden 6 en 7 en het behalen van de NPE-streefdoelen.

1 Introductie & Scoping

Mott MacDonald heeft van Deloitte Financial Advisory B.V. ("Deloitte") de opdracht gekregen om een bijdrage te leveren aan werkstromen 2 en 3 van een Europese aanbesteding van 18 januari 2023 om advies te leveren 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 (Hydrogen Network Operator, HNO's), Transmission System Operators ("TSO's") en marktpartijen voorzien van een richtinggevende visie op hoe de toekomstige ontwikkeling en groei van het energiesysteem op de Noordzee er na 2030 uit kan zien. Deze EIPN-visie is gericht op de infrastructuur die nodig is voor de verdere uitrol van windenergie op zee tussen 2030 en 2050, het potentieel voor waterstofproductie op zee en scenario's voor het hergebruik van bestaande gasinfrastructuur voor waterstoftransport naar het vasteland, de ontwikkeling van de onderling verbonden infrastructuur voor elektriciteit en waterstoftransport naar zowel het Nederlandse vasteland als andere omliggende Noordzeelanden (en mogelijk naar een netwerk van energiehub's op zee). Er moet rekening worden gehouden met de fasering en timing van onderling verbonden infrastructuur over deze tijdslijn. Verder wordt verwacht dat het EIPN inzicht geeft in de noodzakelijke besluitvorming voor dit ontwikkelingsplan, rekening houdend met de behoeften op het gebied van rolverdeling, marktorganisatie en juridische instrumenten.

De EIPN-studie is een vervolg op eerder werk dat in 2022 door EZK is uitgevoerd om de ontwikkeling van energiehub's op zee, de mogelijke locaties daarvoor, en de meest geschikte bouwvormen te verkennen. Dit werk omvatte bijdragen van het Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat ("IenW"), dat verantwoordelijk is voor de ruimtelijke ordening op de Nederlandse Noordzee, TenneT en Gasunie. De resultaten en inzichten uit deze werkzaamheden zijn aan ons ter beschikking gesteld en zijn als referentiedocumenten opgenomen in paragraaf 1.3.

Ook de resultaten van de verschillende onderzoeken die zijn uitgevoerd onder de paraplu van de North Sea Wind Power Hub (NSWPH), waarvan Mott MacDonald deel uitmaakte, zijn opgenomen.

Er wordt ook rekening gehouden met gerelateerd beleid en planning ontwikkelt door andere initiatieven, waaronder:

- De geplande aanwijzing van nieuwe windenergie gebieden in de partiële herziening van het Noordzeeprogramma 2022-2027 (begin 2023 gestart).
- Het vinden van nieuwe aanlandingslocaties in het Programma Verbindingen Aanlanding Windenergie Op Zee 2031-2040 (pVAWOZ, gestart begin 2023); daarnaast is een tweede project gestart (Programma Aansluiting Wind Op Zee, PAWOZ) dat gekoppeld is aan het aanlanden van wind in de Eemshaven en daarmee de Waddenzee, een UNESCO werelderfgoed, doorkruist.
- Het nationale energiesysteemplan (wordt naar verwachting eind juni 2023 gepubliceerd).
- Gelijktijdige beoordeling door TenneT, Gasunie en EBN over de impact die een 'NL Energy hub' kan hebben op hun organisaties.

De algemene scope van het EIPN-onderzoek is onderverdeeld in de volgende vier werkstromen:

- **Werkstroom 1** richt zich op de strategische visie voor de verdere groei van het energiesysteem in de Noordzee na 2030 tot 2050.
- **Werkstroom 2** ondersteunt het onderzoek naar en het besluitvormingsproces voor het al dan niet hergebruiken van de huidige gasinfrastructuur op zee voor een waterstofnetwerk op zee.

- **Werkstroom 3** richt zich op de ontwikkeling van een afwegingskader ter ondersteuning van de selectie van het ontwerpconcept (of 'proof of concept') van de eerste grootschalige energiehub in zoekgebied 6 en 7, rekening houdend met veiligheids-, ecologische en milieufactoren.
- **Werkstroom 4** geeft advies over de ontwikkeling van een marktreguleringskader ter ondersteuning van de verschillende onderdelen van het plan voor de ontwikkeling van de Noordzee infrastructuur.

1.1 Omvang van het werk

Dit verslag is uitsluitend gericht op Werkstroom 3 - Constructievorm van energiehub. De scope van het werk is verder gedefinieerd in het aanbestedingsdocument en omvat:

- De ontwikkeling van een beslissingsproces om de selectie van een bouwvorm van een energiehub te vergemakkelijken. De aannemer analyseert relevante gegevens om een beoordelingskader op te stellen om het beslissingsproces te vergemakkelijken.
- De opdrachtgever heeft een conceptueel afwegingskader aangeleverd op basis van publieke belangen om te helpen bij het selecteren van een basis voor een grootschalige energiehub (ref. 4). De opdrachtnemer dient dit afwegingskader af te ronden op basis van eigen voorstellen en in overleg met de opdrachtgever en relevante stakeholders (gebruikmakend van werkgroepen en overlegsessies).
- De aannemer moet ook rekening houden met veiligheids- en milieufactoren door relevante informatie te verzamelen:
 - Er zal rekening worden gehouden met de veiligheidsoverwegingen in verband met de arbeidsomstandigheden en de algemene veiligheidseisen in verband met de behandeling en het beheer van waterstof tijdens de productie, de opslag en het transport op of nabij de energiehub. De klant verwacht dat deze overwegingen van invloed zullen zijn op de keuze van de verschillende bouwvormen (zoals platforms, kunstmatige eilanden, enz.). Veiligheidsaspecten met betrekking tot cyberveiligheid, sabotagekwetsbaarheid, enz. zijn uitgesloten van de studie omdat deze parallel zullen worden behandeld door de relevante overheidspartijen binnen de bestaande overlegstructuren voor dit doel.
 - De aannemer moet rekening houden met de milieueffecten van bouwmaterialen van verschillende bouwvormen door technieken voor levenscyclusanalyse (LCA) in overweging te nemen.
 - De Opdrachtnemer zal de resultaten verwerken van een milieueffectrapportage 'quick-scan' ("EIA") die door een onafhankelijke derde partij namens IenW in het eerste kwartaal van 2023 zal worden uitgevoerd. Van de Opdrachtnemer wordt ook verwacht dat die de potentiële ecologische impact van waterstofproductie, -opslag en -transport op zee (inclusief de afvalstromen van ontzilting) in kaart brengt en verwerkt in het advies over het afwegingskader. Aangezien deze beoordeling nu pas eind 2023 zal worden afgerond, zal deze niet in Werkstroom 3 - Constructievorm van energiehub worden opgenomen.

De klant wil graag een 'concreet ontwerp' of 'proof on concept' van een eerste grootschalige energiehub (Large Scale Energy Hub, LSEH) die gepland staat voor aanleg in zoekgebied 6 en 7. Onder 'proof on concept' verstaat de opdrachtgever een inzicht in het technisch ontwerp van een energiehub alsmede een bijbehorende beschrijving van de rolverdeling tussen TSO, de HNO en relevante marktpartijen. De klant is op zoek naar een geïntegreerde synthese van hoe de belanghebbenden en beleidsinstrumenten samenwerken om een functionele conceptuele oplossing mogelijk te maken die kan worden ondersteund door verdere uitwerking van technische en regelgevende zaken, met het oog op uiteindelijk opdracht te geven voor de bouw van energiehub en de fabricage van de daarvoor benodigde apparatuur. Mott MacDonald zal beschrijven wat zij verstaan onder een typische 'Project Development Life Cycle' (PDL) op basis

van 'best practices' in de engineeringindustrie en welke stappen nodig zijn om de specificatie van details voor fabricage en inbedrijfstelling mogelijk te maken.

1.2 Uitsluitingen

Dit onderzoek zal geen conceptueel technisch voorstel ontwikkelen dat een 'concreet ontwerp' of 'proof of concept' vertegenwoordigt. Dit is op dit moment nog niet mogelijk, gezien de rijpheid van de ontwerpdetails. In paragraaf 2.15 is beschreven wat is gezien als best practice met betrekking tot de PDLC, waarin er wordt uitgelegd welk detailniveau van engineering vereist is in elke fase van de ontwikkeling van een project. Er zal echter een conceptvoorstel gedaan worden op basis van de beperkte hoeveelheid ontwerp-informatie die momenteel beschikbaar is. Bij de ontwikkeling van dit conceptvoorstel wordt rekening gehouden met multicriteria-analyse (naast eventuele engineering gegevens).

Om mogelijke verwarring te voorkomen, definiëren we deze termen als volgt:

Onder conceptvoorstel wordt verstaan: een voorstel met voldoende afbakening van de scope om een formele pre-haalbaarheidsstudie in FEL-1-fase te starten (voor definities van FEL-fasen, zie paragraaf 2.15).

Onder conceptontwerp of proof of concept wordt verstaan: een goed uitgewerkt ontwerp met initiële technische, financiële en juridische haalbaarheidsbeoordelingen dat klaar is om door te gaan naar een FEED-studie in de FEL-3-fase ter voorbereiding van een RfP (Request for Proposal) voor een engineering-, inkoop- en bouwcontract (EPC).

1.3 Referentielijst

Tabel 1.1 toont de gegevensbronnen waarnaar is verwezen bij het samenstellen van dit rapport.

Tabel 1.1: Samenvatting van Werkstroom 3 Documentatie

Ref #	Titel	Beschrijving	Auteur(s)
1	Quickscan nieuwe zoekgebieden WOZ na 2030	De Rijksdienst voor Ondernemend Nederland heeft Deltares gevraagd om een quick scan van potentiële zoekgebieden voor windparken. Deze notitie geeft een overzicht van bestaande gegevens om de gebieden te karakteriseren op basis van bathymetrie, morfodynamica, geologie en hydrodynamica. Er wordt een samenvatting gegeven van de belangrijkste kenmerken van de zeven zoekgebieden voor windparken.	Deltares
2	North Sea Summit II – Gas TSOs Declaration	In hun gezamenlijke verklaring over North Sea Energy Cooperation (NSEC) en het memorandum van overeenstemming tussen NSEC en het VK over samenwerking op het gebied van offshore hernieuwbare energie erkennen de lidstaten van NSEC en het VK hun historische kans om de levering van regionale offshore hernieuwbare energie te versnellen en zetten ze een kader op voor meer samenwerking. TSO's Gezamenlijke verklaring die de ambitie van de deelnemende landen aan de North Sea Conference volledig ondersteunt.	TNB's van België (fluxys), Denemarken, Frankrijk, Duitsland, Ierland (Gas Networks Ireland), Noorwegen, Nederland, Denemarken (Energinet) en het Verenigd Koninkrijk (nationaal gas).
3	NL Energy Hub - Voorverkenning - Hoofdboodschappen	NL Energy Hub Hoofdboodschappen: Consolidatie van kernboodschappen over nut en noodzaak van (NL) Energy Hubs.	TenneT, Gasunie
4	Afwegingskader constructievormen	Voorgesteld beoordelingskader tussen platforms en offshore-eilanden	TenneT, Gasunie

Ref #	Titel	Beschrijving	Auteur(s)
5	Verklaring van Esbjerg voor premiers	Gezamenlijke verklaring voor de ontwikkeling van de Noordzee als groene energiecentrale van Europa, een offshore systeem voor hernieuwbare energie dat België, Denemarken, Duitsland en Nederland verbindt met mogelijk andere partners in de Noordzee, waaronder de leden van de North Sea Energy Cooperation (NSEC).	Eerste ministers van Denemarken en België
6	NL Energiehub - Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehub op de Nederlandse Noordzee (2023)	Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehub op de Nederlandse Noordzee.	TenneT, Gasunie
7	NSE-202-2022-1.1 Energy Hubs and Transport Infrastructure v2	De studie is de eerste poging om hubs voor de integratie van offshore-energiesystemen in de Nederlandse sector van de Noordzee te ontwerpen. Energiehub zoals ontworpen in deze studie (Hubs West, Oost en Noord) dragen samen bij aan het bereiken van ongeveer 34GW aan geïnstalleerd offshore windvermogen in Nederland in 2050. Offshore power to hydrogen platforms en eilanden als bouwstenen om de geïnstalleerde windcapaciteit op te schalen naar 70GW in 2050 worden conceptueel beschreven. Identificatie van Noordzee-energiehub waar systeemintegratieprojecten kunnen worden gerealiseerd en ontwikkeld. Dit omvat systeemintegratietechnologieën die infrastructuur en diensten op het gebied van elektriciteit, waterstof, aardgas en CO ₂ strategisch met elkaar verbinden. Per hub is een passend strategisch plan en een kortetermijnontwikkelingsplan ontwikkeld.	North Sea Energy (TNO, NEC en anderen). Project uitgevoerd met subsidie van het Nederlandse Ministerie van Economische Zaken en Klimaat.
8	NSE-2020-2022-2.1 Standardisation	Nationale, Europese en internationale normen zijn cruciaal voor het offshore-energiesysteem. Standardisatie is een belangrijk instrument voor aspecten als veiligheid, interoperatie en levenscyclusanalyse. De standardisatie onderzoeksvraag voor NSE 4 is: Welke standardisatie is er nog nodig voor het beheer van offshore-energiestructuren voor meervoudig gebruik?	Opgesteld door NEN e.a., Gecontroleerd door Rijks Universiteit Groningen (RUG) en TNO en Goedgekeurd door TNO
9	NSE-2020-2022-3 Safety Integrity Reliability of offshore hydrogen production installations	Biedt het werk dat wordt uitgevoerd in het 3 rd werkpakket: Veiligheid, betrouwbaarheid en integriteit: Verdere evaluatie van veiligheidsproblemen die naar voren zijn gekomen in de vorige fase (NSE3) HAZID. Benadrukt belangrijke punten met betrekking tot de integriteit en veiligheid van belangrijke onderdelen van de waterstofsysteem. Past de opgedane kennis toe in ontwerp iteraties samen met het platform ontwerp teamwork pakket 1 (WP1)	Vorbereid door TNO, Bureau Veritas en Total Energies, Gecontroleerd door NEN en TNO en Goedgekeurd door TNO.
10	NSE-2020-2022-4.1 Exploration study on ecological values in relation to North Sea energy system	Het belangrijkste doel van het rapport is om meer inzicht te krijgen in relevante ecologische informatie over soorten en ecosystemen in de Noordzee ter ondersteuning van de besluitvorming voor de selectie van energiehub en keuzes tussen ontmanteling, hergebruik of stopzetting.	Vorbereid door Royal Haskoning DHV, Bureau Veritas en Total Energies en gecontroleerd door RoyalHaskoningDHV
11	NSE-2020-2022-4.2 Carbon footprint of offshore structures	Het doel van het rapport is het kwantificeren en vergelijken van de koolstofvoetafdruk van offshore constructies die beschikbaar zijn voor waterstofproductie (4GW) en andere energiehub functies. De volgende structuren werden opgenomen: jacketplatform, zandeiland en hybride eiland opgebouwd uit een zandeiland en drijvers.	Opgesteld door TNO en Bureau Veritas en Total Energies, gecontroleerd door NEC en Royal Haskoning DHV en goedgekeurd door TNO.

Ref #	Titel	Beschrijving	Auteur(s)
12	NSWPH CBA 1.6 Final draft 22-12-2022	Het onderzoek richt zich op het bieden van perspectieven op de sociaaleconomische impact van specifieke configuraties van offshore hubs en spokes. De impact wordt geschat als het verschil in totale systeemkosten. De evaluatie van de systeemkosten omvat de impact op de dispatch van het systeem, de invoer van waterstof, investeringen in de handel in elektriciteit en waterstof en investeringen in andere flexibiliteitsmaatregelen (batterijen, waterstofturbines, elektrolyzers).	NSWPH-programma
13	Offshore Wind – Nodes 2050	Schematische weergave van het Europese potentieel voor offshore windenergie	ONDP
14	Orderingsvragen energiehubs	Beschrijving van de marktorganisatie in verband met offshore windenergie	Niet verstrekt
15	IP2022 Netopland 12-9-2022	Investeringsplan Net op zee 2022-31 beschrijft de investeringen die TenneT de komende 10 jaar nodig heeft om windparken op zee te openen, zoals opgenomen in het Ontwikkelkader Windenergie op Zee.	TenneT
16	IP2022 Netopzee 12-9-2022	Het Investeringsplan Net op Land 2022-2031 beschrijft de behoefte aan investeringen in het netwerk voor de komende 10 jaar.	TenneT
17	Het elektriciteitsnet van de duurzame toekomst begint vandaag	Bevat belangrijke overwegingen bij het vormgeven van de eerste versie van het elektriciteitsnet van 2045 - de energietoekomst in 2045 wordt vormgegeven door de wens van Europa om het eerste koolstofneutrale continent te worden: het hoogspanningsnet op zee, op land met hubs en elektriciteitsnelwegen tussen landen welke nodig zijn om het energiesysteem en de industrie duurzamer te maken.	TenneT
18	Memo mijnbouwactiviteiten	Memo met mijnbouwactiviteiten in windzoekgebieden 6 en 7.	EBN
19	Technical Feasibility Report 424532-N- RP-0006	Belangrijkste conclusies bereikt tijdens de conceptontwikkelingsfase, inclusief belangrijke ontwerpbeslissingen en bijbehorende ontwerp informatie voor 4GW P2G Onshore en Offshore (Platforms) conceptontwerpen. Er wordt ook een technische vergelijking gegeven tussen de twee concepten.	NSWPH
20	Concept Design Report Offshore Structures 424532- N-RP-0007	Conceptontwerprapport voor de structurele elementen (boven- en onderbouw) van de ontwikkeling van waterstofproductie op zee.	NSWPH
21	Technical Feasibility Report 424532-N- RP-0009	Belangrijkste conclusies bereikt tijdens de conceptontwikkelingsfase, inclusief belangrijke ontwerpbeslissingen en bijbehorende ontwerp informatie voor 4GW P2G Offshore (Caisson Island) conceptontwerp. Er wordt ook een technische vergelijking gegeven tussen de twee offshore (platforms vs. caissoneiland) concepten.	NSWPH
22	Technical Feasibility Report 424532-N- RP-0011	Belangrijkste conclusies bereikt tijdens de conceptontwikkelingsfase, inclusief belangrijke ontwerpbeslissingen en bijbehorende ontwerp informatie voor 5,34 GW P2G Waterstofturbines conceptontwerp.	NSWPH
23	<u>Infrastructure</u> energy outlook	Samen met TenneT heeft Gasunie onderzocht hoe het Nederlandse energiesysteem in de toekomst goed kan blijven functioneren. De bestaande elektriciteits- en gasinfrastructuur in NL en DE zijn cruciaal om de klimaatdoelstellingen van Parijs te halen. (https://www.gasunie.nl/expertise/energiesysteem/infrastructuur-outlook-2050)	Gasunie

Ref #	Titel	Beschrijving	Auteur(s)
24	Uitgangspuntennotitie	Dit document biedt de context van pVAWOZ. Het biedt de bouwstenen en kernpunten voor het traceren en lokaliseren van transformator- en converterstations, aanlandingsstations voor waterstof en elektrolyzers.	pVAWOZ
25	Windpark "Ten noorden van de waddeneilanden" moet in 2031 offshore waterstof produceren	Artikel over de ontwikkeling van het windpark en de geplande elektrolyse voor het windzoekgebied 'Ten Noorden van de Waddeneilanden' in de Nederlandse Noordzee. (https://energeia.nl/energeia-artikel/40106102/windpark-ten-noorden-van-de-waddeneilanden-moet-in-2031-offshore-waterstof-produceren)	Sluijters, S.; Energieia
26	Werkstroom 1 adviesnotitie		
27	Het energiesysteem van de toekomst: de I13050-scenario's	De Nederlandse elektriciteitsnetbeheerders presenteren vier scenario's voor het energiesysteem in 2050. De vier scenario's zijn: decentrale initiatieven (DEC), nationaal leiderschap (NAT), Europese integratie (EUR) en internationale handel (INT). (https://open.overheid.nl/documenten/ronl-7219ac2558977a6050ac4db764d2ddeb156df32/pdf)	Netbeheer Nederland
28	<u>Programma Noordzee 2022-2027</u>	Het doel van het programma is om de juiste maatschappelijke balans te vinden in de ruimtelijke ontwikkeling van de Noordzee. (https://www.noordzeeloket.nl/beleid/programma-noordzee-2022-2027/)	Rijksoverheid
29	Kamerbrief over aanvullende routekaart windenergie op zee 2030	Brief van de minister van EZK, welke inzicht geeft in de visie van de overheid op het waterstofbeleid.	Jetten, R.A.A.; EZK
30	<u>Dutch offshore Wind Guide</u>	Gids voor Nederlands offshore windbeleid, technologieën en innovaties. (https://www.rvo.nl/sites/default/files/2021/10/Dutch%20Offshore%20Wind%20Guide%202022.pdf)	RVO
31	Gasunie Onderzoek waterstofnetwerk op Noordzee	Artikel waarin het doel van Gasunie wordt beschreven om een offshore waterstofnetwerk te ontwikkelen. (https://www.gasunie.nl/nieuws/gasunie-onderzoekt-waterstofnetwerk-op-noordzee)	Gasunie
32	Porthos en Aramis: de grootste CCS-projecten in Nederland	Artikel over de twee grootste CCS-projecten in Nederland; Porthos en Aramis. Het doel is om CO ₂ te transporteren van de haven van Rotterdam naar lege gasvelden in de Noordzee. (https://www.onsaardgas.nl/porthos-aramis/)	Onsaardags.nl
33	History of EBN	Artikel over de geschiedenis van Energie Beheer Nederland (EBN) (https://www.ebn.nl/en/about-ebn/history/)	EBN
34	Danish Government Postpones Tender for North Sea Energy Island, Current Concept Found to be Too Expensive	Artikel over het uitstel van de aanbesteding voor het Deense energie-eiland. Het huidige concept voor het eiland was volgens de Deense regering te duur. (https://www.offshorewind.biz/2023/06/28/danish-government-postpones-tender-for-north-sea-energy-island-current-concept-found-to-be-too-expensive/)	Buljan, A., offshorewind.biz
35	Princess Elisabeth Island	Webpagina over de ontwikkeling van het Princess Elisabeth-eiland in de Belgische Noordzee, dat	Elia Groep

Ref #	Titel	Beschrijving	Auteur(s)
		windmolenparken verbindt met het vasteland en de buurlanden. (https://www.elia.be/en/infrastructure-and-projects/infrastructure-projects/princess-elisabeth-island)	
36	Offshore hydrogen transportation through re-used natural gas pipeline on the North Sea	Artikel over het toegekende Certificaat van geschiktheid voor het transport van groene waterstof door bestaande pijpleidingen op zee van Bureau Veritas Inspectie & Certificering. (https://noordgastransport.nl/offshore-hydrogen-transportation-through-re-used-natural-gas-pipeline-on-the-north-sea/)	Noordgastransport (NGT)
37	EIPN werkstroom 2		
38	18R-97: Cost Estimate Classification System - As Applied in Engineering, Procurement, and Construction for the Process Industries	Richtlijnen voor het toepassen van de algemene principes van ramingsclassificatie op ramingen van projectkosten. (https://www.costengineering.eu)	AACE inc.
39	Additional Offshore Wind Energy Roadmap 2030	Brief van de minister van EZK, waarin beschreven staat welke nieuwe windparkzones wanneer ontwikkeld gaan worden. Verder wordt de gunning van de bouw van het net op zee aan TenneT beschreven. (https://english.rvo.nl/sites/default/files/2022/07/WOZ-210622022062-Letter-Additional-Offshore-Wind%20Energy-Roadmap-2030.pdf)	Jetten, R.A.A.; EZK
40	The 2GW Program	Artikel waarin een nieuw gestandaardiseerd platform wordt beschreven met een nieuw gecertificeerd kabelsysteem en een hogere transmissiecapaciteit die 2GW aan energie kan transporteren. (https://www.TenneT.eu/about-TenneT/innovations/2gw-program)	TenneT
41	Digital tools for life-cycle assessment	Doctoraal manuscript over een parametrische en op machine-learning gebaseerde benadering om levenscyclusbeoordeling in de vroege ontwerpfasen te implementeren. (https://www.udk-berlin.de/studium/architektur/fachgebiete/konstruktives-entwerfen-und-tragwerksplanung/forschung/a-holistic-and-parametric-approach-for-lca-in-the-early-design-stages/)	Universiteit van Berlijn
42	Life cycle assessment of onshore and offshore wind energy – from theory to application	Artikel uit 2016, gepubliceerd in Applied Energy, over de levenscyclusanalyse van onshore en offshore windenergie. (DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.07.058)	Bonou et al.
43	Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems	Artikel uit 2019, gepubliceerd in Applied Energy, over de levenscyclusanalyse van waterstof uit protonuitwisselingsmembraan water elektrolyse in toekomstige energiesystemen. (DOI:10.1016/j.apenergy.2019.01.001)	Bareiβ et al.
44	HVDC Circuit Breakers	Webpagina die de basisprincipes van HVDC stroomonderbrekers beschrijft	entsoe

Ref #	Titel	Beschrijving	Auteur(s)
		(https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/hvdc-circuit-breakers)	
45	Enrichment Session with Bureau Veritas	Notulen van de vergadering	Mott MacDonald en Bureau Veritas
46	Enrichment Session with IenW	Notulen van de vergadering	Deloitte, Mott MacDonald, IenW
47	Workshop with Gasunie and TenneT	Notulen van de vergadering	Deloitte, Mott MacDonald, Gasunie en TenneT
48	Enrichment Session with EZK and RVO	Notulen van de vergadering	Deloitte, Mott MacDonald, EZK, RVO
49	Enrichment Session with TNO - North Sea Energy	Notulen van de vergadering	Deloitte, Mott MacDonald, TNO
50	Knowledge sharing session - Action Agenda	Notulen van de vergadering	Deloitte, Mott MacDonald, Common Futures, Norton Rose Fulbright
51	WS 3 workshop	Notulen van de vergadering	Mott MacDonald, EZK, Deloitte, EBN, TenneT, IenW, Deloitte, Gasunie
52	WS 3 workshop	Notulen van de vergadering	Mott MacDonald, EZK, Deloitte, EBN, TenneT, IenW, Deloitte, Gasunie
53	WS 3 workshop	Notulen van de vergadering	Mott MacDonald, EZK, Deloitte, EBN, TenneT, IenW, Deloitte, Gasunie
54	WS 3 workshop	Notulen van de vergadering	Mott MacDonald, EZK, Deloitte, EBN, TenneT, IenW, Deloitte, Gasunie
55	SSEN Transmission gets to work on HVDC Switching Station in Caithness	Artikel over de start van de bouw van het HVDC schakelstation in Caithness. (https://www.ssen-transmission.co.uk/news/news-views/2020/11/ssen-transmission-gets-to-work-on-hvdc-switching-station-in-caithness/#:~:text=%E2%80%9CHet%20Caithness%20Switching%20station%20is%20een%20sleutel%20onderdeel%20om%20de%20transitie%20naar%20net%20nul%20uitstoot%te%vergemakkelijken).	Scottish & Southern elektriciteitsnetwerken
56	Haalbaarheidsstudie offshore ondergrondse waterstofopslag	Haalbaarheidsstudie voor ondergrondse waterstofopslag op zee vanaf 2022	TNO en EBN

1.4 Lijst van Afkortingen en Acroniemen

Afkorting	Beschrijving
AACE	American Association of Cost Engineering
AC	Wisselstroom (Alternating Current)
AIS	Substation met luchtisolatie (Air-Insulated Substation)
ASL	Boven gemiddeld zeeniveau (Above mean Sea Level)
BEP	Beste efficiëntie punt (Best Efficiency Point)
BFD	Blokkendiagram (Block Flow Diagram)
BoP	Balance of Plant
CBA	Kosten-batenanalyse (Cost Benefit Analysis)
CC(U)S	Koolstofafvang (gebruik) en -opslag (Carbon Capture (Utilization) and Storage)
DC	Gelijkstroom (Direct Current)
DE	Duitsland
DP	Ontwerpdruk (Design Pressure)
DK	Denemarken
DMNC	Deloitte, Mott MacDonald, Norton Rose Fulbright en Common Futures
EBN	Energie Beheer Nederland
EcIA/EIA	Ecologische effectbeoordeling
EDI	Elektro Delonisatie
EIA	Milieueffectbeoordelingen
EIPN	Energie Infrastructuur Plan Noordzee 2050
EOL	Einde van het leven (End of Life)
EPC-contract	Engineering-, inkoop- en bouwcontract (Engineering, Procurement and Construction contract)
EZK/MEAC	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
FEED	Front-end technisch ontwerp (Front End Engineering Design)
FEL	Front-End Loading
FID	Definitieve investeringsbeslissing (Final Investment Decision)
GBF	Zwaartekracht Basis (Gravity Base Foundation)
GHG	Broeikasgas (Greenhouse Gas)
GIS	Substation met gasisolatie (Gas-Insulated Substation)
GW	Gigawatt
GW WTG	Opwekkingsequivalent windturbine (d.w.z. zonder verliezen)
HAZID	Gevarenonderzoek (Hazard Identification Study)
HAZOP	Gevaren- en operationeel onderzoek (Hazard and Operability study)
HNO	Waterstof Netwerk Operator (Hydrogen Network Operator)
HP	Hoge druk (High Pressure)
HV	Hoogspanning (High Voltage)
HVAC	Hoogspanningswisselstroom (High Voltage Alternating Current)
HVDC	Hoogspanningsgelijkstroom (High Voltage Direct Current)
H ₂	Waterstof
IA	Inter-Array
ICCP	Bescherming tegen geïnduceerde corrosie (Induced Current Corrosion Protection)
IDON	Interdepartementaal Directeuren Overleg Noordzee
IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor

Afkorting	Beschrijving
lenW / MIWM	Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat
KNMI	Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut
LCA	Levenscyclusanalyse
LCOH	Genivelleerde kosten van waterstof (Levelised Cost Of Hydrogen)
LP	Lage druk (Low Pressure)
LSEH	Grootschalige Energiehub (Large-Scale Energy Hub)
LV	Laagspanning (Low Voltage)
MAOP	Maximaal toegestane werkdruk (Maximum Allowable Operating Pressure)
MCDA	multicriteria-besluitvorming
MED	Distillatie met meerdere effecten (Multi-Effect Distillation)
MML	Mott Macdonald BV
MTO	Materiaalafname (Material Take-Offs)
MW	Megawatt
NAT	Nationaal Leiderschap
NGO	Niet-gouvernementele organisatie
NGT	Noordgastransport B.V.
NL	Nederland
NOGAT	Noordelijk Offshore Gastransport B.V.
NPE	Nationaal Plan Energiesystemen
NSE	North Sea Energy
NSWPH	North Sea Wind Power Hub
OEM	Oorspronkelijke fabrikant (Original Equipment Manufacturer)
OHL	Bovenleiding (Overhead Line)
OP	Gebruiksdruk (Operating Pressure)
O ₂	Zuurstof
O&G	Olie & gas
O&M	Operatie en onderhoud (Operation & Maintenance)
PAWOZ-Eemshaven	Programma Aansluiting Wind Op Zee (ligt bij Eemshaven)
PDLC	Levenscyclus projectontwikkeling (Project Development Life Cycle)
PN	Programma Noordzee
RAM	Betrouwbaarheid, beschikbaarheid, Onderhoud (Reliability, Availability Maintainability)
RVO	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
PEM	Proton-Elektrolytmembraan
PSA	Pressure Swing Adsorption
PtG	Elektriciteit naar gas (Power to Gas)
pVAWOZ	Programma Verkenning Aanlanding Wind Op Zee
P&ID	Leiding- en instrumentatiediagrammen (Piping and Instrumentation Diagrams)
RfP	Request for Proposal
RO	Omgekeerde osmose (Reverse Osmosis)
SOL	Start of Life
SEA	Plan Milieueffectrapportage (Strategic Environmental Assessment)
SDE++	Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie
SIL	Integratieniveau veiligheid (Safety Integration Level)
SIMOPS	Simultane Operaties

Afkorting	Beschrijving
SLPE	Sea and Land Project Engineering Ltd
SodM	Staatstoezicht op de Mijnen
STATCOM	Statische compensator
SVC	Statische var-compensator
SWRO	Omgekeerde osmose van zeewater (Sea Water Reverse Osmosis)
TEG	Tetraethyleenglycol
TNO	Nederlandse Organisatie voor Toegepast-Natuurwetenschappelijk Onderzoek
TNW	Ten Noorden van de Waddeneilanden
TRL	Technologisch gereedheidsniveau (Technology Readiness Level)
TSA	Temperatuurschommeling Adsorptie (Temperature Swing Adsorption)
TSO	Beheerders van transmissiesystemen (Transmission System Operators)
TWh	Tera Watt uur
UPS	Ononderbrekbare voeding (Uninterruptible Power Supply)

2 Project Context

In de transitie naar een duurzame energiemix is er behoefte aan duurzame energiebronnen. De Nederlandse kust ligt aan de Noordzee, welke een groot potentieel biedt voor de opwekking van windenergie op zee. Op dit moment is er 4,5 GW windcapaciteit op zee geïnstalleerd en de Nederlandse overheid streeft naar een totaal van 21 GW windcapaciteit op zee in 2030, 50 GW in 2040 en 70 GW in 2050. Op piekmomenten zal het nationale energieaanbod naar verwachting de vraag overstijgen. Dit leidt tot energiebeperking, wat niet wenselijk is. Om inperking te voorkomen, moet de energie worden opgeslagen, of in andere vormen worden gebruikt. De verwachting is dat in 2050 ongeveer 25-40% van de Nederlandse energie in de vorm van waterstof zal zijn (ref. 23). Er kunnen economische en milieuvoordelen zitten aan het omzetten van energie in waterstof op zee in plaats van op land.

Bovendien kunnen deze installaties op zee via kabels of pijpleidingen met buurlanden worden verbonden. Deze verbindingen kunnen de flexibiliteit van het energiesysteem opnieuw verbeteren en noodzakelijke beperkingen of energietekorten voorkomen. Bij voorkeur bevinden deze verbindingen zich op specifieke locaties in de Noordzee, waardoor zogenaamde energiehubs op zee ontstaan. Buurlanden zoals het Verenigd Koninkrijk, Denemarken en België onderzoeken soortgelijke concepten. In het North Sea Wind Power Hub (NSWPH) programma en de North Sea Energy (NSE) studies zijn mogelijkheden voor interconnecties en energiehub concepten onderzocht. Uit dit onderzoek bleek dat de meest waarschijnlijke energiehubs vormen de bouw van een energie-eiland of meerdere platforms zijn.

De Nederlandse overheidsinstellingen die werken aan de uitrol van windenergie en de energiehubs op de Noordzee zijn het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) en het Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (IenW). Samen met de Nederlandse TSO's Gasunie, TenneT en EBN, starten EZK en IenW het traject om de technische haalbaarheid van deze energiehubs te bepalen. In 2022 hebben deze organisaties gewerkt aan een eerste onderzoek naar de meest waarschijnlijke scenario's door het opzetten van het EIPN-project. Het EIPN-project moet meer inzicht geven in de concepten van de energiehubs en de energie infrastructuur op zee en een kader creëren om de uitrol ervan te vergemakkelijken voor de eerste exploitatie rond 2030.

De EIPN-projecten bestaan uit vier verschillende deelonderwerpen (werkstromen):

- Werkstroom 1: Strategische visie
- Werkstroom 2: Hergebruik van bestaande gasinfrastructuur
- **Werkstroom 3: Constructievorm van energiehubs**
- Werkstroom 4: Marktregulering

De Nederlandse ministeries hebben samen gewerkt aan het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) en Programma Noordzee (PN). Dit beleid geeft richting aan het energiesysteem van de toekomst en in welke gebieden deze energiehubs en windparken kunnen worden gebouwd. In Figuur 2.1 worden de zoekgebieden weergegeven en worden de relevante zoekgebieden voor windparken met de verwachte functies van de energiehubs beschreven.

vervolgens worden aangesloten op een 700 MW windmolenpark dat de naam "Ten Noorden van de Waddeneilanden" (TNW) draagt (ref. 25). Dit gebied ligt 56 km ten noorden van Nederland en ligt ongeveer 120 km uit de kust. Demo 2 zal mogelijk een faciliteit die gekoppeld is aan het net worden door verbinding te maken met het nabijgelegen HVDC-systeem op locatie "Doordewind". Hierdoor kan het energie naar de wal transporteren via elektriciteit of waterstof en kan het dus functioneren als een energiehub. Dit zou een flexibeler en robuuster energiesysteem moeten opleveren. Om waterstof aan te landen moet de faciliteit worden aangesloten op een pijpleiding op zee. Welke pijpleidingen gebruikt kunnen worden, wordt besproken in EIPN Werkstroom 2.

Lessen uit deze pilot- en demonstratieprojecten moeten zoveel mogelijk worden geïntegreerd in het ontwerp van de energiehub voor zoekgebieden 6 en 7. Dit zal echter een uitdaging zijn omdat op basis van de vereiste planning het ontwerp van de eilanden of platforms van gebied 6 en 7 moet worden voltooid voordat de demonstratieprojecten in bedrijf worden gesteld. Er zal daarentegen al eerder lering zijn getrokken, bijvoorbeeld uit de samenwerking met de toeleveringsketen en uit de ontwerpontwikkeling, die kan worden geïntegreerd.

Gasunie zal een pre-FEED ontwerp voor het 500MW demonstratieplatform ontwikkelen op basis van het conceptuele ontwerp van een 500MW waterstofproductieplatform dat is voltooid als onderdeel van het NSWPH-programma.

2.2 Zoekgebieden 6 en 7

Het grootste deel van de nieuwe geïnstalleerde windenergiecapaciteit zal naar verwachting worden geïnstalleerd in zoekgebied 6 en 7. Dit gebied ligt ongeveer 150 km van het dichtstbijzijnde aanlandingspunt (Den Helder, Uithuizen) en heeft een oppervlakte van meer dan 3.000 km². In de zoekgebieden kan ongeveer 22-28 GW aan windenergie worden geïnstalleerd, en dit zal voornamelijk in de periode 2031-2040 gebeuren. De eerste energiehub met elektriciteit- en waterstoftransportcapaciteit zal naar verwachting in dit gebied worden geïnstalleerd. De waterdiepte is 45-55 meter, wat dieper is dan de andere windgebieden, maar nog steeds ondiep genoeg voor de bouw van funderingen voor windturbines, platforms of een potentieel eiland.

2.3 Werkstroom 1 Samenvatting

Informatie die nodig is voordat een beslissing kan worden genomen over de bouwvorm van de energiehub is ontwikkeld in EIPN Werkstroom 1 (ref. 26). Het doel van deze werkstroom is het opstellen van de strategische visie op het toekomstige energiesysteem in de Noordzee tegen 2050. Belangrijke resultaten voor deze studie zijn de locatie van de energiehub, de energiecapaciteit, de mogelijkheden tot interconnectie, de uitrol in de tijd en de verhouding tussen de export van elektriciteit en de productie van waterstof.

Werkstroom 1 begon met de vraag naar duurzame energie. Dit is gedaan door middel van een literatuurstudie waarin verschillende scenario's zijn vergeleken. Uit de literatuurstudie bleek dat de scenario's beschreven door Gasunie en TenneT in I13050 het meest aansloten bij de doelstelling van de overheid (ref 27). In het bijzonder het scenario voor Nationaal Leiderschap (NAT). Dit scenario toonde de volgende waarden voor de nationale vraag:

- 2030: 600 - 642 TWh
- 2040: 535 TWh
- 2050: 566 TWh

Verder wordt de volgende mogelijkheden tot interconnectie verwacht:

- 2030: 12,8 GW
- 2040: 14,8 GW
- 2050: 18,8 GW

Landen die in aanmerking komen voor aansluiting zijn onder andere:

- Denemarken, dat zich wil ontwikkelen tot een exporteur van elektriciteit; windenergie voorziet momenteel 53% van de binnenlandse vraag en zal naar verwachting met 9-14 GW toenemen tot 100-160% van de binnenlandse vraag. Denemarken heeft ook een actief programma voor de productie van groene waterstof.
- Duitsland, dat een grote netto-importeur van elektriciteit is. De binnenlandse vraag zal naar verwachting 150-175TWh/jaar bedragen in 2037 en 190-220TWh/jaar in 2045. Duitsland is ook een netto-importeur van waterstof.
- België is een netto-importeur van elektriciteit en waterstof, deels vanwege het lage potentieel voor windenergie op zee. België heeft de ambitie om een doorvoerland en een hub voor waterstof te worden.
- Het Verenigd Koninkrijk, waar Schotland naar verwachting een toekomstige exporteur van elektriciteit en waterstof zal zijn. Scotwind verwacht de komende 10 jaar 27,6GW aan windenergie op zee toe te voegen voor export naar Engeland en het Europese vasteland.
- Noorwegen is een netto-exporteur van elektriciteit en heeft grote ambities voor 30 GW windenergie op zee in 2040. Noorwegen zou een netto-exporteur van waterstof kunnen worden, met een aanvankelijke focus op blauwe waterstof.

Interconnectie kan zowel met elektriciteit als waterstof gerealiseerd worden. De aanname van werkstroom 1 is dat de interconnectiviteit in eerste instantie voornamelijk elektrisch zal zijn.

Nederland plant momenteel in totaal 4 GW aan elektrolysecapaciteit tegen 2030 en 8 GW tegen 2032. Het grootste deel van deze capaciteit zal op land worden geïnstalleerd. Op termijn is elektrolyse op zee nodig omdat het economische en milieuvordelen biedt en het landoppervlak in Nederland beperkt is. Het NPE voorziet een toename van 21 GW windcapaciteit op zee in 2030, groeiend tot 50 GW in 2040. Een deel van deze capaciteit zal op zee worden omgezet in waterstof in de energiehub. In het NAT-scenario II3050 zal naar verwachting ongeveer 10 GW van de 29 GW worden omgezet in waterstof. Deze verwachtingen worden ondersteund door de Target Grid-studie uitgevoerd door TenneT. Verder werd in deze studie besproken dat in 2040 ongeveer 38 GW elektriciteit naar het vasteland kan worden getransporteerd, met een opbouwsnelheid van 2 GW per jaar tussen 2030 en 2040. Dit resulteert in een totaal restvermogen van 12 GW dat naar de land moet worden getransporteerd. Dit kan gerealiseerd worden door ofwel de opbouwsnelheid van TenneT's HVDC-capaciteit te verhogen of door waterstofproductie op zee. Op basis hiervan wordt geschat dat tussen 2031-2040 de uitrol van HVDC 2 GW/jaar bedraagt en de uitrol van waterstof op zee ongeveer 1 GW/jaar.

Aangenomen wordt dat het grootste deel van de windproductie zal worden gebouwd in zoekgebied 6 en 7, dat een potentiële capaciteit heeft van ongeveer 20-28 GW. De te installeren energiehub zal zich ook in dit gebied bevinden. De energiehub moet ook elektrische interconnecties met het Verenigd Koninkrijk, Denemarken en Noorwegen mogelijk maken. De Noorderwiek (hub west) en Doordewind (hub oost) in het windgebied kunnen worden gebruikt voor extra capaciteit en zullen ook worden gebruikt als locatie voor interconnecties, enkel voor elektriciteit. De interconnecties op deze locaties hebben geen invloed op de energiehub in zoekgebied 6 en 7. Na 2040 zal de uitrol van windenergie op zee naar verwachting plaatsvinden in een ander, nader toe te wijzen, gebied.

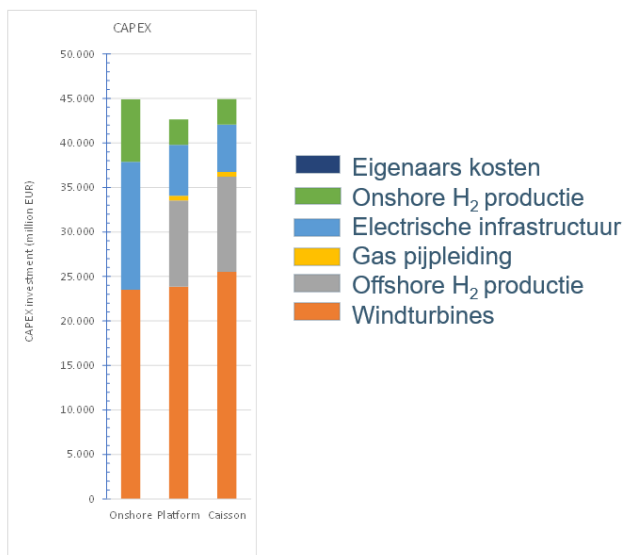
2.3.1 Werkstroom 1 Koppelen aan Werkstroom 3

De prognoses van Werkstroom 1 voor de uitrol van offshore windopwekking zijn gebaseerd op het vereiste schema zoals gedefinieerd door de Nederlandse overheid. De verdeling tussen export van directe elektriciteit via het HVDC-systeem en waterstofproductie op zee wordt beïnvloed door de capaciteit van TenneT om HVDC-systemen uit te rollen, waarbij wordt uitgegaan van maximaal een gestandaardiseerd systeem van 2 GW per jaar en een maximum

van 38 GW aan elektrische aanlanding in 2040. De geschatte uitrol van waterstofproductie, 8 GW in 2032, is gebaseerd op overheidsprognoses en omvat waterstofproductie op zee en op land. Omdat waterstofproductie op zee nog in de kinderschoenen staat, bestaat de vrees dat deze niet volgens het vereiste schema klaar zal zijn.

Bij de keuze voor waterstofproductie op zee in plaats van op land moet rekening worden gehouden met de totale kosten van de ontwikkeling van de verschillende opties. De aanzienlijk hogere kosten voor het aan land brengen van energie in de vorm van elektronen in plaats van atomen moeten worden afgewogen tegen de extra infrastructuur in de vorm van eilanden of platforms die nodig is om de waterstofproductie op zee te ondersteunen. Een HVDC-systeem van 2 GW kost naar schatting ongeveer 10 miljard euro in vergelijking met een onderzeese pijpleiding van 500 miljoen euro die het equivalent van 10 GW in de vorm van waterstof kan transporteren. Als met al deze kosten rekening wordt gehouden, zijn de totale kosten van waterstofproductie op zee en op land vergelijkbaar, zoals blijkt uit de kostenramingen.

Figuur 2.2: CapEx-schatting NSWPH (ref. 4).



De optimale capaciteit van waterstofproductie op land zou gebaseerd zijn op energierugwinning wanneer de windenergie op zee die naar de wal wordt getransporteerd de vraag op land overstijgt. Vanwege de hoge kosten van onderzeese HVDC-kabels moet de hoeveelheid elektriciteit die naar het vasteland wordt getransporteerd de opwekking op zee in evenwicht brengen. Dit kan worden gedaan de gemiddelde basisbelasting van de vraag op het vasteland om perioden waarin de elektriciteit die naar het vasteland wordt gestuurd wordt beperkt door beperkingen in de vraag op het vasteland tot een minimum te beperken. Na dit punt moet verdere uitbreiding van de windopwekkingscapaciteit gepaard gaan met een combinatie van export van elektriciteit naar het vasteland en waterstofproductie op zee.

De optimale datum voor de eerste waterstofproductie, zowel op zee als op land, wordt bepaald door het evenwicht tussen de hernieuwbare elektriciteitsproductie op zee en de vraag op land. Elektriciteit moet aan land worden gebracht tot aan ongeveer 70 % van de verwachte gemiddelde basislastvraag is voldaan. Dan moet waterstofproductie aan land worden geïnstalleerd om de inperking te verminderen/optimaliseren tijdens perioden van basislastproductie op zee maar verminderde vraag op land. Hier zijn de economische aspecten duidelijk in het voordeel van productie op land, aangezien de capaciteit om elektriciteit aan land te brengen al bestaat via de geïnstalleerde HVDC-kabels, hoewel dit moet worden afgewogen tegen de beperkingen van bouw op land, zoals beschikbaarheid van land, vergunningen en acceptatie door het publiek. Als energieopwekking op zee verder wordt uitgerold en als de economische voordelen gunstig zijn

voor waterstofproductie op zee, moet deze worden opgevoerd in een verhouding van ongeveer één op één met de HVDC-transmissiecapaciteit om de energierugwinning te maximaliseren door inperking te vermijden bij windsnelheden die dicht bij de piek liggen. Om deze optimale netgeïntegreerde benadering van waterstofproductie op zee mogelijk te maken, zal Werkstroom 3 - Constructievorm van energiehub de energiehub zo ontwerpen dat tot 50 % van de offshore piekwindproductie in de vorm van waterstof naar wal getransporteerd kan worden. Deze uitrol is in de praktijk misschien niet mogelijk, maar het doel van deze aanpak is het optimale energiehub concept te identificeren, te onderbouwen en stappen te ondernemen die voorziene beperkingen in de zoveel mogelijk weg te nemen.

De datum waarop de eerste waterstofproductie op zee wenselijk wordt geacht is begin 2030. Dit is in lijn met de veronderstelde eerste opwekking van windenergie in zoekgebied 6 en 7 in 2032. Deze datum is een grote uitdaging voor een eiland gebaseerde oplossing, en er kunnen beperkingen zijn, zowel van technische als van regelgevende aard, die waterstofproductie op zee op deze tijdschaal vermoeilijken. Het halen van de datum is iets minder uitdagend voor platform gebaseerde concepten vanwege de noodzaak om de waterstofproductiecapaciteit op zee op te schalen, rekening houdend met de beperkingen in de markt voor de levering van apparatuur. In feite zal de levering van elk energiehub concept binnen de vereiste termijn een belangrijke prestatie zijn, hoewel de geïdentificeerde risico's groter zijn voor eiland gebaseerde concepten.

Grootschalige uitrol van waterstofproductie op zee kan potentieel later beginnen als gevolg van technische beperkingen, mogelijk vanaf 2035, maar dit moet dan worden opgenomen in het concept door blokken onbebouwd te laten. De verhouding tussen energie-export en waterstofproductie op zee moet niet worden aangepast t.o.v. de optimale ratio door deze eventuele tijdelijke beperking.

Het uitstellen van de waterstofproductie op zee, indien nodig, hoeft niet van invloed te zijn op de uiteindelijke verhouding tussen directe energie-export en productie op zee. Daarnaast moet er worden overwogen om de windproductie in andere zoekgebieden uit te rollen, zodat de waterstofproductie op zee achteraf kan worden geïnstalleerd in de zoekgebieden 6 en 7. Deze aanpak moet ervoor zorgen dat er op lange termijn geen energiebeperkingen zijn. Verder moet het op lange termijn geen beperking zijn op het maximum vermogen. In overeenstemming met de aannames van TenneT moet een deel van de windblokken in zoekgebied 6 en 7 worden uitgesteld om zowel de windturbines als de bijbehorende infrastructuur voor waterstofproductie op zee te kunnen installeren wanneer deze gereed zijn.

2.4 Definitie van een Energiehub

Een energiehub is een constructievorm op zee die plaats biedt aan de elektrische en procesapparatuur die nodig is om ten minste twee van de volgende functies uit te voeren:

- Elektriciteit van windmolenparken **verzamelen** en **omzetten** in de vereiste spanning voor transport over lange afstanden.
- Buurlanden en energiehub met elkaar **verbinden** via kabels of waterstofpijpleidingen.
- Elektriciteit omzetten in andere energiedragers.
- Het comprimeren van de op platforms of waterstofturbines geproduceerde waterstof tot een druk die voldoende is om het te transporteren naar de kust, buurlanden of energiehub.

De energiehub kan zich op één locatie bevinden of kan een combinatie zijn van meerdere platforms, verspreid over een specifiek gebied, die de vereiste functies vervullen. Door deze functies te vervullen creëert een energiehub voordelen voor het toekomstige energiesysteem omdat:

- Het verzamelen van energie voordat het naar land wordt getransporteerd waarschijnlijk goedkoper is door schaalvoordelen en een beter gebruik van kabels.
- Door energiehub onderling en met verschillende landen te verbinden, ontstaat een flexibel en robuust energiesysteem met meer marktintegratie en voorzieningszekerheid.
- Een groter exportgebied bevordert een efficiënt gebruik van elektriciteit.
- De mogelijkheid om elektriciteit in energiedragers om te zetten kan de opname van grote hoeveelheden energie in het energiesysteem verbeteren. Daarnaast kunnen deze energiedragers ook opslag- en transportvoordelen bieden.
- Afhankelijk van het type energiehub (bv. eiland) kan een energiehub extra ondersteunende functies uitvoeren die voordelen bieden voor het energiesysteem, de windindustrie op zee of andere gebruikers op de Noordzee.
- Het transport van waterstof naar land gebeurt door een openbare netbeheerder, behalve in het geval van een bestaand of geografisch afgebakend net. Hier moeten marktfragmentatie en inefficiënte concurrentie met het openbare net worden vermeden.

De functies van energiehub kunnen in de loop van de tijd evolueren van het verzamelen naar het omzetten van energie. Energiehub die voor 2030 worden aangelegd bestaan, met uitzondering van pilots en opschaling van elektrolyse op zee, voornamelijk uit elektriciteitsinfrastructuur. Hier zal voornamelijk de verzamelfunctie worden vervuld voordat de verbindingfunctie steeds prominenter wordt. Naar verwachting zal dit worden gecombineerd met aanzienlijke elektrolysecapaciteiten op het land. Verbindingen via interconnectie met Duitsland, Denemarken, Noorwegen, België en het Verenigd Koninkrijk worden momenteel onderzocht.

Na 2030 zullen de hub functies naar verwachting toenemen naarmate de technologie zich verder ontwikkelt. Deze energiehub zullen daarom naar verwachting niet alleen elektriciteit opvangen en transporteren, maar ook converteren, waarbij elektrolyse niet alleen op land maar ook op zee plaatsvindt. De energiehub in zoekgebied 6 en 7 zullen daarom naar verwachting alle bovengenoemde functies hebben.

2.5 Rol van de Overheid

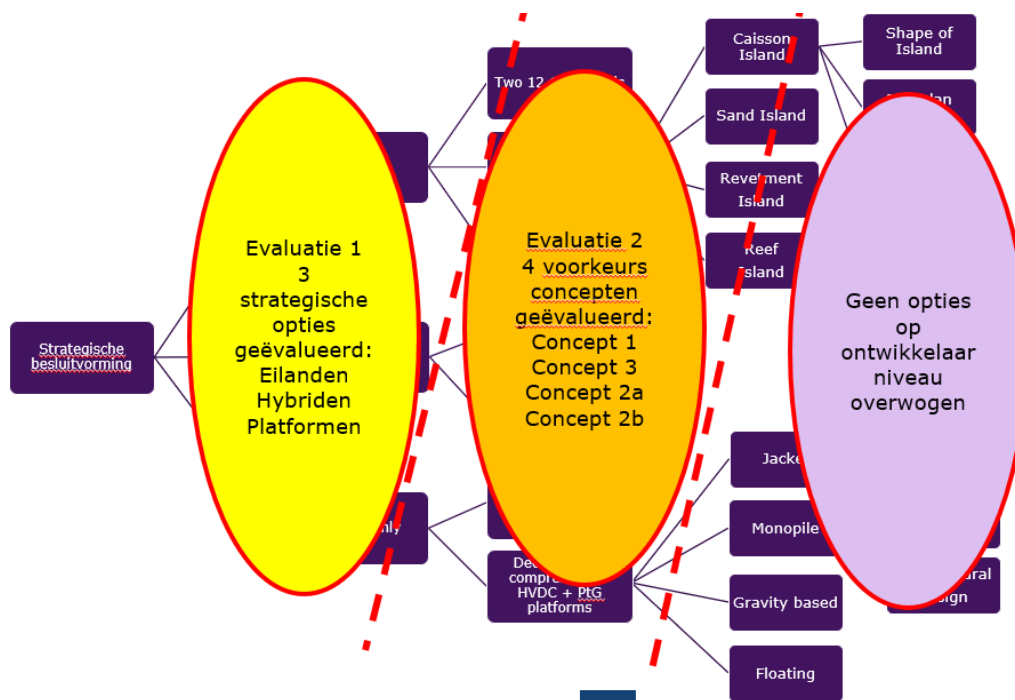
De Nederlandse overheid speelt een actieve rol in de ontwikkeling van waterstofproductie en -infrastructuur op zee. Een soortgelijke aanpak wordt gevolgd voor de ontwikkeling van wind op zee, zoals uiteengezet in de Nederlandse offshore windgids van 2022. De rol die de overheid zichzelf toebedeelt is een coördinerende rol, waarbij timing en samenhang tussen alle activiteiten op zee wordt gewaarborgd. Bovendien wil de overheid de ontwikkeling van waterstof op zee versnellen door kaders te ontwikkelen en duidelijkheid te scheppen.

Het 'governance' model definieert de rollen en verantwoordelijkheden voor verschillende onderdelen van een energiehub gedurende de levenscyclus. In het 'governance' model moeten verantwoordelijkheden worden aangewezen, zowel voor elektriciteit als waterstof, op het gebied van systeemplanning, ontwikkeling en eigendom en de exploitatie van assets. Het 'governance' model kan grofweg op twee manieren worden uitgewerkt:

- Gecentraliseerd, waarbij een groot deel van de verantwoordelijkheden bij centrale overheden of netbeheerders ligt. Dit is het huidige 'governance' model voor wind op zee in Nederland.
- Gedecentraliseerd met ontwikkelaars van windparken als hoofdverantwoordelijken.

De balans tussen deze twee benaderingen zal bepalen welke beslissing deel moet uitmaken van het afwegingskader van Werkstroom 3 - Constructievorm van energiehub. Bij de selectie van de belangrijkste beslissingen binnen werkstroomontwerp van het trechter proces wordt rekening gehouden met de beslissingen die de overheid moet nemen, zoals geïllustreerd in Figuur 2.3.

Figuur 2.3: Besluitvorming door een trechtervormig proces



Elektrolyse en energieopwekking op zee zullen naar verwachting voornamelijk een marktactiviteit zijn. Studies tonen aan dat de productiekosten van waterstof op zee ongeveer gelijk zijn aan die van productie van waterstof op land uit windenergie op zee. Toch moet de LCOH aantrekkelijk genoeg zijn voor partijen om te profiteren van waterstofproductie op zee. Bovendien is waterstofproductie op zee bedoeld om een robuust energiesysteem te maken. In de eerste jaren kan het de voorkeur hebben om energie in de vorm van elektriciteit naar de kust te transporteren, omdat de vraag naar elektriciteit voldoende is en er geen 'curtailment' nodig is. De productieuren

van de elektrolyzers zullen in de eerste jaren lager zijn en dit zal het project minder winstgevend maken.

De rol van de overheid is om waterstof op zee te subsidiëren om verschillen tussen productiekosten en marktwaarde te compenseren, zoals is gedaan in de SDE++. Daarnaast kan de overheid een aankoopverplichting voor de industrie voor waterstof op zee instellen en mitigatieopties te onderzoeken voordat de elektrolyse wordt ingeperkt. Reeds van kracht zijn de aankoopverplichtingen van hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong, beginnend in 2026, en de subsidiëring van de productie en het gebruik van groene waterstof in raffinaderijen.

De overheid heeft TenneT aangesteld als de aangewezen TSO voor het elektriciteitsnet op zee. De bijbehorende verantwoordelijk bestaan uit de planning coördineren en het ontwikkeling en beheer van het elektriciteitsnet op zee. Dit elektriciteitsnet op zee bestaat uit de platforms met substations op zee, exportkabels onder de zee en op land, converteerstations op land en aansluiting op een bestaand transmissiesysteem op het vaste land. Voor een eerste hub kunnen elektrische interconnectoren worden ontwikkeld en beheerd door de TSO. Het beheer van het hele elektriciteitssysteem wordt complexer als het beheer van individuele netwerken op zee wordt overgelaten aan particuliere 3^e partijen. Een gecentraliseerde organisatie van het elektriciteitsnet op zee leidt tot gemeenschapskosten. De activiteiten van TenneT worden verder beschreven in paragraaf 2.7.

De overheid heeft Gasunie voorlopig aangewezen als HNO, maar dit moet nog worden bevestigd. De rol van de HNO is het faciliteren van en toezicht houden op de aanleg van een waterstofnetwerk inclusief opslag. De HNO staat in nauw contact met waterstofproducenten en afnemers. Elektrolyse op zee is in principe een commerciële activiteit met alleen een rol voor staatspartijen als de markt dit niet oppakt. Gasunie zal betrokken zijn bij de ontwikkeling van het 500MW offshore demonstratieplatform. Daarnaast onderzoekt Gasunie de mogelijkheden om gecentraliseerde compressieplatforms op zee te exploiteren.

Tot slot heeft de overheid een breed scala aan onderzoeksprojecten laten uitvoeren om alle mogelijkheden van energieopwekking op de Noordzee beter te begrijpen. Samen met de TSO en HNO heeft de overheid nauw samengewerkt in projecten zoals NSWPH en EIPN. Verder maken milieustudies en locatie selectie studies deel uit van de activiteiten van de overheid.

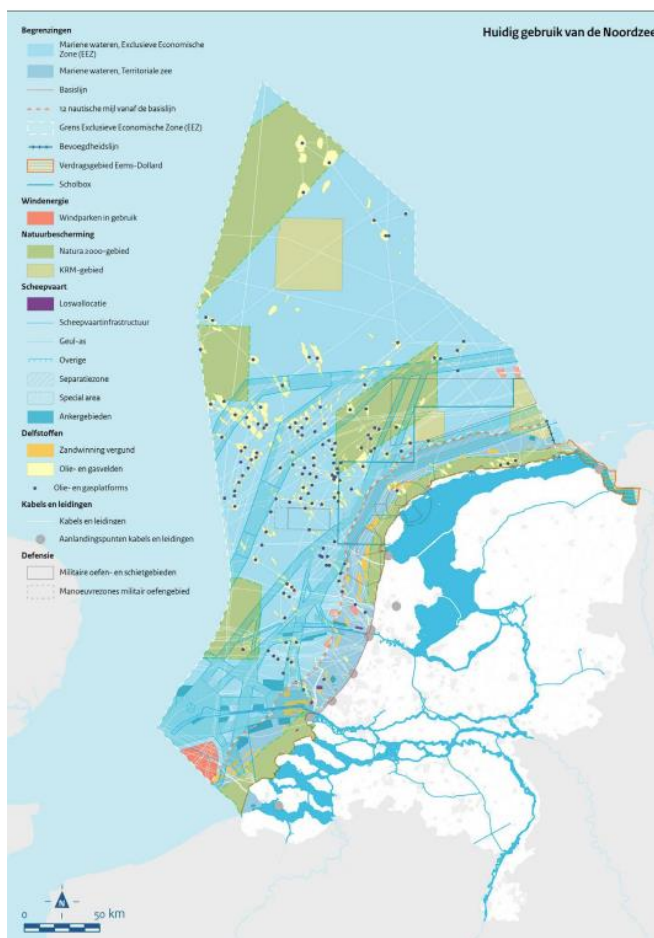
Al met al is het wenselijk dat de overheid, samen met de TSO en HNO, een belangrijke rol blijft spelen in de ontwikkeling van grootschalige industriële waterstofproductie op zee en energieopwekking. Verder onderzoek is nodig naar de rolverdeling, zodat publieke en private belangen gewaarborgd blijven voor zowel de platform- als de eilandopties. Als er een eiland wordt aangelegd, kan er worden verwacht dat de overheid eigenaar van het eiland wordt om te voorkomen dat een commerciële/particuliere partij een monopolie krijgt en kan bepalen wie gebruik mag maken van het eiland.

2.6 Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat

het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (IenW) is betrokken zijn bij de uitrol van duurzame windenergie op zee. IenW is onder andere betrokken bij de besluitvorming over de ruimtelijke verdeling van het Nederlandse deel van de Noordzee. Er is veel belangstelling voor de Noordzee en slechts beperkt ruimte beschikbaar in de Nederlandse sector, zie Figuur 2.4. Activiteiten, zoals visserij, olie & gas, afgravingen, luchtvaart en militaire doeleinden, nemen al een groot gebied in beslag. De productie van 70 GW windenergie, waterstofproductie op zee en mogelijke ondergrondse opslag van waterstof en CO₂ is daarom zeer uitdagend. In het Programma Noordzee (PN) en de Partiële Herziening (PH) van PN, twee documenten in opdracht van IenW, worden rekening gehouden met de verschillende belanghebbenden en zijn nieuwe windgebieden onderzocht, inclusief de verwachte capaciteiten (ref. 28).

Als onderdeel van de milieueffectrapportage bij de PH van het PN bestudeert IenW de ecologie in het Noordzeegebied en de impact van de activiteiten op zee. Er is een QuickScan ecologie gestart die eind Q4 2023 klaar moet zijn. In deze QuickScan werkt IenW samen met ecologie-experts, NGO's en nationale universiteiten om de ecologische status in kaart te brengen. Ecologie is een belangrijke factor die de beslissing over de locatie van de energiehub zal beïnvloeden. Daarna zal IenW de vereiste milieueffectrapportages (MER) en strategische milieueffectrapportage (planMER) opstellen die door een externe consultant zullen worden uitgevoerd.

Figuur 2.4: Kaart van de Nederlandse sector van de Noordzee (ref. 28).



2.7 Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Naast IenW is ook het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) betrokken bij windenergie op zee. Waar IenW zich richt op de ruimtelijke verdeling van het Noordzeegebied, richt EZK zich op de uitrol van energieopwekking, conversie, opslag en transport. Zo is het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) onderdeel van de activiteiten van EZK. Dit rapport beschrijft de lange termijn strategie naar het beoogde CO₂-neutrale energiesysteem in 2050. Verder staat EZK in nauw contact met de industrie om te helpen bij de decarbonisatie en tegelijkertijd een aantrekkelijke business case te behouden door te helpen middels financiële ondersteuning waar nodig. EZK bepaalt de locatie voor windparken en is verantwoordelijk voor de aanbesteding van de windparken. Daarnaast is EZK ook verantwoordelijk voor het creëren van een robuust en duurzaam energiesysteem in de toekomst. Op land werkt EZK aan de uitrol van voldoende duurzame energie in de vorm van zon, wind en ook kernenergie. Omdat vraag en aanbod van duurzame energiebronnen fluctueert in de tijd, doet EZK ook onderzoek naar de aanleg van voldoende regelbare elektriciteit door aardgascentrales om te bouwen tot waterstofcentrales. Al deze transitie zijn onderdeel van het NPE. EZK werkt daarnaast ook nog aan het aanhouden van voldoende hoeveelheden aardgas en olie om de transitieperiode te overbruggen.

In het Noordzeegebied staat EZK in nauw contact met de TSO, HNO, IenW en de industrie. In overleg met deze partijen heeft EZK de "Routekaart windenergie op zee 2030-2050" geschreven (ref. 29). In dit rapport zijn de doelen voor energieopwekking op zee gesteld op 50 GW in 2040 en 70 GW in 2050. Verder is EZK verantwoordelijk voor het tenderproces van de toegewezen windparkgebieden om ervoor te zorgen dat deze doelstellingen worden gehaald. Om de uitrol te realiseren, moet in de periode 2022-2026 naar schatting minstens 15 GW aan windgebieden worden toegewezen aan ontwikkelaars. Dit kan op verschillende manieren, zoals beschreven in de wet "Windenergie op zee" (ref. 30). Waarschijnlijk zal de ontwikkelaar op een specifiek windgebied bieden, of zullen de gebieden worden toegewezen via een veiling. Er is nog niet besloten of dezelfde strategie zal worden gebruikt voor het toewijzen van de waterstofproductiefaciliteit aan de ontwikkelaars of dat HNO hier ook een rol in zal spelen. Verder ontwikkelt EZK het kader waarbinnen Gasunie en TenneT de energie-infrastructuur van zoekgebied 6 en 7 gaan ontwikkelen. Tot slot hebben de ontwikkelaars overeenkomsten nodig met de HNO of TSO voor het transport van de energie naar het landelijke elektriciteits- of waterstofnet.

Een gecoördineerd en geïntegreerd energiesysteem biedt voordelen op het gebied van kosten en continuïteit van de energievoorziening. De EIPN studie draagt bij aan de ontwikkeling van een geïntegreerd systeem. Deze studie is uitgevoerd in opdracht van de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO), onderdeel van EZK. De lessen uit deze studie zullen als input dienen voor EZK om het uiteindelijke beleid "EIPN" op te zetten.

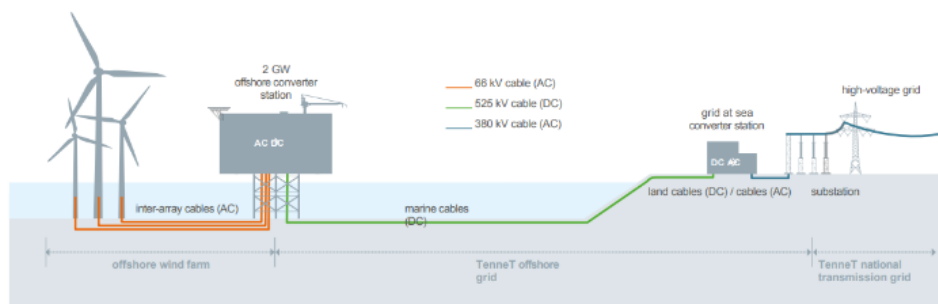
2.8 TenneT

TenneT is aangesteld als TSO voor het Nederlandse elektriciteitsnet voor zowel op land als op zee. Het net op zee bestaat uit afzonderlijke delen die de windenergiegebieden verbinden met het landelijke hoogspanningsnet op land. Het gestandaardiseerde net op zee bestaat uit platforms, elektrische installaties, exportkabels naar land, landstations en aansluitingen op het landelijke hoogspanningsnet. De aanleg van het net op zee vanaf 2022-2031 zal alleen directe export van elektriciteit ondersteunen en zal worden ondersteund door een combinatie van HVAC-platforms voor windparken dichtbij de kust en HVDC-platforms voor windparken verder uit de kust. TenneT verwacht de komende 10 jaar tussen de 8 en 9 miljard euro te investeren voor de aanleg van het net op zee. De gestandaardiseerde platforms zullen nominale capaciteiten hebben van:

- 700 MW voor HVAC-platforms.
- 2 GW voor HVDC-platforms.

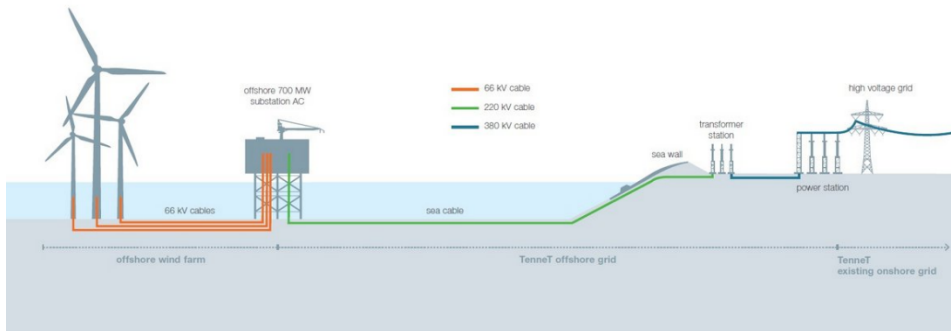
Vanwege de afstand tot de kust zal de export van energie uit zoekgebieden 6 en 7 via HVDC-platforms van 2 GW verlopen, zie Figuur 2.5. Vanwege de lange afstand wordt aangenomen dat voor de 2 GW HVDC-platforms helikoptertoegang nodig is, met de bijbehorende uitsluitingszones. Tijdens het NSWPH-programma werd ervan uitgegaan dat de compressie- en waterstofproductieplatforms zouden worden ondersteund door onderhoudsschepen zonder helikopterplatforms, waardoor er geen uitsluitingszones nodig zouden zijn die de ruimtelijke ontwikkeling van het windpark in ruimere zin zouden kunnen beïnvloeden. In de toekomst moet worden overwogen of deze platforms kunnen worden gegroepeerd met enkele gedeelde faciliteiten. De export van elektriciteit naar het vasteland vanaf de HVDC-platforms zal gebeuren via gelijkstroomkabels met een nominaal spanningsniveau van 525 kV. Het systeem zal naar verwachting worden geconfigureerd als een bipool met een 'dedicated metallic retour' (DMR), wat betekent dat het kabelsysteem zal bestaan uit twee HVDC-kabels en een derde kabel die dienst doet als metallische retourkabel.

Figuur 2.5: Typische opstelling van offshore HVDC-systeem (ref. 16).



De windturbine arraykabels binnen het windpark zullen naar alle waarschijnlijkheid geen deel uitmaken van het systeem van TenneT. HVAC-interlinks en kabels tussen HVAC-platforms op zee maken echter wel deel uit van het netwerk van TenneT. Een typische opstelling van een HVAC-systeem is weergegeven in Figuur 2.6.

Figuur2.6: Typische opstelling van HVAC-systeem op zee



Bron: TenneT TSO B.V

Het is bekend dat er aanzienlijke investeringen nodig zijn voor het elektriciteitsnet op land. Het Nederlandse 380 kV-net is de ruggengraat van het hoogspanningsnet en bestaat uit:

- Nationale ringstructuur met verbindingen naar kustlocaties waar grootschalige opwekkingscapaciteit is aangesloten.
- Directe verbindingen met Duitsland en België.
- HVDC onderzeese interconnectoren naar Denemarken, Groot-Brittannië en Noorwegen.

Daarnaast is er ook een kleiner 220 kV-net in het noorden van Nederland.

TenneT heeft de vraag naar aansluit- en transportcapaciteit in Nederland de afgelopen 3-4 jaar sterk zien toenemen en verwacht tussen de 10 en 13,6 miljard euro te investeren in het landelijke hoogspanningsnet. Verdere investeringen zullen nodig zijn om ervoor te zorgen dat het elektriciteitsnet op land geen knelpunt vormt voor het transport van elektriciteit vanaf het elektriciteitsnet op zee naarmate de productie van windenergie op zee toeneemt.

Net als EZK en IenW is ook TenneT betrokken bij het EIPN-project. De rol van TenneT in deze studie is het leveren van de benodigde informatie aan het DMNC consortium. Als onderdeel van het NSWPH consortium heeft TenneT meerdere studies uitgevoerd naar de potentie van energiehubs op zee. Verder woonde TenneT de georganiseerde bijeenkomsten binnen Werkstroom 3 - Constructievorm van energiehubs bij om te helpen bij de scoping van het project en te adviseren in het trechterproces vanuit een elektrisch standpunt.

2.9 Gasunie

Gasunie zal naar verwachting worden aangewezen als HNO voor het waterstofnetwerk op zee. Gasunie is voor 100% in handen van de overheid en is op meerdere manieren sterk betrokken bij de ontwikkeling van de Nederlandse waterstofproductie en het Nederlandse waterstofnetwerk, zowel op land als op zee. Het bedrijf is momenteel de TSO en eigenaar van het aardgasnetwerk in Nederland en zal dezelfde rol vervullen voor het waterstofnetwerk op land, inclusief de opslag en import van waterstof. HyNetwork Services, een bedrijf dat voor 100% eigendom 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 mogelijkheden om een offshore waterstofnetwerk te ontwikkelen, zie Figuur 2.7. De beoogde pijpleiding, die van Den Helder naar de Eemshaven loopt, zou langs de grote windmolenparken op de Noordzee lopen, waaronder zoekgebied 6 en 7 en demonstratieproject 2 (zie paragraaf 2.1.1). Deze pijpleiding zou één geïntegreerde oplossing mogelijk maken voor het transport van groene waterstof die op zee wordt geproduceerd.

Het NSWPH consortium, een internationaal consortium waar Gasunie onderdeel van is, heeft een haalbaarheidsstudie uitgevoerd naar de 'hub-and-spoke' configuratie om zowel elektriciteit als waterstof aan te landen. Vier categorieën werden onderzocht: Systemintegratie, technische haalbaarheid, kosten & baten, en regelgeving & marktontwerp.

Gasunie heeft de afgelopen jaren, vanuit haar positie binnen het NSWPH-consortium, expertise opgebouwd op het gebied van waterstofproductie op zee en -transport, waardoor zij waardevolle technische details voor EIPN heeft kunnen leveren.

Gasunie zal verantwoordelijk zijn voor het ontwerp van de waterstofcompressieapparatuur, maar heeft niet de capaciteit om het ontwerp van de waterstofproductie te doen, wat mogelijk de verantwoordelijkheid van de geassocieerde windparkontwikkelaars zal zijn.

Figuur 2.7: Schematische weergave van het beoogde waterstofnetwerk op zee van HyNetwork Services (ref. 31).



2.10 Energie Beheer Nederland

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 (CCS) en transportsystemen. EBN is betrokken bij (toekomstige) CCS-projecten op industriële schaal op zee, zoals Porthos en Aramis (ref. 32).

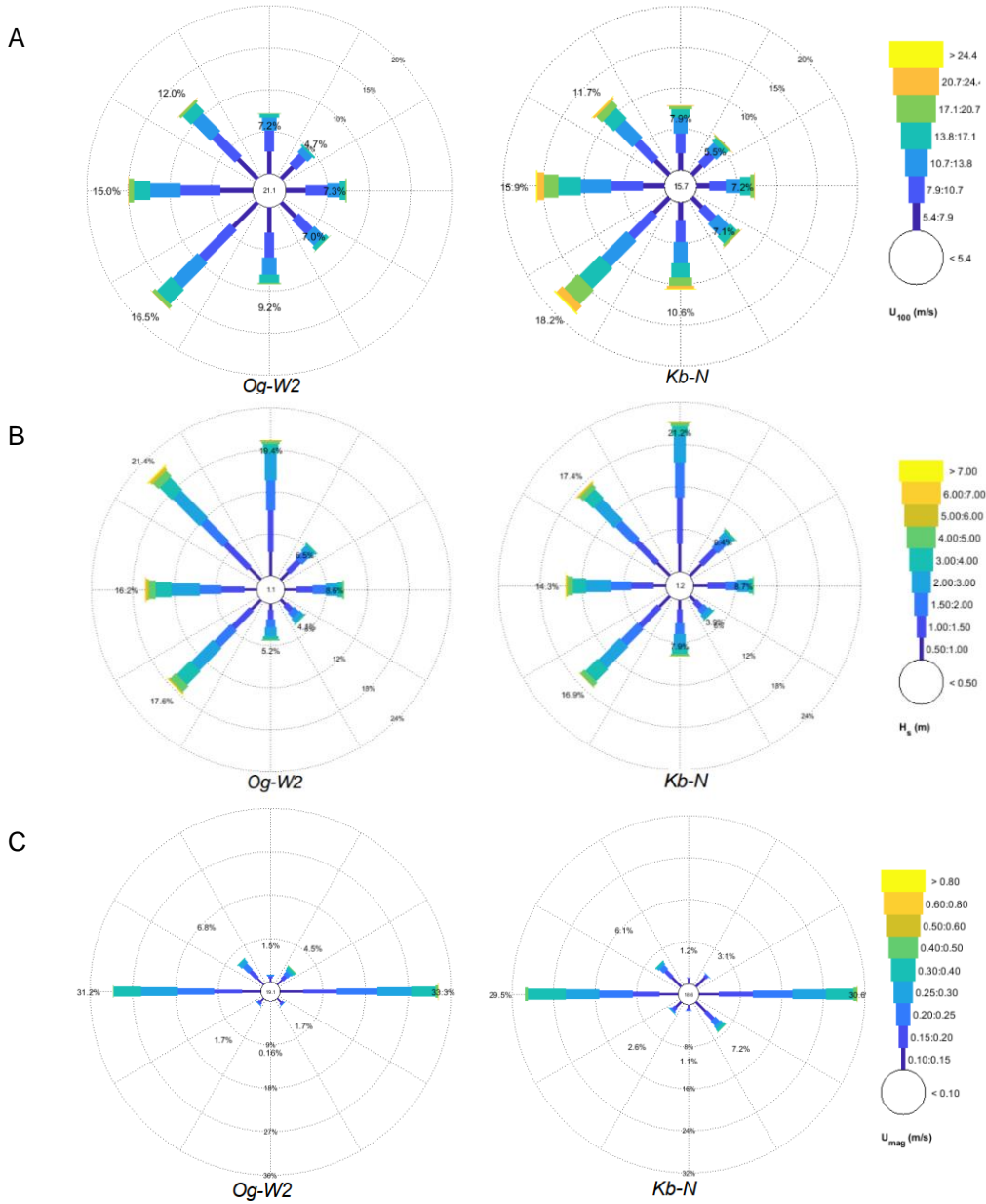
Op basis van EBN's kennis van de Nederlandse bodem en haar betrokkenheid bij exploratie daarvan, verkent EBN ook technische opties voor waterstofopslag en -productie op zee. Als mede-eigenaar van de Nederlandse gasinfrastructuur op zee ziet EBN het als haar verantwoordelijkheid om verantwoord hergebruik van pijpleidingen en bestaande platforms te stimuleren en deze assets waar mogelijk in te zetten voor versnelling van de energietransitie.

Aangezien EBN zich richt op warmtenetten op land, CO₂ en H₂ opslag & transport en olie & gas activiteiten, is de rol van EBN in werkstroom 3 beperkt. EBN is betrokken bij werkstroom 2 en er wordt verwacht dat een potentiële energiehub uitgerust is met de benodigdheden die de activiteiten van het EBN zou kunnen ondersteunen. De verwachting is dat dit geen invloed zal hebben op de bouwvorm van de energiehub. De betrokkenheid van EBN bij werkstroom 3 bestaat voornamelijk uit het verschaffen van informatie over opslagmogelijkheden in zoekgebieden 6 en 7 en overlappende olie- en gasactiviteiten. De deelname van EBN aan 200 joint ventures op het gebied van olie en gas, CCS-projecten en verkennende studies naar de opslagcapaciteit van waterstof geeft toegang tot openbare en vertrouwelijke gegevens. EBN is betrokken bij de herbesteding van het pijpleidingnetwerk op zee en daarom ligt de focus van EBN op werkstroom 2.

2.11 Omstandigheden in Zoekgebieden 6 en 7

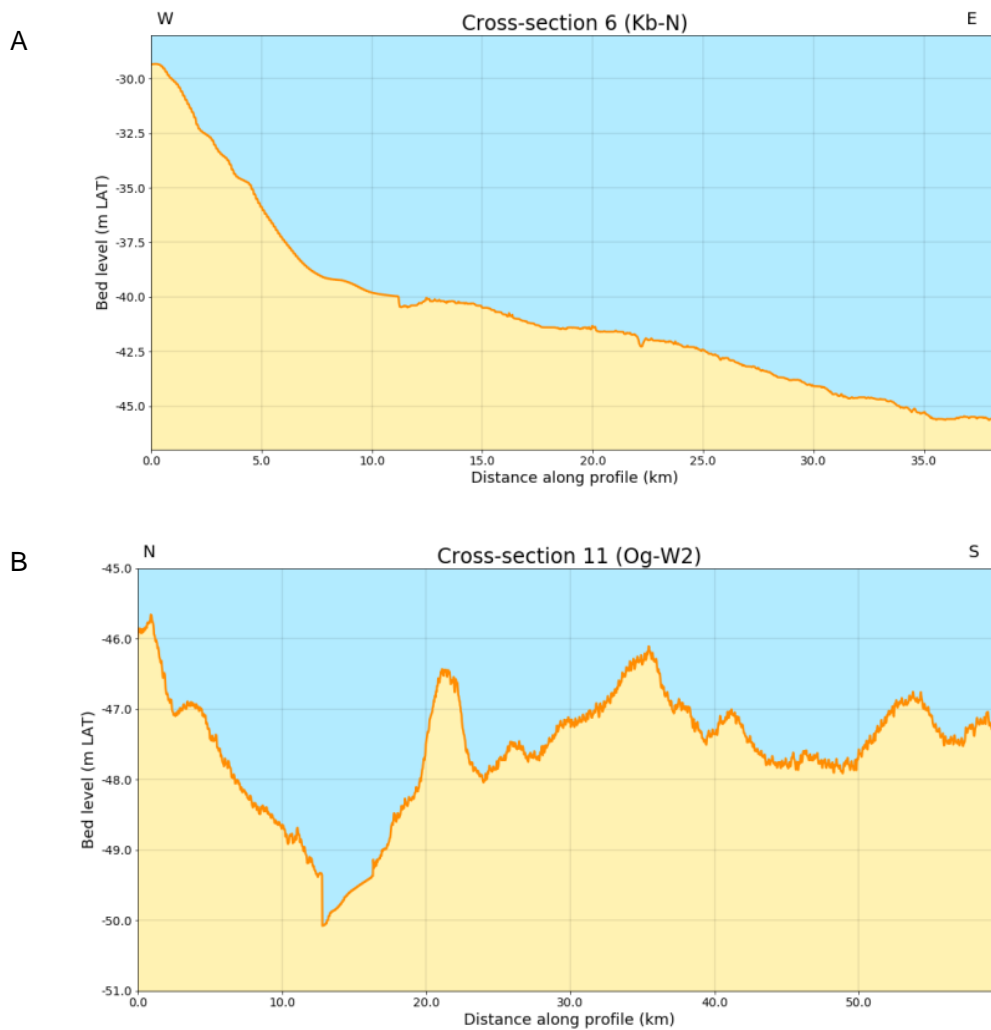
De haalbaarheid van de bouw van een energie-eiland of platform op zee is afhankelijk van de omstandigheden. Om een inschatting te maken van de omstandigheden in zoekgebied 6 en 7 is een studie gedaan door Deltares. Uit deze studie zijn de resultaten voor de Noordzeegebieden OG-W2 en Kb-N gebruikt, omdat deze gebieden het dichtst bij zoekgebied 6 en 7 liggen. De gemiddelde windsnelheden (Figuur 2.8A), golfhoogte en piekperiode van de golven (Figuur 2.8B) en onderzeese stroomsnelheden (Figuur 2.8C) zijn hierin geanalyseerd. Op basis van deze gegevens wordt geschat dat de windsnelheden >24 m/s voornamelijk uit west/zuidwestelijke richting komen. De golf toppen, met een maximale hoogte van 5 meter, komen voornamelijk uit het noorden tot zuidwesten. Tot slot laat het rapport zien dat de stroming voornamelijk van west naar oost staat met een gemiddelde snelheid van ongeveer 0,5 m/s. De invloed van deze omstandigheden op bouwvormen wordt besproken in paragraaf 2.10.

Figuur 2.8: (A) Gemiddelde windsnelheden en richtingen van OG-W2 en Kb-N. (B) Golfpieken en richtingen van OG-W2 en Kb-N. (C) Diepte gemiddelde stroomsnelheid (ref. 1).



Verder bespreekt het rapport het waterdiepte-profiel van de twee zoekgebieden. Op basis van de profielen van beide gebieden van noord naar zuid (Figuur 2.9A en B) wordt geschat dat de waterdiepte voor zoekgebied 6 rond de 40-45 meter ligt. Voor zoekgebied 7 ligt de waterdiepte tussen de 46-50 meter. Verder loopt zoekgebied 6 geleidelijk af, terwijl in zoekgebied 7 de waterdiepte meer fluctueert.

Figuur 2.9: (A) Waterdiepte van Kb-N en (B) waterdiepte van OG- W2A (ref. 1).



De laatste kenmerken van zoekgebied 6 en 7 die werd gemeten zijn de sedimenteigenschappen. De resultaten van deze metingen staan gerapporteerd in Tabel 2.1.

Tabel 2.1: Sedimenteigenschappen van zones 6 en 7 (ref. 1).

Eigendom	Waarde
Korrelgrootte van sediment	62,5-125 um
Massapercentage modder/slib	10-60 %
Percentage grindmassa	0-2 %

2.11.1 Haalbaarheid van eilandbouw in 50 m waterdiepte

Als onderdeel van het NSWPH-programma werd een caissoneiland concept ontwikkeld voor een waterdiepte tot 35 m. Voor die diepte was de aanvoer van gesteente voor de kern onder de caissons een beperkende factor. Dit zou van grote invloed zijn op het constructieschema. Bij een waterdiepte van 50 m zou het volume van gesteente voor de kern aanzienlijk moeten worden vergroot en zou de aanvoer, zonder wijziging van het ontwerp, de constructie onuitvoerbaar maken. Er wordt echter van uitgegaan dat zand als bodemmateriaal stabiel is rond 35 m diepte en dat een alternatieve constructie mogelijk waarbij de bodemhoogte teruggebracht kan worden naar 35 m door middel van een zanddeken. Baggerzand is redelijk goed beschikbaar in het gebied, maar de bronlocatie moet worden meegenomen in de milieustudies. Dit is een belangrijke factor die door IenW moet worden meegenomen in de selectie van de locatie van de energiehub mocht de keuze op een eiland uitkomen.

De bouw van het eiland zal meerdere jaren in beslag nemen en daarom zal het gedeeltelijk aangelegde eiland tijdens de winterseizoenen worden blootgesteld aan winterstormen. Er wordt enige schade verwacht tijdens deze stormen of er kan tijdelijke bescherming worden aangebracht en verwijderd, waardoor de vraag naar materiaal toeneemt en het bouwprogramma langer duurt. Er is een aanzienlijk risico op vertragingen tijdens de bouw van het eiland doordat de winterstormen heviger kunnen zijn dan voorzien.

De kabeltracés naar het eiland voor het oorspronkelijke NSWPH-concept komen via J-buizen op platforms naast het eiland. Soortgelijke overwegingen gelden voor waterinlaten en -lozingen vanaf het eiland. Gebaseerd op het werk van het NSWPH-programma zullen deze platforms nodig zijn om de kabels van de array op het eiland te brengen, zelfs als hun voltage wordt verhoogd naar 132kV of hoger.

Om de veiligheidsrisico's te beperken en de betrouwbaarheid van de productie te garanderen, moet de duur van de werkstop op de servicekades in het winterseizoen laag zijn. Het NSWPH concept omvat een korte beschermende golfbreker naar de service ligplaats. Deze moet mogelijk langer worden om de betrouwbaarheid van de aanvoer te verzekeren. Bij een waterdiepte van 50 m is deze golfbreker een substantiële constructie, maar van dezelfde grootte als de perimeter voor het eiland, dus in de context is het een geloofwaardige constructie. Samenvattend wordt de aanleg van een kunstmatig eiland in zone 6 en 7 technisch haalbaar geacht.

2.11.2 Het Deense Energie-Eiland

De Deense regering heeft de mogelijkheden onderzocht voor de aanleg van een energie-eiland in de Noordzee. Het eiland zou ongeveer 80 km uit de kust van het schiereiland Jutland worden aangelegd. Op deze locatie is de waterdiepte ongeveer 20-30 meter. Het eiland zou 3 GW aan elektrische infrastructuur mogelijk maken in 2033 en vervolgens uitbreiden tot 10 GW in 2040. Naar verluidt is de aanbesteding voor het energie-eiland uitgesteld vanwege de hoge bouwkosten. Naar schatting bedroegen de bouwkosten voor de staat ongeveer 6,7 miljard (ref. 34). Aangezien de locatie voor het Deense energie-eiland ondieper en dichterbij de kust is, roept dit vragen op over de kosten van de bouw van een energie-eiland in zoekgebied 6 en 7.

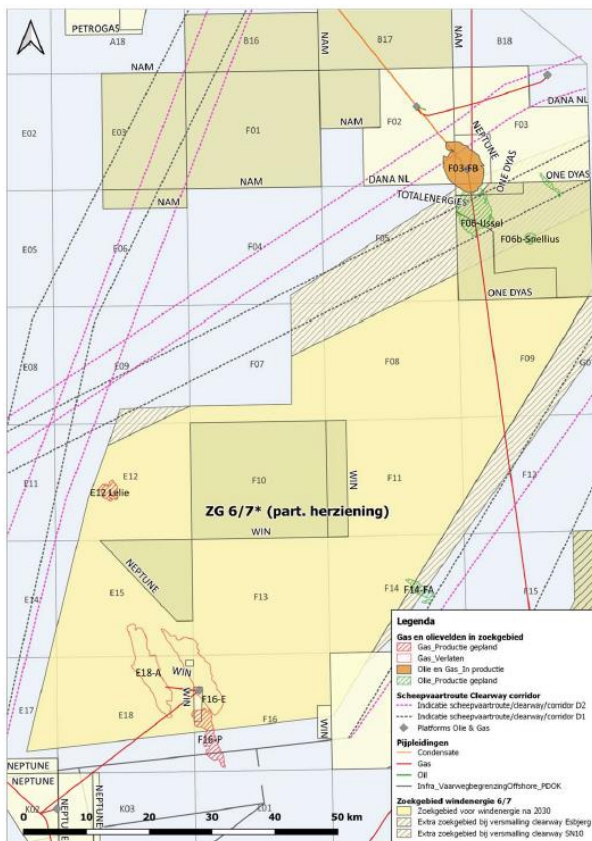
2.11.3 Het Belgische Energie-Eiland

De Belgische regering onderzoekt ook de mogelijkheden van een energie-eiland. Het eiland zou zich moeten bevinden in de Prinses Elisabethzone. Dit gebied is onderverdeeld in 3 windpark kavels met een verwachte totale capaciteit tussen 3,15 GW en 3,5 GW. De verwachting is dat het energie-eiland in Q4 2024 zal worden aanbesteed en in 2028 operationeel zal zijn. De toekomstige locatie heeft dezelfde waterdiepte als de locatie voor het Deense eiland en ligt ongeveer 60-80 km uit de kust (ref. 35). De uitgebreide studies die voor dit energie-eiland zijn uitgevoerd, zullen als input dienen voor het EIPN.

2.12 Ondergrondse Opslag van Waterstof

De locatie van de energiehubbs moet toekomstige exploitatie van waterstofopslag op zee onder de grond mogelijk maken. Op basis van een eerste screening door TNO en EBN in 2022 (ref 56) zijn een leeg gasveld en een zoutstructuur met een geschatte capaciteit van 35 zoutcavernes theoretisch beschikbaar voor opslag in zoekgebied 6 en 7 (Figuur 2.10). Het gasveld in het gebied zou geschikt zijn voor kortcyclische opslag, met een opslagcapaciteit van ongeveer 1 bcm H₂, wat gelijk is aan 3,3 TWh. Dit veld is technisch en geologisch vrij complex, daarom is dit veld waarschijnlijk niet de beste kandidaat voor ondergrondse waterstofopslag in een Nederlands gasveld. De zoutcavernes hebben afzonderlijk een lagere capaciteit (100-250 GWh), maar kunnen sneller reageren op het laden en lossen van de waterstofinstallatie. Ook is voor de opslag van waterstof in zoutcavernes minder zuivering nodig, maar moet de waterstof na opslag wel worden gedehydrateerd. In beide gevallen zal de ontwikkeling hoogstwaarschijnlijk na 2030 starten en minstens 10 jaar in beslag nemen. Hoewel er geen knelpunten worden verwacht voor de export van waterstof naar het vasteland, wordt er wel verwacht dat het bouwen van voldoende opslagcapaciteit op het vasteland moeilijk zal zijn vanwege maatschappelijke weerstand en, in het geval van zoutcavernes, beperkte geologische opties, waardoor de verwachting is dat in de toekomst waterstofopslag op zee nodig zal zijn. Bovendien is er voor 2030 een pilot met waterstofopslag in een leeg gasveld nodig om de 'technology readiness level' (TRL), dat momenteel op TRL 4 staat, verder te brengen. Over de locatie voor pilots en projecten is op dit moment nog weinig concreets te zeggen en alle potentiële ontwikkelingen zijn continu in ontwikkeling. In ieder geval zal de realisatie van waterstofopslag onder de grond geen invloed hebben op het ontwerp van de energiehubbs, aangezien er speciale platforms nodig zijn voor de opslag.

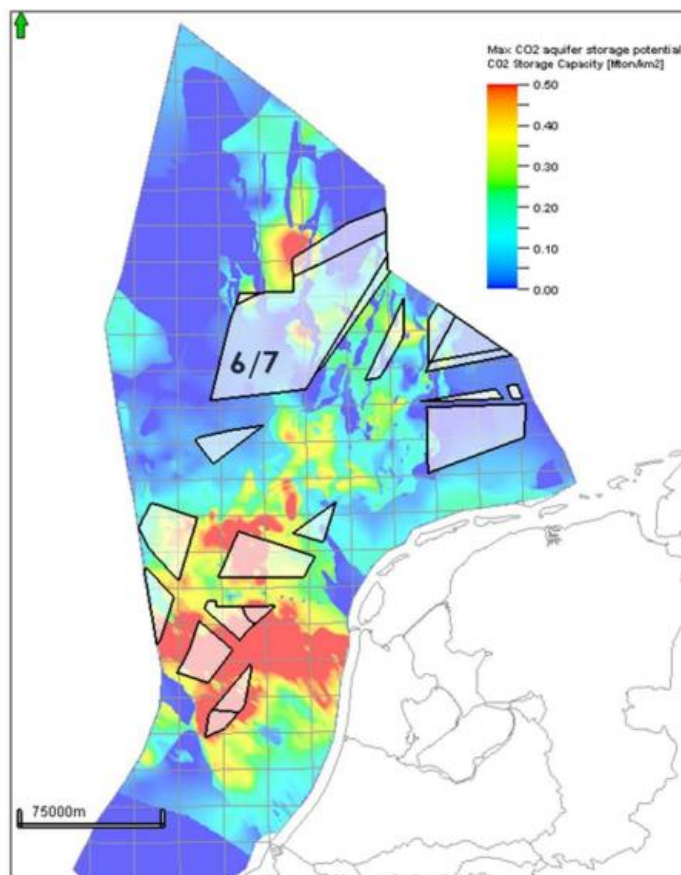
Figuur 2.10: Locatie van mogelijke projecten voor waterstofopslagcapaciteit in zoekgebied 6 en 7 (ref. 18).



2.13 CCUS-Infrastructuur

Een eerste screening door EBN ("EBN Memo Mijnbouwactiviteiten zoekgebied windenergie 6-7" (ref. 18)) toonde aan dat het CCUS-potentieel in zoekgebied 6 en 7 beperkt was. Er zijn geen lege gasvelden beschikbaar voor CO₂ opslag en CO₂ opslag in watervoerende lagen moet nog verder worden onderzocht om hun potentieel volledig te bepalen. De Rotliegend en Krijt lagen hebben een beperkt potentieel voor CO₂ opslag vanwege hun beperkte dikte in zoekgebieden 6 en 7. De Trias-laag in de kern en de westelijke helft van zoekgebieden 6 en 7 laten een groter potentieel voor opslag zien. Het hoogste potentieel voor CCUS bevindt zich ten noorden van zoekgebieden 6 en 7 (Figuur 2.11). Onderlinge afhankelijkheden met gasinfrastructuur zouden kunnen ontstaan wanneer zone 2, net boven zoekgebieden 6 en 7, wordt bestemd voor CCUS. Economische aspecten, ontwikkelingsconcepten en hergebruik of nieuwbouw van infrastructuur moeten nog worden onderzocht. De tijlijnen voor de realisatie van CCUS in en boven zoekgebieden 6 en 7 zijn onbekend en verwacht wordt dat de ontwikkeling niet voor 2030 zal starten. Bovendien bevinden andere projecten, zoals Aramis en Porthos, zich momenteel in de ontwikkelingsfase en hebben beide een aanzienlijke capaciteit op kortere afstand van de kust (ten westen van de Nederlandse kust) (ref. 32). De energiehub mag echter de toegang tot de ondergrondse opslaggebieden niet blokkeren. De beslissing tussen eilanden en platforms wordt hierdoor niet beïnvloed, maar de ontwikkelingsopties voor CCS in dit gebied moeten zorgvuldig worden gemonitord. Dit moet worden gedaan door de verschillende ministeries die betrokken zijn bij de ruimtelijke ordening van de Noordzee voordat een beslissing wordt genomen tussen de installatie van eilanden of platforms in dit windgebied.

Figuur 2.11: Koolstof opslagpotentieel in de Nederlandse sector * (ref. 18).



*De locaties van de windgebieden zijn indicatief en kunnen verouderd zijn. begrijpt dat deze voortdurend kunnen worden gewijzigd omdat de exacte locatie nog in ontwikkeling is en nog moet worden bevestigd.

2.14 Bestaande Pijpleidinginfrastructuur

Bestaande infrastructuur kan de beslissing tussen eilanden en platforms beïnvloeden. EBN bezit een aanzienlijk deel van de gasinfrastructuur. De organisatie is ook voor 40% aandeelhouder van een van de pijpleidingen "Nogat" die door zoekgebied 6 en 7 loopt. Een andere belangrijke pijpleiding in het gebied is de NGT pijpleiding. Beide pijpleidingen kunnen mogelijk worden gebruikt voor het transport van de toekomstige waterstofproductie in zoekgebieden 6 en 7 en voor demonstratieproject 2 (Figuur 2.12). In het EIPN onderzoekt werkstroom 2 de haalbaarheid van hergebruik van beide pijpleidingen. Verder wordt een overzicht van andere infrastructuur gegeven in Tabel 2.2.

Figuur 2.12: Onderzeese aardgasleidingen in de Nederlandse sector* (ref. 36).



*Locaties van windgebieden zijn indicatief en kunnen verouderd zijn, deze zijn onderhevig aan voortdurende veranderingen omdat de exacte locatie nog in ontwikkeling is en nog bevestigd moet worden.

Tabel 2.2: Overzicht van de bestaande en toekomstige infrastructuur in zoekgebieden 6 en 7 (ref. 18).

Activa	Status
Platform E18-A	Is al opgeruimd door Wintershall Noordzee B.V. in 2019.
Platform F16-A	Permanente opschorting en ontmanteling van de put is begonnen. Naar verwachting zal de put in 2032 volledig ontmanteld zijn. Er is nog geen wettelijke verplichting om de bijbehorende pijpleidingen vrij te maken, dus EBN gaat ervan uit dat de pijpleiding tussen E18-A en F16-A blijft liggen.
Cluster F3-FB	Cluster F3-FB (net buiten het windmolenpark) zal nog vele jaren olie blijven produceren uit nabijgelegen blokken.
NOGAT- en NGT-pijpleidingen	Zal nog jarenlang gas transporteren van andere O&G-licenties in de Noordzee. Potentieel hergebruik wordt besproken in Werkstroom 2.
E15c	Als de exploratieboring slaagt, verwacht EBN de installatie van een verwerkingsplatform aan de rand van de E15c-licentie, samen met pijpleidingen voor aansluiting op de NGT-pijpleiding. Dit platform zal nog in productie zijn wanneer de eerste windturbines in Windpark 6 en 7 worden geïnstalleerd.

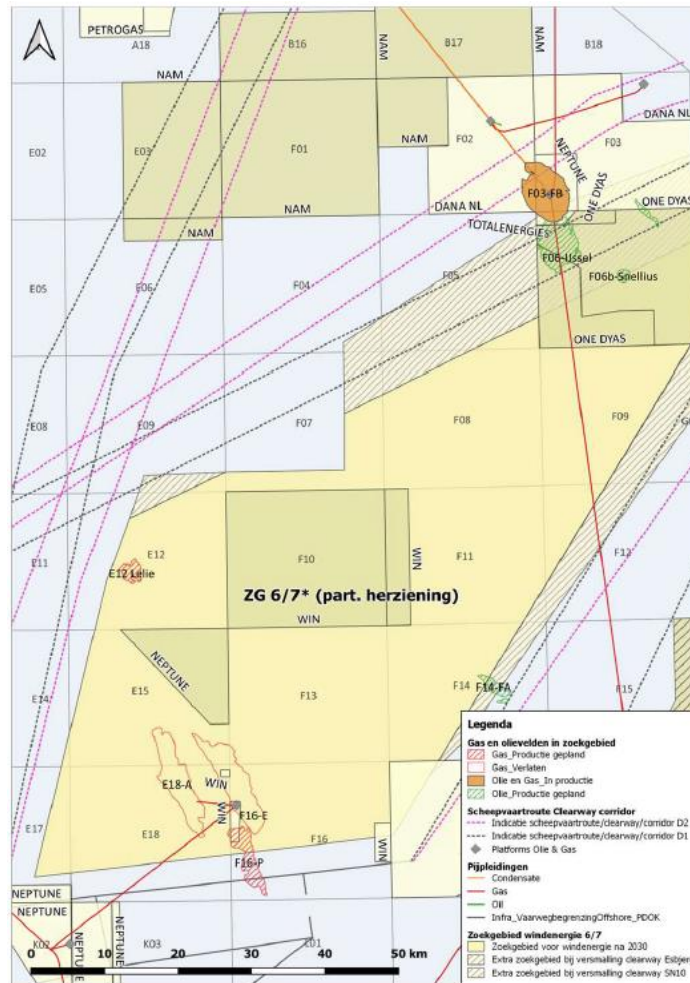
Activa	Status
Andere	Economisch succesvolle E&P-activiteiten in de F06- en F10-blokken leiden tot de installatie van een of meer platforms/satellieten en pijpleidingen. Geproduceerde olie moet worden geëvacueerd via platform F02-Hanze of F03-FB. Hiervoor moeten pijpleidingen worden geïnstalleerd. Sommige van deze activiteiten kunnen vóór 2032 plaatsvinden. De installatie van windturbines in deze blokken kan moeilijk zijn, maar kan plaatsvinden in goede coördinatie met de exploitanten wat betreft de locatie van platforms en windturbines en hun tijdlijn.

2.15 Olie- en Gasactiviteiten

De olie- en gasactiviteiten in zoekgebieden 6 en 7 bevinden zich in verschillende stadia van ontwikkeling (ref 18). Operationele platforms en olie- en gaspijpleidingen bevinden zich in of op de grens van zoekgebieden 6 en 7. Bovendien zijn bepaalde zones in zoekgebieden 6 en 7, d.w.z. E15-C (Figuur 2.13), interessant voor proefboringen en prospects, en zijn er gestrande velden aanwezig. Het is noodzakelijk dat vergunningen voor de windsector in deze vergunningsgebieden zorgvuldig worden verleend, zodat synergiën worden gestimuleerd en mogelijke conflicten vooraf worden opgelost door de O&G- en windenergie-exploitanten.

Tabel 2.3 en Figuur 2.13 tonen de huidige vergunde gebieden waarvoor verschillende exploitanten plannen hebben voor exploratie en winning tot 2050. Er zou een synergie kunnen bestaan tussen de energiehub en olie- en gasplatforms, zoals vermeld in de Offshore Energy Roadmap 2030 (ref. 39). De olie- en gasplatforms zouden de elektriciteit die nodig is voor de faciliteiten op de olie- en gasplatforms kunnen betrekken van windmolenparken op zee. Naast het betere gebruik van het netwerk op zee zou dit de uitstoot van CO₂, NO_x en deeltjes kunnen verminderen. Er worden geen onderlinge afhankelijkheden verwacht, behalve mogelijke stroomlevering aan O&G-platforms, en olie- en gasactiviteiten worden daarom niet beschouwd als onderdeel van de besluitvorming. Er is een potentiële ruimtelijke impact tussen windenergie en olie en gas vanwege uitsluitingszones voor helikoptertoegang en dit moet in overweging worden genomen bij de ruimtelijke ontwikkeling van het energiepunt.

Figuur 2.13: Olie- en gasvoorzichten in de zoekgebieden 6 en 7 (ref. 18).



Tabel 2.3: Overzicht van de status van mijnbouwvergunningen in zoekgebieden 6 en 7, samen met de naam van de exploitant en de einddatum van de vergunning. WIVA = aanvraag winningsvergunning (ref. 18).

Licentie	Type	Exploitant	Einddatum	In zoekgebieden 6 en 7 voor windenergie?
E15c	Verkenning	Neptunus	31-12-2023	Ja
F03b	Productie	Neptunus	21-12-2047	Uitbreiding Noord
F03c	Productie	Dana	08-03-2026	Uitbreiding Noord
F06a	Productie	Totaal energie	21-12-2042	Ja
F06b	Verkenning (WIVA gevraagd)	ONED	-	Ja
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

2.15.1 Project Development Life Cycle

De engineeringindustrie heeft in de loop der jaren 'best practices' opgenomen die hebben geleid tot de evolutie van een PDLC-systeem (Tabel 2.4).

Tabel 2.4: AACE 18R-97 Kostenramingsclassificatiesysteem (ref. 38).

AACE Class	ANSI Classification	Typical Use	Project Definition	Expected Range of Accuracy		Other Terms
				Low Expected Actual Cost	High Expected Actual Cost	
Class 5	Order-of-Magnitude	Strategic Planning; Concept Screening	0% to 2%	-50% to -20%	+30% to +100%	ROM; Ballpark; Blue Sky; Ratio
Class 4		Feasibility Study	1% to 15%	-30% to -15%	+20% to +50%	Feasibility; Top-down; Screening; Pre-design
Class 3	Budgetary	Budgeting	10% to 40%	-20% to -10%	+10% to +30%	Budget; Basic Engineering Phase; Semi-detailed
Class 2	Definitive	Bidding; Project Controls; Change Management	30% to 75%	-15% to -5%	+5% to +20%	Engineering; Bid; Detailed Control; Forced Detail
Class 1		Bidding; Project Controls; Change Management	65% to 100%	-10% to -3%	+3% to +15%	Bottoms Up; Full Detail; Firm Price

Elke fase in de levenscyclus wordt hieronder uitgewerkt:

Concept / Haalbaarheid (ook bekend als FEL-1-fase)

De concept/haalbaarheidsfase is de eerste fase van de screening van een infrastructuurproject, om vast te stellen of het project technisch, juridisch en commercieel levensvatbaar is. Typische activiteiten die in deze fase worden uitgevoerd zijn onder andere optiestudies, procesbeschrijvingen, blokstroombigrammen en voorlopige massa- en energiebalansen. Kostenramingen kunnen worden gedefinieerd als klasse 5 van AACE 18R-97.

Basic Engineering / Pre-FEED (ook bekend als FEL-2-fase)

De basic engineering / pre-FEED fase is bedoeld om het concept verder te ontwikkelen, zodat een betere kosten- en tijdschatting kan worden gemaakt. Typische activiteiten die in deze fase worden uitgevoerd zijn onder andere processtroombigrammen, uitrustingslijsten, voorlopige dimensionering van belangrijke apparatuur, een plotplan en een projectschema. Kostenramingen kunnen worden gedefinieerd als AACE 18R-97 klasse 4 of 3.

FEED (ook bekend als FEL-3-fase)

De FEED-fase bouwt voort op de basic engineering-fase door een volledig ontwerp uit te voeren. Typische activiteiten die in deze fase worden uitgevoerd zijn procesdatasheets, lijndimensionering en lijnlijsten, pijpleiding- en instrumentatiediagrammen (P&ID's), lijsten met elektrische apparatuur, nutsbalans, veiligheidsstudies (bijv. HAZOP/SIL), gedetailleerde materiaalafnames (MTO's), een projectuitvoeringsplan en een bijgewerkte planning en kostenraming, te definiëren volgens AACE 18R-97 klasse 3 of 2.

Gedetailleerde engineering

De detailengineeringfase ontwikkelt het ontwerp tot aan de volledige definitie voor constructie, inclusief goedgekeurde constructietekeningen, 3D-modellen, lijsten (leiding, klep, koppeling, elektrische belasting, instrument), selectie van leveranciers, procedures (opstarten, werken, uitschakelen, noodstop) en andere deliverables. Kostenramingen kunnen worden herzien tot AACE 18R-97 klasse 1.

Inkoop

In de inkoopfase worden inkooporders geplaatst voor het materiaal dat nodig is voor het project. Aankooporders voor items met een lange levertijd worden zo vroeg mogelijk geplaatst en andere materialen worden gebaseerd op de MTO's.

Constructie

In de constructiefase worden de fysieke werkzaamheden voor het project uitgevoerd. Dit omvat civiele bouwwerkzaamheden, mechanische installatie, integratie van pijpleidingen, elektrische installatie, installatie van instrumentatie en controles, testen, opsporen van defecten, inbedrijfstelling en prestatietesten.

Gezien onze interpretatie van de projectontwikkelingsfase, zijn wij van mening dat de selectie van een bouwvorm voor een LSEH aan het begin staat van een FEL-1 ontwikkelingsfase. Om in een ontwikkelingsstadium te komen waarin het mogelijk is om apparatuur aan te schaffen en met de bouw te beginnen, zou het project zich aan het einde van FEL-3 moeten bevinden, na de voltooiing van een Front End Engineering Design ("FEED") studie die relevante projectponsors in staat zou stellen om een definitief investeringsbesluit ("FID") te nemen.

2.15.2 Conceptuele Ontwerp Maturiteit

Om een beter inzicht te krijgen in de maturiteit van de verschillende hub vormen werden de verstrekte documenten bekeken en gecombineerd met interne kennis en ervaring uit het NSWPH-programma. Uit deze informatie blijkt dat er drie verschillende hub concepten zijn onderzocht: kunstmatige eilanden, platforms en waterstofturbines. Elk van deze hub vormen heeft verschillende alternatieven die meer of minder ontwikkeld zijn dan de andere. In deze paragraaf worden de hub vormen en de volwassenheid van de variabelen kort beschreven.

Kunstmatig eiland

De eerste mogelijkheid voor de bouw van een energiehub is de aanleg van een kunstmatig eiland. Dit kan op verschillende manieren: caisson, zand, bekleding of rif. Welke techniek het meest geschikt is, hangt af van meerdere beslissingen zoals waterdiepte, weersomstandigheden en kosten. Hoewel er wereldwijd kunstmatige eilanden zijn aangelegd, is het geen gangbare praktijk. Alleen de caisson-eiland methode is op dit moment bestudeerd door het NSWPH consortium op een concept engineering niveau. Het concept is ontwikkeld voor een eiland van 10 GW met 4 GW HVDC-capaciteit en 6 GW waterstofproductie.

Platforms

Een andere mogelijkheid is het gebruik van platforms, wat gebruikelijk is in de olie- en gasindustrie. Er kunnen verschillende substructuren voor platforms worden overwogen: jacket, XXL monopile, op zwaartekracht gebaseerde constructies en drijvend. Het meest gebruikte platform in de Noordzee zijn momenteel jacketconstructies. Omdat de oppervlakte van een platform beperkt is, moet de benodigde apparatuur over meerdere platforms worden verdeeld. Uit documentatie blijkt bijvoorbeeld dat een jacket beperkt is tot 2 GW HVDC-vermogenstransformatie of 500 MW waterstofproductie. Het 2 GW platform is in ontwikkeling bij TenneT en bevindt zich momenteel in de FEED / detailed engineering fase en het eerste platform zou operationeel moeten zijn. Het 500 MW elektrolyserplatform begint binnenkort met de basic engineering-fase. Voor de andere drie substructuren zijn nog geen engineeringstudies bekend.

Waterstofturbines

Een laatste mogelijkheid om een waterstofhub te creëren is het gebruik van netgeïntegreerde waterstof-windturbines. Deze oplossing is een gecombineerde oplossing met platforms, omdat stroomtransformatie op een 2 GW HVDC-systeem nog steeds nodig is en de uiteindelijke compressie op een centraal platform moet plaatsvinden. Windturbines kunnen ook gebruik maken van verschillende substructuren zoals drijvend, monopile en jacket. De meest gebruikte en bestudeerde substructuur is de monopile. Op de monopile moet een platform worden geïnstalleerd dat de elektrolyserapparatuur optilt. De monopile heeft beperkingen wat betreft gewichtsbelasting en er wordt geschat dat er ongeveer 20 MW aan elektrolyserapparatuur op één windturbine kan worden geïnstalleerd. De ontwikkeling van een dergelijke windturbines bevindt zich momenteel in de conceptfase.

Zoals aangegeven in dit hoofdstuk zijn er een aantal fasen in de projectontwikkeling die allemaal doorlopen moeten worden om een offshore energiehubs te realiseren. Projecten beginnen bij het conceptuele ontwerp en gaan via FEED/Detailed Design naar de bouw. Het energiehubs concept dat zal worden geselecteerd voor zoekgebieden 6 en 7 is niet helemaal analoog aan de ontwerpen die tot nu toe zijn ontwikkeld en die zich allemaal in de conceptuele ontwerpfase bevinden. Om verder te gaan met de ontwikkeling van de energiehubs moet eerst het concept worden geselecteerd en het best beschikbare conceptuele ontwerp worden aangepast, zodat het kan worden doorgezet naar FEED.

3 Aanpak voor Werkstroom 3

3.1 De Scope Definiëren

De Scope van Werkstroom 3 - Constructievorm van energiehub is opgenomen in het aanbestedingsdocument voor het EIPN-programma. De Scope is verder gedefinieerd in deze paragraaf.

De doelstellingen van Werkstroom 3 - Constructievorm van energiehub zijn:

- Adviesnota opstellen op basis waarvan een beslissing kan worden genomen over de concrete vormgeving van een eerste grootschalige energiehub (kunstmatig eiland, hub op basis van een platform, drijvende structuur of hub configuratie op basis van waterstofproductie bij de windturbines of een combinatie van deze opties).
- Zorg dragen voor dat de vereiste informatie voor elke processtap tijdig en volledig beschikbaar is.

De activiteiten om de bovenstaande doelen te bereiken zijn:

- Het organiseren van een interne kick-off meeting met de werkgroep om de doelen en de deliverables te bepalen.
- Het analyseren van de informatie (mede door de interactie met TenneT en Gasunie) over de inhoud van de afwegingskader.
- Het analyseren en afronden van het afwegingskader met ontwerpprincipes (hoofdcategorieën: ecologie, milieueffecten, veiligheid, kosten, systeemintegratie, leveringszekerheid) tijdens de intensieve opstartfase van het project in nauw overleg met de opdrachtgever.
- Het organiseren van verrijkingssessie onder betrokken partijen in de voorstudies (inclusief TNO over het TNO North Sea Energy Programme).
- Het verzamelen van aanvullende informatie om de inhoud van het afwegingskader te vullen. Zie onderstaand detaillering van activiteit per hoofdcategorie uit afwegingskader:
 - Ecologie: analyse van quick-scan die in opdracht van IenW is afgerond die toeziet op constructievorm. Aangevuld met eigen analyse die toeziet op ecologische impact van waterstofproductie, - opslag en – transport op zee (o.a. afvalstromen van ontzilting).
 - Milieu-impact: LCA om de gevolgen van materiaalgebruik weer te geven.
 - Veiligheid: Identificeren van de veiligheidsaspecten van werkomstandigheden en externe veiligheid (met name productie, opslag en transport).
 - Kosten: analyse van de belangrijkste kosten drijvers (CapEx en OpEx), inclusief de mogelijkheden in de toeleveringsketen.
 - Systeemintegratie: Op basis van de beschikbare onderzoeksresultaten worden de belangrijkste variabelen en hun onderlinge afhankelijkheden geïdentificeerd. Dit biedt de mogelijkheid om scenario's te evalueren voor verschillende optimalisatiecriteria via een vaste methodologie.
 - Leveringszekerheid: Voor de verschillende scenario's die in dit rapport beschikbaar zijn, zullen de belangrijkste drijvers en de correlatie met de leveringszekerheid worden bepaald.
 - Organiseren van verrijkingssessies met een bredere stakeholders groep.
 - Het samenvatten van de bovenstaande analyses, dan wel de perspectief van de stakeholders. Dit wordt verwerkt in de afwegingskader waarop het besluitvormingsproces kan worden gebaseerd.
 - Opstellen van een concept adviesnotities.

- Gedurende dit proces wordt het kernteam op de hoogte gehouden over de voortgang.

Het eindproduct van Werkstroom 3 - Constructievorm van energiehubs is:

- Afwegingskader met ontwerpprincipes.
- Adviesnotitie met:
 - Concrete vormgeving van een eerste grootschalige energiehub in zoekgebied 6 en 7.
 - Ingevuld afwegingskader op basis van informatie uit voorstudies, overleg met belanghebbenden en eigen analyse.

3.2 Scope vereisten

De aanpak is afgestemd op de vereisten van de werkstroom zoals gedefinieerd in de scope of work om zowel het trechter proces te produceren en verder de energiehub concepten te vergelijken en evalueren, welke het besluitvormingsproces kan faciliteren.

De uitdaging bij het ontwikkelen van de afwegingskader voor een energiehub is in eerste instantie het definiëren van de belangrijke beslissingen, de besluitvormingstijlijn en de context waarin de beslissing wordt genomen. Op geen enkel moment kunnen de beslissingen worden genomen met perfecte beschikbare informatie en het begrijpen van de hiaten in de beschikbare informatie en hun impact op de nauwkeurigheid van het bijdragende bewijs maakt deel uit van de evaluatie.

Het afwegingskader is ontwikkeld rekening houdend met:

- De belangrijkste beslissingen die moeten worden genomen.
- De tijlijn voor het nemen van deze beslissingen.
- De betrokkenen van de beslissingen en welke beslissingen kunnen worden genomen op een latere moment.
- De criteria die op elke beslissing moeten worden toegepast.
- De methodologie om politieke beslissingen te vereenvoudigen.

Om het inzicht te verkrijgen dat nodig is om het afwegingskader te ontwikkelen, hebben we eerst de reeks documenten bekeken die aan Werkstroom 3 - Constructievorm van energiehubs zijn verstrekt (tabel 1.1). Dit inzicht in de verstrekte documenten, ondersteund door de betrokkenheid bij het gehele North Sea Wind Power Hub (NSWPH) programma, bereidde Mott MacDonald voor op de samenwerking met de belangrijkste belanghebbenden in dit project: EZK, IenW, TNO, Gasunie, TenneT en EBN. Het NSWPH-consortium dat bestaat uit Gasunie, TenneT en het Deense Energinet willen de energie-infrastructuur ontwikkelen voor de integratie van de grootschalige uitrol van wind op zee die nodig is om de klimaatdoelstellingen van het Akkoord van Parijs te halen. Als technisch adviseur ondersteunde Mott MacDonald NSWPH bij de ontwikkeling van conceptuele ontwerpen voor de volgende net-geïntegreerde power to gas concepten:

- Onshore power to gas.
- Offshore (platformgebaseerde) power to gas.
- Offshore (op kunstmatige eilanden) power to gas.
- Waterstofproductie lokaal bij de windturbines

3.3 Samenvatting van Werkstroom 3 Voorstudies

De verstrekte documenten waren nuttig bij het ontwikkelen van ons begrip van de omstandigheden binnen de zoekgebieden 6/ 7. De "Quickscan nieuwe zoekgebieden WOZ na 2030" (Ref 1) gaf een overzicht van bestaande gegevens voor alle zoekgebieden, inclusief zoekgebieden 6/ 7, om de gebieden te karakteriseren aan de hand van bathymetrie,

morfodynamica, geologie en hydrodynamica. Dit werd aangevuld met de memo van EBN over de mijnbouwactiviteiten in zoekgebieden 6 en 7 van Ref 18. De omstandigheden en infrastructuur binnen de zoekgebieden 6/7 worden beschreven in paragraaf 2.10.

De rol van de overheid in relatie tot de Waterstof Netwerk Operator (Hydrogen Network Operator, HNO), die wordt verondersteld Gasunie te zijn, en de Transmission Service Operator (TSO), TenneT, in relatie tot de energieknooppunten in zoekgebieden 6 en 7 wordt beschreven in paragraaf 2.4 tot en met 2.8.

TenneT verschaftte ook "IP2022 Netopland 12-9-2022" (Ref 15) waarin hun plannen voor de ontwikkeling van het net op zee worden uiteengezet en "IP2022 Netopzee 12-9-2022" (Ref 16) waarin hun plannen voor investeringen in het net op land worden uiteengezet. Deze documenten benadrukken de uitdagingen bij het waarborgen van de netcapaciteit om elektriciteit van offshore naar onshore verbruikers te leveren, zoals beschreven in paragraaf 2.7.

In de onderzoeksrapporten van North Sea Energy (NSE) (Ref 7-11) wordt in detail ingegaan op het werk dat is verricht bij het definiëren van alternatieve energieknooppunten voor de ontwikkeling van de Nederlandse Sector. Het onderzoek is de eerste poging om offshore energiesysteemintegratiehubs in de Nederlandse sector van de Noordzee te ontwerpen. Het doel is om mogelijkheden voor synergie tussen energiesectoren offshore te identificeren en te beoordelen. De vierde fase van het programma richt zich op de identificatie van Noordzee Energiehubs waar systeemintegratie en projecten kunnen worden gerealiseerd: het strategisch verbinden van infrastructuur en diensten van elektriciteit, waterstof, aardgas en CO₂. In de studie wordt gekeken naar integratie met bestaande en toekomstige O&G-infrastructuur en met CCS. De aanname voor Werkstroom 3 - Constructievorm van energiehubs is dat eventuele integratie met bestaande olie- en gasfaciliteiten beperkt blijft tot het mogelijk van elektriciteit voorzien van bestaande platforms, wat geen gevolgen heeft voor het ontwerp van de energiehub. CCS-infrastructuur in de Nederlandse sector wordt ontwikkeld als onderdeel van de afzonderlijke Porthos- en Aramis-projecten. Om te vermijden dat twee van dergelijke grote infrastructuurprojecten van elkaar afhankelijk worden, wordt er in Werkstroom 3 vanuit gegaan dat de ontwikkeling van windenergie op zee, met inbegrip van offshore waterstofproductie, onafhankelijk is van CCS, behalve wat ruimtelijke overwegingen betreft.

Het hoofddoel van het onderzoek is om de potentiële locaties voor offshore systeemintegratie te identificeren, gezien de bestaande en geplande offshore activiteiten, en om een eerste poging te doen om te ontwerpen hoe deze energiehub in de toekomst kunnen worden ontwikkeld:

- Wat zijn de potentiële locaties voor Nederlandse Offshore Energy Hubs gezien de bestaande en geplande offshore activiteiten?
- Wat zijn de relevante bouwstenen en generieke functies die in elke hub kunnen worden gebruikt om systeemintegratie uit te voeren?
- Hoe ziet een eerste poging tot ontwerp van de Nederlandse Offshore Energy Hubs eruit en welke investeringen zijn nodig om ze te ontwikkelen?
- Wat zijn de belangrijkste onderlinge afhankelijkheden in de vereiste acties om offshore-energiehubs te ontwikkelen?

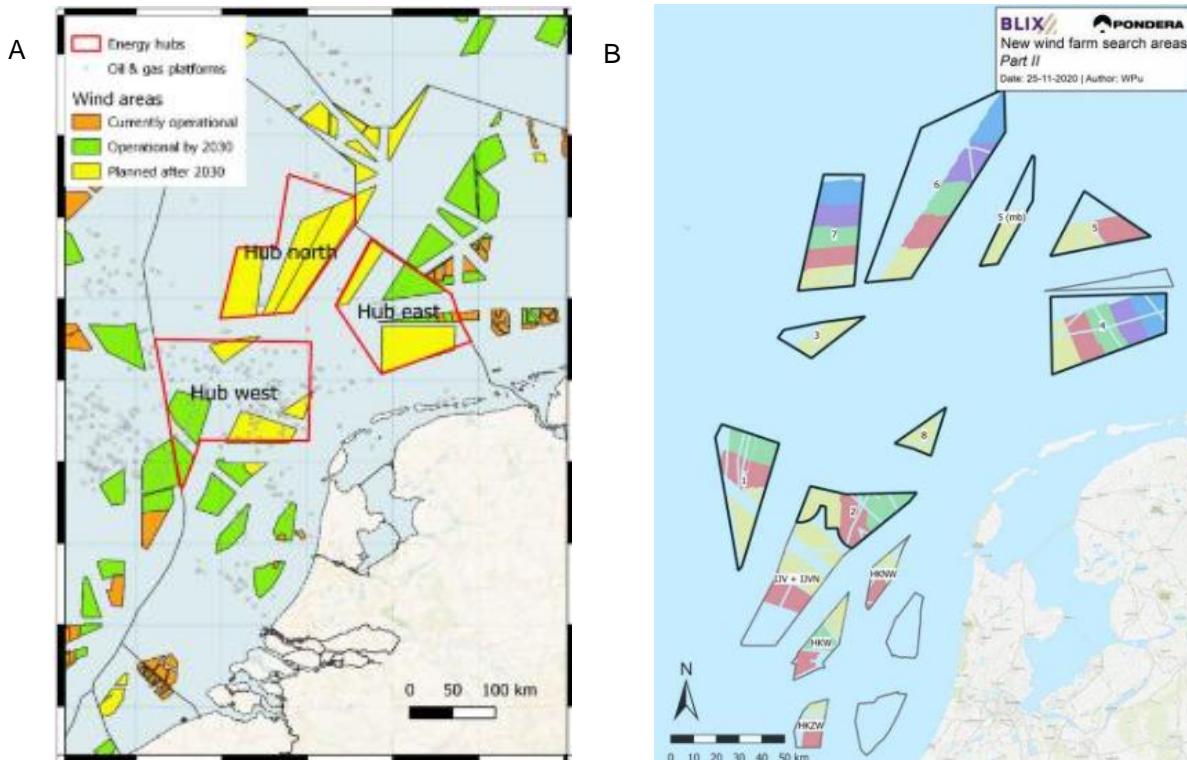
North Sea Energy Hubs worden gekozen op basis van verschillende beoordelingscriteria:

- Verwachte uitrol van offshore windenergie voornamelijk tussen 2030-2040
- Beschikbaarheid van bestaande infrastructuur
- Verwachte activiteiten op het gebied van gas, elektriciteit, waterstof en CO₂
- Beschikbaarheid van gegevens
- Potentieel voor internationale interconnectie
- Ecologische omstandigheden

- Aanlandings- en marktkansen

De studie ontwikkelde drie energiehubbs: Hub West, Hub Oost en Hub Noord, waarbij Hub Noord het dichtst bij zoekgebieden 6 en 7 ligt (Figuur 3.1).

Figuur 3.1: (A) Energiehubbs West, Oost en Noord in relatie tot (B) Zoekgebieden 6 en 7* (ref. 7).



*Locaties van de windgebieden zijn indicatief en kunnen verouderd zijn, deze zijn onderhevig aan voortdurende veranderingen omdat de exacte locatie nog in ontwikkeling is en nog bevestigd moet worden.

Samen zouden ze tegen 2050 goed zijn voor 34 GW aan geïnstalleerde offshore-windcapaciteit in Nederland.

De belangrijkste kenmerken van de NSE-energiehubbs worden gegeven in Tabel 3.1.

Tabel 3.1: Kenmerken van de NSE Energy Hub (ref. 7).

Hub-functie	Kenmerk	Hub West	Hub Oost	Hub Noord	Gecombineerde hubs
Wind op zee	Geïnstalleerde capaciteit 2050 (GW)	8.7	5.4	19.5	33.6
	Max. volume elektriciteitsproductie (TWh/a)	43	39	99	181
	NPC Wind op zee (B€)	11	10	16	38
	NPC Kabels (B€)	1.8	1.2	5.3	8.2
Hernieuwbare waterstof	Geïnstalleerde capaciteit 2050 (GW)	5	4.5	8	18
	Max. waterstofproductievolume (Mt/a)	0.48	0.28	0.43	1.2
	NPC waterstofproductie (B€)	4.8	6	7.1	18
	NPC Waterstofpijpleidingen (B€)	1.6	1.3	4.4	7.3
Aardgas	Max. aardgasproductievolume (Mt/a)	-	2.0	5.4	7.4
	NPC aardgasproductie (B€)	-	0.8	0.9	1.7

Hub-functie	Kenmerk	Hub West	Hub Oost	Hub Noord	Gecombineerde hubs
	Elektrificatie NPC-platform (M€)	272	47	224	544
CO ₂ opslag	Max CO ₂ Opslag (Mt/a)	27	-	-	27
	NPC CO ₂ Opslag (B€)	0.5	-	-	0.5
Totaal NPC (B€)		15-22	13-20	34-35	62-75

Energiehub Noord heeft 19,5 GW offshore windcapaciteit met 8 GW elektrolyse capaciteit en is gebaseerd op de gemeenschappelijke implementatie van greenfield gaswinning, platformelektrificatie, offshore windproductie en gedeeltelijke conversie naar waterstof. Deze capaciteit is vergelijkbaar met de geschatte capaciteit voor zoekgebieden 6 en 7 (22-28 GW) met een vergelijkbare verhouding tussen waterstofproductie en directe energie-export zoals overeengekomen met Gasunie/TenneT voor Werkstroom 3 - Constructievorm van energiehubs.

Het gebied wordt in verband gebracht met belangrijke windontwikkelingen op de lange termijn en wordt overwogen voor de volgende fasen van NSWPH en North₂. Interconnectie met bestaande windparken kan interessant zijn en het gebied is goed verbonden met het vasteland via de NOGAT 36" pijpleiding naar Den Helder.

Vanaf 2028 vindt waterstofproductie op pilotschaal (100 MW) en demonstratieschaal (500 MW) plaats, waarbij waterstof wordt geëxporteerd via de NOGAT-pijpleiding. Aangenomen wordt dat tegen 2030 de installatie van offshore-windenergie jaarlijks met 2 GW zal toenemen en dat de waterstofproductie met 1 GW tot 1,5 GW per jaar zal toenemen. Deze uitrol is vergelijkbaar met de 2 GW aan HVDC-capaciteit per jaar die door TenneT wordt geschat, hoewel het conservatiever is om ervan uit te gaan dat het van toepassing is op windopwekking.

In de studie wordt ervan uitgegaan dat grootschalige waterstofproductie op meerdere platforms zal plaatsvinden en dat zand eilandstructuren onwaarschijnlijk zijn, gezien de waterdiepten van meer dan 40 meter. Deze waterdiepten zijn vergelijkbaar met die voor zoekgebieden 6 en 7 (40 tot 50 m). De keuze voor platforms in plaats van eilanden wordt opgemerkt, maar heeft geen invloed op de evaluatie die in het kader van Werkstroom 3 - Constructievorm van energiehubs is uitgevoerd. Er wordt gesteld dat de haalbaarheid van caissoneilanden moet worden onderzocht, zoals nu is gedaan binnen het NSWPH-programma. Het programma was van mening dat een caissoneiland in een waterdiepte van 29 m haalbaar is, en uit de analyse is gebleken dat caissoneilanden haalbaar blijven in een waterdiepte van 50 m (zie paragraaf 0).

De studie gaat uit van hergebruik van bestaande infrastructuur met gemengd gas dat naar het waterstof-gateway project wordt getransporteerd, waar waterstof onshore wordt gescheiden en het resterende aardgas wordt gebruikt om blauwe waterstof te genereren. Het resulterende afgevangen CO₂ wordt naar opslag gestuurd, mogelijk in hub west, met hydrocarbon productieactiviteiten in Hub Noord.

Gasunie en TenneT hebben de documenten referentie 3, 4, 6 en 12 uit tabel 1.1 aangeleverd en opnieuw vermeld in Tabel 3.2 waarin de conclusies worden getrokken uit het werk dat zij hebben verricht om het ontwerp van de energiehub te ontwikkelen.

Tabel 3.2: Documentatie Gasunie en TenneT

Ref #	Titel	Beschrijving	Auteurs
3	NL Energy Hub - Voorverkenning Hoofdboodschappen	NL Energy Hub Hoofdboodschappen: Consolidatie van kernboodschappen over nut en noodzaak van (NL) Energy Hubs.	TenneT, Gasunie
4	Afwegingskader constructievormen	Voorgesteld afwegingskader tussen platforms en offshore-eilanden	TenneT, Gasunie
6	NL Energiehub - Voorverkenning naar nut en noodzaak van energiehubs op de Nederlandse Noordzee (2023)	Voorverkenning naar nut en noodzaak van energieknooppunten op de Nederlandse Noordzee.	TenneT, Gasunie
12	NSWPH KBA 1.6 definitief ontwerp 22-12-2022	Het onderzoek richt zich op het bieden van perspectieven op de sociaaleconomische impact van specifieke configuraties van offshore hubs en spokes. De impact wordt geschat als het verschil in totale systeemkosten. De evaluatie van de systeemkosten omvat de impact op de dispatch van het systeem, de invoer van waterstof, investeringen in de handel in elektriciteit en waterstof en investeringen in andere flexibiliteitsmaatregelen (batterijen, waterstofturbines, elektrolyzers).	NSWPH-programma

Ref. 3 geeft kernboodschappen over nut en noodzaak van energieknooppunten en is samengesteld op basis van documenten uit de NL Energy Hub voorverkenning en aangevuld met inzichten van NSWPH. De opties voor zoekgebieden 6 en 7 zijn:

Optie 1 - Energiehubs op platforms

In 2031 tot 2035 offshore platforms met elektrische verbindingen installeren (2 GW HVDC-platforms) en dan, afhankelijk van de technische maturiteit, offshore platforms met elektrolyse toevoegen. Deze optie maakt continuïteit met de huidige uitrol van offshore wind mogelijk. De eerste windparken kunnen elektrisch worden ontsloten via platforms en offshore elektrolyse kan op een later moment volgen.

Optie 2 – Energiehubs op platform en eiland (hybride optie):

In 2031 tot 2035 offshore platforms met elektrische verbindingen installeren (2 GW HVDC-platforms) en parallel een eiland ontwikkelen. Afhankelijk van de technische maturiteit, offshore platforms met elektrolyse toevoegen. Deze optie maakt continuïteit met de huidige uitrol van offshore wind mogelijk. De eerste windparken kunnen elektrisch worden ontsloten via platforms en offshore elektrolyse kan op een gegeven moment volgen. Door parallel een eiland te ontwikkelen, kan later infrastructuur op het eiland worden ontwikkeld.

Optie 3 - Energiehub op een eiland:

Rond 2026 beginnen met de bouw van een eiland met als doel om in 2032 een 2 GW HVDC-station in bedrijf te hebben. Verdere functies kunnen dan stapsgewijs op het eiland worden ontwikkeld. Deze optie bemoeilijkt de continuïteit met de huidige uitrol, omdat er pas halverwege de jaren 2030 een eiland kan worden gebouwd. Afhankelijk van de diepte van het water kan deze optie voordelen hebben in termen van multifunctioneel gebruik, aanpassing van het gebruik en kosten, maar ook grotere onzekerheid, beperkingen in de bouw en grotere organisatorische complexiteit.

Deze opties komen overeen met de opties die zijn geselecteerd voor de eerste vergelijking in werkstroom 3 - Constructievorm van energiehubs en resulteren in kernbeslissingen 1 en 2.

Het NSWPH-programma omvatte het ontwerp van offshore-eilanden voor een waterdiepte van 29 m en een verhoging tot ongeveer 50 m zal de kosten naar schatting met 25 % doen toenemen.

Bij het uitvoeren van kosten-batenanalyses (KBA's) van energiehubs zijn volgens de bevindingen van NSWPH aanpassingen aan een traditionele KBA nodig om de unieke kenmerken van energiehubs te analyseren:

- De drijvers voor een positieve KBA zijn onder andere:
 - De prijs van waterstofimport
 - Ontwikkeling van infrastructuur voor elektriciteit en waterstof
 - CO₂ prijs
 - Prijs fossiele brandstoffen
 - Mate van transplantatie van wind op zee
- Mogelijke voordelen van overplanten van windturbines
- Een verbinding tussen het VK en Noorwegen biedt extra systeemvoordelen.
- Systeemeffecten op land moeten worden meegenomen in de analyse:
 - Uitbreidingen van het offshore netwerk verlagen de totale investeringskosten die nodig zijn in het onshore netwerk.

Ref. 4 is een afwegingskader dat platforms en kunstmatige eilanden vergelijkt. De opgenomen criteria zijn:

- Technische haalbaarheid: Waterdiepte, instabiliteit en modulariteit
- Transport en bouw: Realisatie, tijdlijnen
- Bekabeling van parken: Lengte, manieren om parken aan te sluiten op bouwvormen
- Ecologie: Voor- en nadelen van bouwvormen op en rond energieknooppunten
- Milieu-impact: Levenscyclusanalyse (LCA)
- Veiligheid: Gezondheid en veiligheid op het werk, externe (cyber)veiligheid, sabotage.
- Kosten: Verschil in kosten van bouwvormen (KBA)
- Systeemintegratie/functies: Verzamelen, verbinden, converteren en transporteren
- Leveringscapaciteit, flexibiliteit en veiligheid.

Deze criteria zijn herzien en opgenomen in de beoordelingscriteria voor de vergelijkende evaluaties binnen Werkstroom 3 - Constructievorm van energiehub, die zijn overeengekomen met Gasunie en TenneT.

Ref. 6 is een eerste verkenning naar nut en noodzaak van energieknooppunten op de Nederlandse Noordzee, voorgesteld door het Interdepartementaal Directeuren Overleg Noordzee (IDON). Het stelt dat door een toenemend aandeel van weersafhankelijke elektriciteitsproductie extra flexibiliteit nodig is. Als gevolg hiervan is er een groeiende behoefte aan internationale netwerkverbindingen, energieopslag, flexibele elektriciteitsvraag en regelbare CO₂-vrije elektriciteitsopwekking. De evaluatie van de concepten voor energiehub voor de zoekgebieden 6 en 7 zal ervoor zorgen dat het gekozen concept inter-hub en internationale interconnecties faciliteert, waardoor diepgaande toegang tot Europese consumenten mogelijk wordt en het energieaanbod beter wordt afgestemd op de vraag. Energieopslag, op zee, indien nodig, wordt verondersteld plaats te vinden in onderaardse zoutcavernes of uitgeputte gasputten. Aangezien deze zullen worden ondersteund door een apart platform voor lokale opslag, wordt aangenomen dat ze geen invloed hebben op het ontwerp op hoog niveau van de energiehub.

Vanwege de lange realisatietijden, onzekerheden in vraag en aanbod en ontwikkelingen in kosten en beschikbare technologieën voor energieknooppunten, is modulariteit in de uitrol een belangrijke overweging. Deze vereiste werd verder benadrukt in de gesprekken met het Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (IenW), die verklaarden dat de onzekerheden in de ruimtelijke uitrol van windopwekking in zoekgebieden 6 en 7 en de uiteindelijke totale capaciteit van de gebieden pleitten voor modulariteit.

Het inbouwen van modulariteit maakt het mogelijk om energiehub flexibeler uit te breiden. Het rapport stelt dat zowel platforms als eilanden zijn onderzocht en technisch haalbaar zijn bevonden en kunnen worden gebruikt om energiehub te realiseren met interlink-, interconnectie- en conversiefunctie. Deze beoordeling komt overeen met de interne beoordeling op basis van ons werk aan het NSWPH-programma dat zowel platforms als eilanden haalbaar zijn en dat een echte evaluatie tussen beide nodig is om de beste aanpak te bepalen.

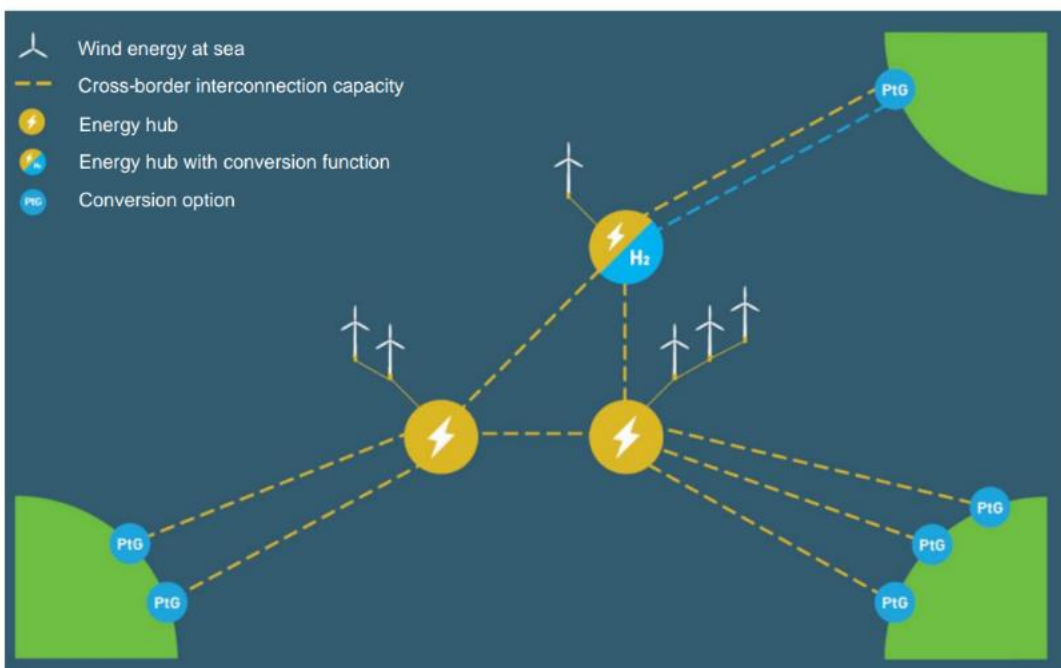
Op basis van de maximale afmetingen en het maximale gewicht van platforms die praktisch kunnen worden geïnstalleerd, kan 2 GW HVDC-capaciteit of 500 MW waterstofproductie worden gerealiseerd op één enkel platform. Dit is gebaseerd op het werk dat is gedaan voor het NSWPH-programma en vormt de basis voor de opbouw van de energiehub op platform die binnen Werkstroom 3 - Constructievorm van energiehub worden geëvalueerd.

De ontwikkeling van energiehub en de bijbehorende tijdlijn wordt beïnvloed door de eigenschappen van de verschillende windzoekgebieden; factoren zoals oppervlakte, waterdiepte, afstand tot de huidige offshore aardgasinfrastructuur en tijdlijnen. De verwachting is dat elektrische hubs in de zoekgebieden 1 (Nederwiek) en 2 (Lagelander) en 5-Oost (Doordewind) de interconnectie en interlink functies kunnen vervullen. Zoekgebieden 6 en 7 lijken het meest geschikt zijn voor een energiehub met grootschalige conversie naar waterstof (naast interlink en

interconnectie). Dit is in lijn met de basis voor werkstroom 3 die een kader zal ontwikkelen voor de selectie van een energiehub inclusief waterstofconversie in zoekgebieden 6 en 7 van 2030 tot 2040. De eerste uitrol van de infrastructuur in zoekgebieden 6 en 7 is gepland voor 2032.

Het rapport stelt dat het Nederlandse net grote investeringen nodig heeft om het te versterken en dat de interconnectie tussen het offshore net en het onshore net steeds belangrijker wordt om hernieuwbare energie verder landinwaarts te transporteren om te voorzien in de behoefte aan directe elektrificatie. Deze vereiste wordt begrepen en bevestigd door Ref. 15 en 16, waarin de geplande investeringen van TenneT in het elektriciteitsnet op land en op zee gedetailleerd worden weergegeven. De aanname voor het hubontwerp voor zoekgebied 6 en 7 is dat deze investering zal worden gedaan.

Figuur 3.2: Mogelijk toekomstig vermaasd netwerk van energieknooppunten (ref. 6).



Zoals beschreven in paragraaf 2.3 kunnen energiehub's meerdere functies vervullen. Om het nut en de noodzaak van een energiehub te bepalen, is het belangrijk om de functies goed te definiëren, aangezien de functies direct verband houden met de voordelen van een energiehub. De drie belangrijkste functies van een energiehub zijn:

- Het verzamelen van energie op zee voordat het naar land wordt getransporteerd is waarschijnlijk goedkoper dan directe export naar het vasteland vanwege schaalvoordelen. In het geval van energieomzetting op zee kunnen pijpleidingen beter worden gebruikt.
- Het verbinden van energieknooppunten met elkaar en met verschillende landen zorgt voor een flexibel en robuust energiesysteem, wat leidt tot meer marktintegratie en voorzieningszekerheid. Het vergroot het afzetgebied wat efficiënt elektriciteitsgebruik bevordert.
- De mogelijkheid om hernieuwbare elektriciteit om te zetten in waterstof kan de integratie van grote hoeveelheden energie in het energiesysteem ondersteunen. Dit betekent dat aan de directe vraag kan worden voldaan met duurzame waterstof. Daarnaast kunnen deze energiedragers ook voordelen bieden op het gebied van opslag en transport.

Deze functionaliteiten worden visueel weergegeven in Figuur 3.2. Afhankelijk van de bouwvorm kan een energiehub aanvullende private en publieke functies vervullen. *De evaluatie van het*

concept van de energiehub zal kijken naar hun belangrijkste functies hierboven en ook naar hun potentie om andere functionaliteit te ondersteunen, iets wat gemakkelijker kan worden gedaan op een kunstmatig eiland dan op platforms.




Vanwege de lange realisatietijden, onzekerheden in vraag en aanbod en ontwikkelingen in de kosten en beschikbare technologieën van energieknooppunten, is modulariteit bij de uitrol een belangrijke overweging. Vanwege de lange tijdlijnen en snelle ontwikkelingen in de energiesector zijn er belangrijke onzekerheden waarmee rekening moet worden gehouden, zoals:

- Hoeveel windcapaciteit moet er worden ontwikkeld en bij welke windsnelheid?
- Waar wordt de wind op zee opgewekt?
- Wat is het gewenste niveau van internationale verbindingen?
- Wat is de beste balans tussen de elektriciteits- en waterstofinfrastructuur?
- Hoe snel worden nieuwe technologieën volwassen?

De functies van de energiehubs kunnen zich in de loop van de tijd ontwikkelen, van inzameling tot conversie (Tabel 3.4). De kenmerken van de zoekgebieden voor wind (locatie, waterdiepte, afstand tot de huidige gasinfrastructuur, enz). Tot 2030 of zelfs 2035, afhankelijk van de ontwikkelingen in offshore waterstofproductie, zullen de energiehubs voornamelijk bestaan uit elektriciteitsinfrastructuur, met uitzondering van pilots en opschaling van offshore elektrolyse. De verzamel functie zal voornamelijk worden vervuld vóór de verbinding functie (interlinks en interconnecties). Dit zal naar verwachting worden gecombineerd met aanzienlijke onshore elektrolysecapaciteiten, die voornamelijk tussen 2030 en 2035 worden geïnstalleerd, om de integratie van grote hoeveelheden offshore windenergie te vergemakkelijken. Verbindingen via de energiehubs met Duitsland, Denemarken, Noorwegen, België en het Verenigd Koninkrijk worden momenteel ontwikkeld. Afhankelijk van de technologische ontwikkelingen en de maturiteit wordt verwacht dat de energiehubs na 2030 ook de conversiefunctie zullen vervullen, waarbij de elektrolyse niet alleen aan land maar ook op zee zal plaatsvinden.

Dit is in overeenstemming met de concepten voor de energiehub in zoekgebied 6 en 7, die gebaseerd is op ontwikkeling na 2030 en zowel capaciteit voor interconnecties en onderlinge verbindingen als offshore waterstofproductie omvat.

Tabel 3.3: Mogelijke functionaliteiten van windzoekgebieden (ref. 6).

Gebied ¹	Tijdlijn	Mogelijke functionaliteiten
1 en 2	t/m 2030	 <ul style="list-style-type: none"> • Elektriciteitsverbinding vanuit één of meer platforms van het net op zee met het Verenigd Koninkrijk, België of een verbruiker op zee (zoals olie en gas platformen)
5 Oost	t/m 2031	 <ul style="list-style-type: none"> • Mogelijk elektriciteitsverbinding vanuit platforms naar Duitsland, Denemarken en/of Noorwegen. • Aandachtspunt is de aanlanding en doorkruising van de Waddenzee. • Nieuw type interconnectorsysteem in werking.
6 en 7	t/m 2040	 <ul style="list-style-type: none"> • Mogelijke verbindingen naar DE, DK, NO, BE. • Groot gebied, grote afstand tot de kust maakt offshore elektrolyse relevant. Vanaf midden jaren 30 kan een uitbreiding met een eiland overwogen worden. 
3	>2040	 <ul style="list-style-type: none"> • Mogelijk combinatie met gebied 1 en 2, mits mijnbouwactiviteiten hiertussen gestaakt zijn.

Zoekgebieden 6 en 7 kunnen tussen 2030 en 2040 worden ontwikkeld. Gezien de technologische ontwikkelingen en integratie-uitdagingen in het energiesysteem maakt dit het potentieel mogelijk en wenselijk om energiehubs te realiseren die alle drie functies vervullen.

Ref. 12 stelt de vraag wat de maatschappelijke waarde is van offshore hubs en spokes model in de Noordzee in vergelijking met een zuiver radiale verbinding van offshore wind? De huidige offshore windopwekking is radiaal ontwikkeld met individuele verbindingen van windparken naar de kust. Het energiehub concept voor zoekgebieden 6 en 7, dat is ontwikkeld als onderdeel van Werkstroom 3 - Constructievorm van energiehub, is gebaseerd op de hubs and spokes model

Het onderzoek richt zich op het bieden van perspectieven op de sociaaleconomische impact van specifieke configuraties van hubs en spokes. De belangrijkste vragen zijn:

- Wat is de maatschappelijke waarde van offshore hubs en spokes model?
- Hoe wordt de evaluatie beïnvloed door;
 - De uitbreiding van waterstof- en elektriciteitsnetten?
 - Ontwikkeling van energieprijzen?
 - Overplanting van offshore windcapaciteit?
 - De waarde van waterstofproductie en elektrolyser kosten?

De belangrijkste conclusies voor werkstroom 3 zijn:

- Voor elk scenario is het gunstig om wind op zee aan het systeem toe te voegen.
- De meeste geanalyseerde hubs-and-spokes model leiden tot een vermindering van de CO₂ emissies door een betere integratie van hernieuwbare energiebronnen op korte termijn.
- Overplanting van offshore windcapaciteit op de Deense hub verbetert het sociaaleconomische voordeel, aangezien het belang van interconnectie toeneemt naarmate de offshore windcapaciteit toeneemt. De energiehubconcepten zijn gebaseerd op interconnectie. Het Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (IenW) verklaarde dat windblokken in zoekgebieden 6 en 7 zullen worden geleased met 2 GW windopwekkingscapaciteit of een bepaald gebied om maximalisatie van windopwekkingscapaciteit aan te moedigen. De ervaring met NSWPH suggereert aanzienlijke voordelen van het overplanten van een windzoekgebied met grotere 'winturbines met 20 MW turbines die naar verwachting in 2030 commercieel beschikbaar zullen zijn.

Alle hubs en spokes model leiden tot voordelen in het omringende energiesysteem ten opzichte van het radiale referentiescenario.

3.4 Verrijkingssessies

Om voort te bouwen op het begrip dat verkregen is uit de werkstroom 3 documenten, werden verrijkingssessies georganiseerd met de belangrijkste belanghebbenden (zie Hoofdstuk 2 voor uitleg over de rollen van de belanghebbenden).

De eerste revisie van dit rapport is voor commentaar voorgelegd aan de stakeholders Gasunie, TenneT, EBN, IenW en EZK. De ontvangen commentaren zijn besproken in vervolgsessies en vervolgens verwerkt in de definitieve versie van het rapport:

- Duidelijke opmerkingen werden direct in het rapport verwerkt.
- Onduidelijke opmerkingen werden in de vervolgsessies besproken en vervolgens in het rapport verwerkt.
- Opmerkingen die buiten scope waren van werkstroom 3 vielen of betrekking hadden op vervolgwerkzaamheden, waaronder een bredere betrokkenheid van belanghebbenden, werden in aanmerking genomen maar niet in het verslag verwerkt.
- Opmerkingen die betrekking hadden op de score van de concepten ten opzichte van de criteria werden besproken in een nieuwe scoringsworkshop:

- Als het team het eens is met de opmerking, wordt de score of weging voor dat criterium aangepast.
- Wanneer het team van mening was dat de oorspronkelijke score geldig bleef, werd het commentaar genoteerd en beantwoord in een gedeelte "Feedback van belanghebbenden" in bijlage C.

3.4.1 Verrijkingssessie met het Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (IenW)

Het eerst gesprek was met IenW om inzicht te krijgen in het werk dat tot nu toe is gedaan binnen zoekgebieden 6 en 7. IenW verklaarde dat, hoewel de totale windopwekkingscapaciteit nog niet is bevestigd, deze naar schatting tussen 22 GW en 28 GW zou kunnen bedragen. Er wordt vanuit gegaan dat de zoekgebieden 6 en 7 volledig ontwikkeld zijn voordat er wordt uitgebreid naar andere zoekgebieden.

Er is geen vaste plan ontwikkeld voor de uitbreiding na 2040. IenW verklaarde dat zoekgebied 8 minder dan 2 GW aan windopwekkingscapaciteit heeft en daarom niet zal worden ontwikkeld. Zoekgebieden 9 en 10 zijn alleen op hoog niveau onderzocht, maar hebben het meeste potentieel om ontwikkeld te worden. Zoekgebied 4 wordt gebruikt voor militaire activiteiten maar heeft wel ruimte beschikbaar.

Aangezien er geen officieel besluit is genomen over uitbreiding na 2040, is het ontwerp van de energiehub binnen werkstroom 3 gebaseerd op de uitbreiding binnen de zoekgebieden 6 en 7 tussen 2030 en 2040. Eventuele gevolgen van verdere uitbreiding na 2040, bijvoorbeeld in termen van interconnecties, moeten echter worden overwogen.

Tijdens de eerste workshop met IenW op 25 juli 2023 bespraken we de integratie van het werk van EIPN met het werk dat wordt uitgevoerd door IenW (ref 46). IenW bevestigde dat de selectie van de locatie van de energiehub binnen zoekgebieden 6 en 7 onder hun verantwoordelijkheid valt en gebaseerd zal zijn op ecologische effecten en de impact op andere gebruikers. Er komt een ecologische uitsluitingszone in het midden van de zoekgebieden, maar de grootte daarvan is nog niet bekend.

Om dit te bepalen interviewt IenW andere belanghebbenden, waaronder:

- Ontwikkelaars van olie en gas.
- Andere overheidsinstellingen om inzicht te krijgen in de vereisten voor helihavens op platforms en eventuele daaruit voortvloeiende uitsluitingszones.
 - Ontwerpbeslissingen die aan ontwikkelaars worden overgelaten mogen geen invloed hebben op de ruimtelijke indeling van het totale windpark en daarom wordt aangenomen dat helikoptertoeegang niet nodig is binnen de individuele blokken van het windpark.
- Gasunie en TenneT om inzicht te krijgen in hun ontwikkelingsplannen.
- Ecologische experts.
- NGO's.

Naast het interviewprogramma zal IenW in overleg met de buurlanden de vereisten voor scheepvaartroutes onderzoeken - de grootte van de scheepvaart die door zoekgebied 6 en 7 mag varen is nog niet gedefinieerd - en potentiële mijnbouwlocaties en vereiste uitsluitingszones identificeren.

IenW verklaarde dat het gebied van zoekgebied 6 en 7 zich in het bereik van 40-50 m diepte bevindt en dit zal de basis vormen voor de analyse tussen eilanden en platforms.

De ruimtelijke planning van de uitbreiding van het windpark in zoekgebied 6 en 7 is nog niet ontwikkeld. Het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) en IenW zullen

samenwerken om de timing en locatie van de uitrol van de windblokken te bepalen. Bij de ruimtelijke ontwikkeling van het windpark zal worden overwogen of de blokken die aan ontwikkelaars worden toegewezen, worden gebaseerd op gebied en niet op windopwekkingscapaciteit. Dit zou de ontwikkelaar aanmoedigen om de energieopbrengst te maximaliseren. Of de uitrol in een geografische opeenvolging of verspreid gebeurt, is nog niet besloten en dit kan van invloed zijn op het uiteindelijke ontwerp van de energieknooppunten.

3.4.2 Verrijkingssessie met Gasunie en TenneT

Om inzicht te krijgen in de standpunten van Gasunie en TenneT als belangrijke belanghebbenden die mogelijk in de toekomst kunnen optreden als Waterstof Netwerk Operator (Hydrogen Network Operator, HNO) en TSO en om inzicht te krijgen in hun werk dat tot nu toe is gedaan om de opties voor energieknooppunten in zoekgebieden 6 en 7 te beoordelen, zijn engagementbijeenkomsten en workshops georganiseerd:

- Eerste bijeenkomst met Gasunie en TenneT 17-07-2023
- Vervolgbijsessie met Gasunie over de aanpak van het afwegingskader 27-07-2023
- Werkstroom 3 updates aan Gasunie, TenneT en anderen 08-09-2023
- Afwegingskader scoring workshop 15-09-2023
- Scoringsworkshop Evaluatie 1 21-09-2023
- Scoringsworkshop Evaluatie 2 29-09-2023

De belangrijkste doelen van de bijeenkomsten waren het bepalen van de basis van de energiehub in termen van totale capaciteit en de verhouding tussen de export van energie en de productie van waterstof en vervolgens het begrijpen van de belangrijkste beslissingen die genomen moesten worden.

3.4.2.1 Capaciteit van de Energiehub

De uitrol van HVDC en waterstofproductie op zee, inclusief de door werkstroom 1 voorgestelde verhouding van 20 GW HVDC tot 9 GW waterstofproductie, werd besproken in relatie tot de met lenW besproken potentiële windopwekkingscapaciteit van zoekgebieden 6 en 7 van 22-28 GW.

Op basis van de analyse van net geïntegreerde waterstofproductie die in het NSWPH-programma is voltooid, is Gasunie van mening dat de optimale verhouding tussen waterstofproductie op zee en HVDC-capaciteit voor zoekgebieden 6 en 7 één op één is. Bij deze beoordeling wordt ervan uitgegaan dat de technologische gereedheid geen beperking vormt voor de uitrol van waterstofproductie op zee, maar dat tegen het begin van de jaren 2030 de wind op zee ongeveer 70 % van de onshore vraag naar hernieuwbare elektriciteit zal hebben bereikt, waardoor waterstofproductiecapaciteit nodig is om energie terug te winnen bij piekwindsnelheden om tijdfanhankelijke flexibiliteit te bieden en om zoveel mogelijk aan de basisvraag te voldoen, terwijl ook wordt geholpen om industrieën waar het moeilijk is om koolstof uitstoot te verminderen, koolstofvrij te maken. Deze waterstofproductie moet op zee plaatsvinden vanwege beperkingen in de capaciteit om directe energie naar het vasteland te exporteren via geïnstalleerde HVDC-systemen. De basis voor de energiehub in werkstroom 3 gaat er daarom van uit dat tot 50% van de windopwekkingscapaciteit als waterstof aan land wordt geëxporteerd.

De vereiste waterstofproductiecapaciteit op zee wordt ook beïnvloed door de vraag naar waterstof op land ter ondersteuning van decarbonisatie en alternatieve leveringen. Waterstofproductie op zee om energie terug te winnen wanneer het aanbod groter is dan de vraag, waardoor tijdgewogen flexibiliteit mogelijk is, zal altijd nodig zijn, maar extra productiecapaciteit om industrieën waar het moeilijk is om koolstof uitstoot te verminderen koolstofvrij te maken, zal worden beïnvloed door het aanbod op het vasteland. Als er alternatieve waterstofbronnen beschikbaar zijn, hetzij als import als blauwe of andere vormen van waterstof, dan kan de totale vereiste capaciteit van offshore waterstofproductie minder zijn.

De HVDC-capaciteit op elke afzonderlijke locatie is door TenneT beperkt tot 6 GW vanwege veiligheidsoverwegingen. Als een groot eiland wordt gekozen, resulteert dit in een eilandcapaciteit van 12 GW (6 GW HVDC en 6 GW waterstofproductie).

De totale capaciteit van de energiehub voor zoekgebieden 6 en 7 wordt verondersteld 24 GW aan windopwekking op zee te zijn, gebaseerd op de door IenW geschatte capaciteit van 22 - 28 GW.

Individuele windparkblokken zullen worden toegewezen aan ontwikkelaars die verantwoordelijk zijn voor de ontwikkeling ervan onder leiding van Gasunie/TenneT en binnen het door EZK verschaft kader. De basisaannames is dat elk windblok 2 GW zal zijn, in lijn met de capaciteit van elk HVDC-systeem, wat resulteert in 1 GW directe elektriciteitsexport en 1 GW waterstofproductie per blok. TenneT gaat er in hun modellen van uit dat elk blok van 2 GW ofwel elektriciteit of waterstof kan exporteren, of een combinatie van beide. In werkelijkheid kan het zijn dat elk blok wordt gebruikt voor directe elektriciteitsexport of waterstofproductie en dit zou een verstandige aanpak zijn als waterstofproductie op zee pas later klaar is en dus achteraf moet worden geïnstalleerd. De aanname van zowel waterstofproductie als energie-export uit elk blok werd gemaakt om de concepten te kunnen ontwikkelen en om kostenramingen te kunnen maken voor vergelijking, maar er wordt niet aangenomen dat beide opties een significante invloed zouden hebben op de score van de totaalconcepten.

TenneT heeft een standaard HVDC-systeemontwerp van 2 GW ontwikkeld waarvoor zij verantwoordelijk zijn. Op basis van de standpunten van de Nederlandse en Europese regeringen over rollen en verantwoordelijkheden zal Gasunie het ontwerp voor waterstofcompressie ontwikkelen, maar niet de waterstofproductie, die wordt overgelaten aan de individuele ontwikkelaars. Op basis hiervan zal de waterstofproductie binnen elk blok plaatsvinden, tenzij er een groot eiland of grote eilanden worden gekozen die de hele energiehub ondersteunen. Het is aan de individuele ontwikkelaars of de waterstofproductie in de 'windturbines plaatsvindt of op aparte platforms wordt geïnstalleerd.

Als de waterstofproductie op een eiland plaatsvindt (hetzij op een enkel centraal eiland, hetzij op meerdere eilanden), dan blijft de aanname dat de waterstofproductie de verantwoordelijkheid is van de bijbehorende ontwikkelaar van het windblok, vanwege de wederzijdse afhankelijkheid tussen de opwekking van windenergie en de productie van waterstof om de export van energie mogelijk te maken, en dat deze binnen de afzonderlijke windblokken plaatsvindt. Door de waterstofproductie binnen de windblokken te plaatsen, wordt de kabelarchitectuur van het array korter en minder complex.

Belangrijkste aannames

- Het ontwerp van de energiehub is alleen voor zoekgebieden 6 en 7 tussen 2030 en 2040.
 - De eerste uitrol van de infrastructuur in zoekgebieden 6 en 7 is gepland voor 2032.
- Aangezien er nog geen ruimtelijke ordening is ontwikkeld, wordt ervan uitgegaan dat de blokken in een geografische opeenvolging zullen worden ontwikkeld in plaats van verspreid. Dit heeft geen directe invloed op de evaluatie van het concept.
- EZK is, met ondersteuning van IenW, verantwoordelijk voor het vaststellen van het kader waarbinnen Gasunie en TenneT als toekomstige HNO en TSO zoekgebieden 6 en 7 zullen ontwikkelen.
- TenneT is verantwoordelijk voor het ontwerp van het HVDC-systeem.
- Gasunie is verantwoordelijk voor het ontwerp van de waterstofcompressie.
- Individuele ontwikkelaars zijn verantwoordelijk voor het ontwerp van de waterstofproductie, die zich binnen individuele windblokken bevindt. Als het zich niet op een groot eiland bevindt, dan zijn ontwikkelaars vrij om te kiezen tussen productie op platforms en productie lokaal bij de windturbines.

- De opwekkingscapaciteit van windenergie op zee tussen 2030 en 2040 bedraagt 29 GW. De windopwekkingscapaciteit van zoekgebieden 6 en 7 ligt tussen 22 en 28 GW. Het ontwerp van de energiehub is gebaseerd op 24 GW aan windopwekkingscapaciteit, waarvan 50% wordt geëxporteerd als directe elektriciteit en 50% als waterstof.

3.4.3 Belangrijke Beslissingen en het Afwegingskader

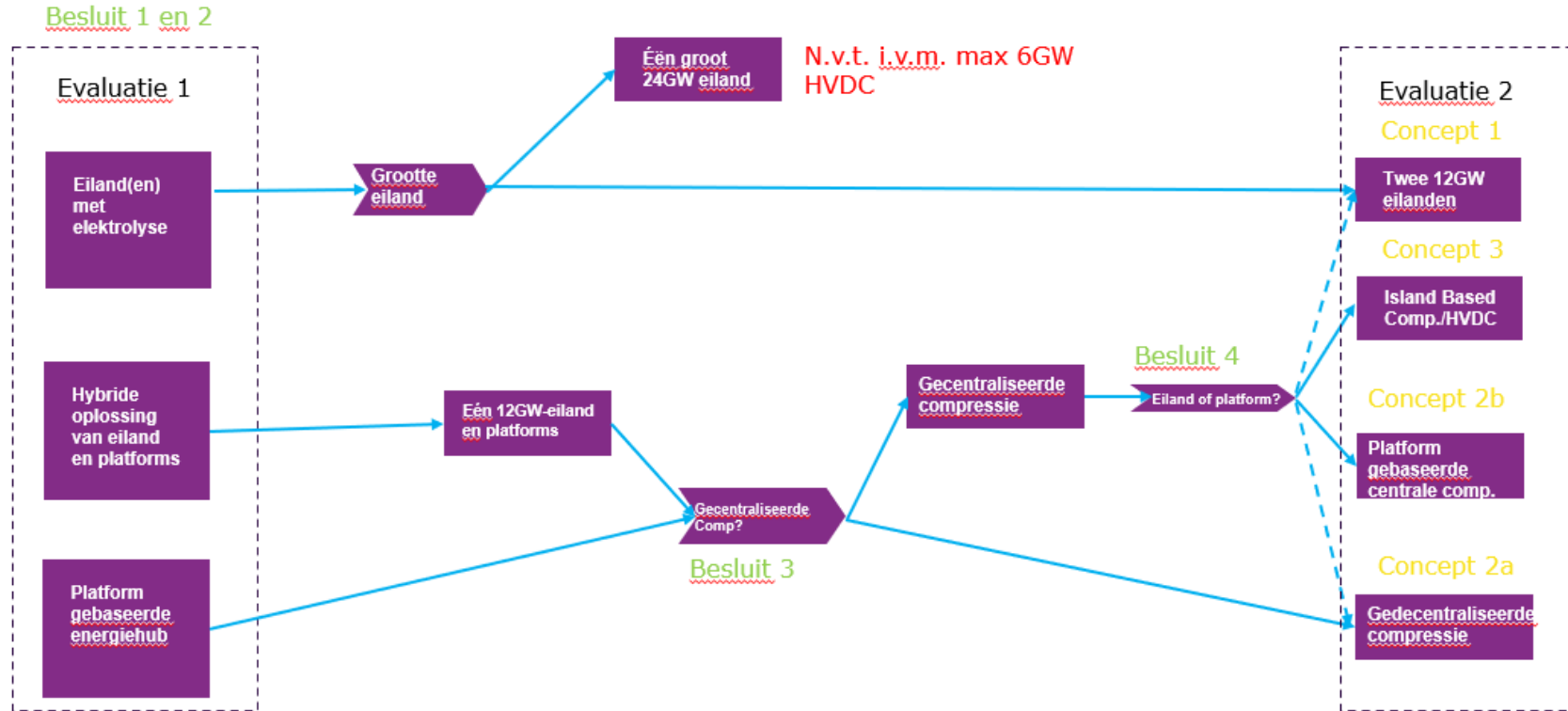
Op basis van dit inzicht in de aanpak voor de ontwikkeling van de energiehub binnen zoekgebied 6 en 7 is een eerste beslissingskader ontwikkeld voor bespreking met Gasunie en TenneT tijdens de eerste workshop op 17 juli 2023. De initiële aanpak ging uit van de ontwikkeling van een afwegingskader om te kiezen tussen waterstofproductie lokaal bij de windturbines en gecentraliseerde waterstofproductie op platforms of kunstmatige eilanden in lijn met de concepten die tijdens het NSWPH-programma zijn ontwikkeld.

Gasunie adviseerde ons dat deze aanpak moest worden verfijnd om de belangrijkste vragen te overwegen die EIPN in eerste instantie moest stellen om te komen tot de selectie van een energiehub concept:

- Kernbeslissing 1 - Moet er een groot eiland of eilanden worden gebouwd ter ondersteuning van de energiehub in gebied 6 en 7, inclusief PtG- en HVDC-apparatuur?
- Kernbeslissing 2 - Moet de energiehub worden gefaciliteerd door platforms of een combinatie van een eiland en platforms?
- Kernbeslissing 3 - Moet compressie worden gecentraliseerd of gedecentraliseerd?
- Kernbeslissing 4 - Moet gecentraliseerde compressie op platforms of op een eiland worden geplaatst?

Deze beslissingen leiden inherent tot een trechterproces waarbij elke beslissing in het proces het energiehub concept verder definieert en andere concepten uit de selectie elimineert. De gevolgen van elk van deze beslissingen worden weergegeven in het onderstaande schema.

Figuur 3.3: Stroomdiagram besluitvorming



Figuur 3.3 geeft aan hoe de kernbeslissingen van de energiehub concepten verfijnt en de alternatieve concepten elimineert. De kernbeslissingen 1 en 2 resulteren in de selectie van de basisinfrastructuur waarop de energiehub zal worden ontwikkeld. Dit zijn cruciale beslissingen die, vanwege de kosten en complexiteit van de bouw en de installatie van de eilanden, door de overheid moeten worden genomen. Om de regering te ondersteunen bij die besluitvorming worden de drie concepten voor de basisinfrastructuur gedefinieerd in de kernbeslissingen 1 en 2, zoals beschreven in paragraaf 6.1.

Vanwege het risico voor het Europese elektriciteitssysteem stelde TenneT een limiet van 6 GW aan HVDC-apparatuur op één locatie, wat betekent dat de keuze voor een eilandconcept zal resulteren in twee eilanden van 12 GW. Als alle HVDC-infrastructuur zich op één plaats zou bevinden, zouden bepaalde stroomuitvalscenario's resulteren in een Europese black-out.

Voor zowel het hybride als het platforms concept is een beslissing nodig tussen gecentraliseerde en gedecentraliseerde compressie en de factoren die deze beslissing beïnvloeden worden beschreven in paragraaf 6.2. Als de waterstofproductie niet is opgenomen op een groot kunstmatig eiland, dan wordt aangenomen dat deze gedecentraliseerd is en zich binnen de individuele blokken van het windpark bevindt op 500MW-platforms of bij de windturbines.

Als een gedecentraliseerd concept wordt gekozen, worden de afzonderlijke compressieplatforms zo groot geacht dat een oplossing op basis van eilanden niet geloofwaardig is. Voor gecentraliseerde compressieconcepten is een keuze tussen platforms en eilanden nodig en het kan zijn dat technologische of andere factoren de keuze voor een eiland bepalen, zoals beschreven in paragraaf 6.3.

Deze beslissingen leiden tot de vier concepten, oorspronkelijk voorgesteld door TenneT, zoals weergegeven in Evaluatie 2. De keuze tussen deze concepten, inclusief de voorafgaande beslissingen die nodig zijn voor de definitie ervan, is aan de overheid. Deze concepten bepalen de ruimtelijke lay-out van het windpark en kunnen de bouw en installatie van eilanden voorschrijven.

Tabel 3.4: Concepten van Energiehubs voorgesteld door TenneT

	Concept 1	Concept 2a	Concept 2b	Concept 3
	Multifunctioneel eiland incl. waterstofproductie/HVDC, enz.	Compressie binnen blok	Gecentraliseerde compressie (niet binnen blok)	TSO/HNO-eiland (compressie/HVDC maar niet H ₂)
Totale windcapaciteit (6 GW HVDC en 6 GW H₂)	12 GW	12 GW	12 GW	12 GW (compressie kan volledige 24 GW mogelijk maken)
Brongegevens	Basis is NSWPH-eiland	NSWPH compressieplatform	NSPWH-compressieplatform	TenneT/Gasunie zal ervoor zorgen

Om deze concepten te kunnen evalueren moeten ze eerst gedefinieerd worden zoals aangegeven in Figuur 3.4 naar Figuur 3.7. De bedoeling van het definiëren van deze concepten is in de eerste plaats om het begrip ervan te bevorderen en ook om als basis te dienen voor de evaluatie van de criteria. Deze concepten zijn niet bedoeld om het definitieve ontwerp van het energiehub weer te geven, noch om de uiteindelijke selectie te definiëren en zijn slechts illustratief. Gasunie en TenneT ontwikkelen lay-outs voor zoekgebied 6 en 7. Het uiteindelijk ontwikkelde energiehub zal waarschijnlijk op belangrijke punten afwijken:

- De totale windopwekkingscapaciteit van zoekgebieden 6 en 7, te bepalen door lenW en EZK, en dit zal van invloed zijn op het totale ontwerp.
- De selectie van windparkblokken is vergelijkbaar.

- De verhouding tussen directe energie-export en waterstofproductie zal waarschijnlijk veranderen en wordt beïnvloed door factoren zoals:
 - Verhouding tussen de opwekkingscapaciteit voor windenergie op zee en de vraag naar hernieuwbare elektriciteit op het vasteland.
 - Mate van inter-hub en internationale interconnectie.
- De uitvoerbaarheid van de bouw van waterstofproductie op het land wordt beïnvloed door factoren zoals:
 - HVDC-capaciteit naar het land.
 - Beschikbaarheid van land.
 - Beschikbaarheid van de aanlandings.
 - Vergunningsbeperkingen.
 - Openbare toestemming.
 - Capaciteit van het elektriciteitsnet op het land.
 - Invoer van waterstof in Nederland.
 - Blauwe waterstofproductie op het vasteland.
- De lay-out van de energiehub hangt af van de vraag of waterstof wordt geëxporteerd via bestaande onderzeese aardgaspijpleidingen die zijn omgebouwd tot waterstofpijpleidingen of via nieuwe waterstofpijpleidingen.

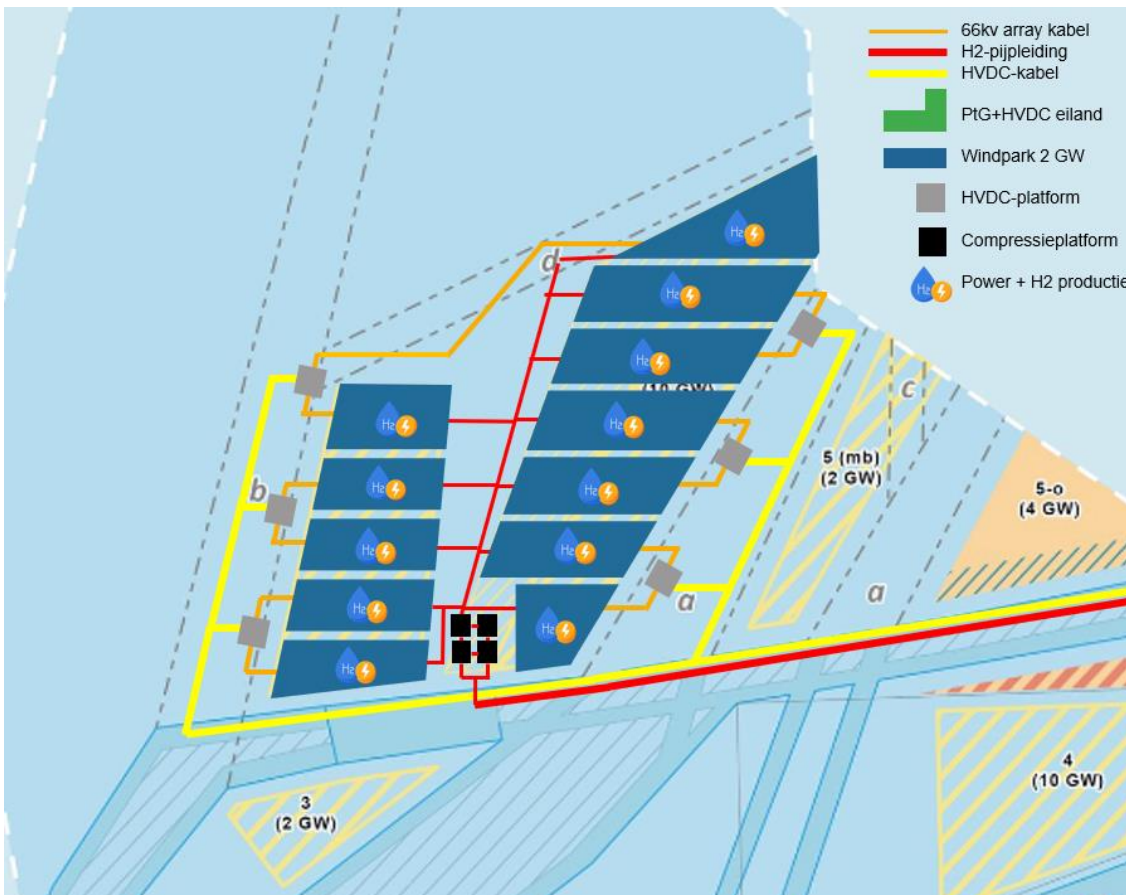
Figuur 3.4: Illustratieve lay-out van Concept 1 - Grote eilanden ter ondersteuning van waterstofproductie.



Voor concept 1 (Figuur 3.4) wordt alle infrastructuur geïnstalleerd op twee kunstmatige eilanden van 12 GW met uitzonderingen de windturbines. Op elk eiland zijn 6 GW aan HVDC en 6 GW

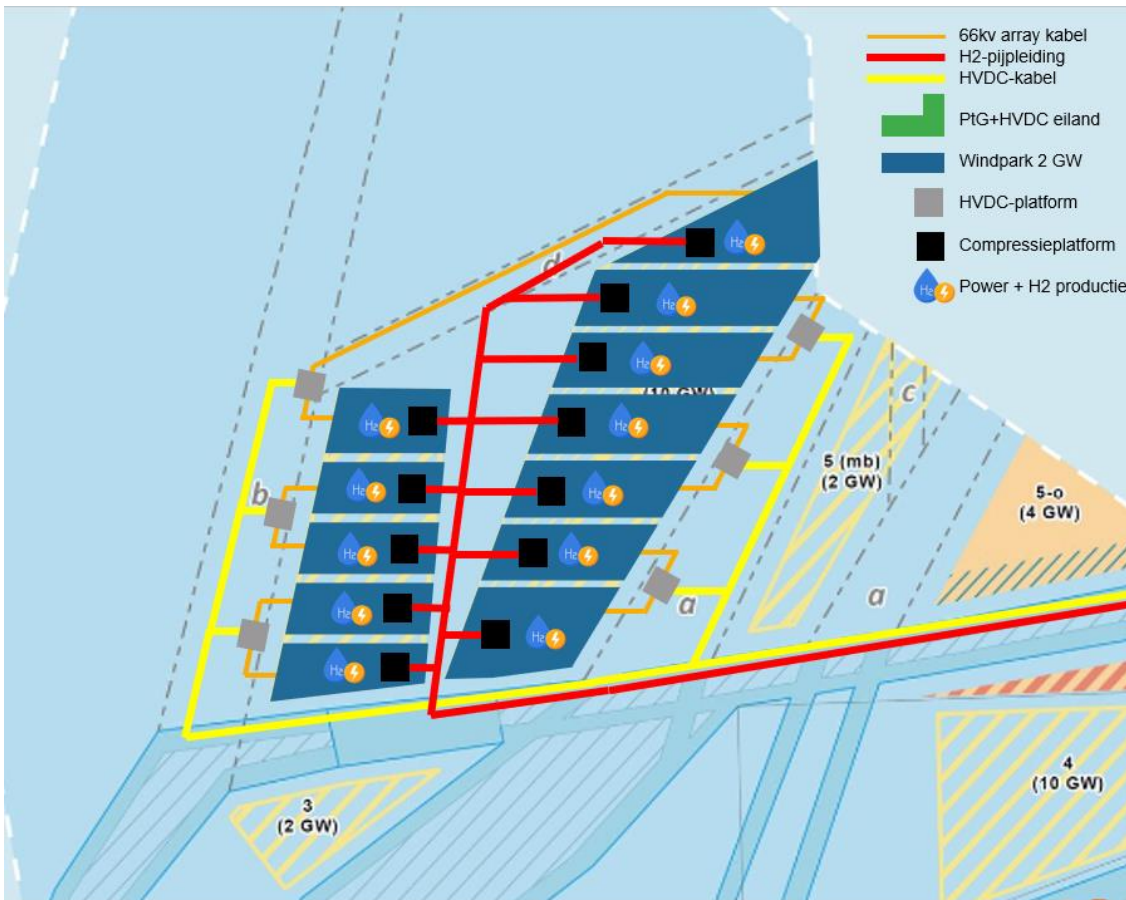
aan apparatuur voor waterstofproductie en -compressie geïnstalleerd. Waarschijnlijk zal er ook andere, nog niet gedefinieerde, infrastructuur op de eilanden worden geïnstalleerd. De elektriciteit wordt vanaf de windturbines via arraykabels naar het eiland getransporteerd.

Figuur 3.5: Illustratieve lay-out van Concept 2a – Platform gebaseerde hub inclusief gecentraliseerde compressie



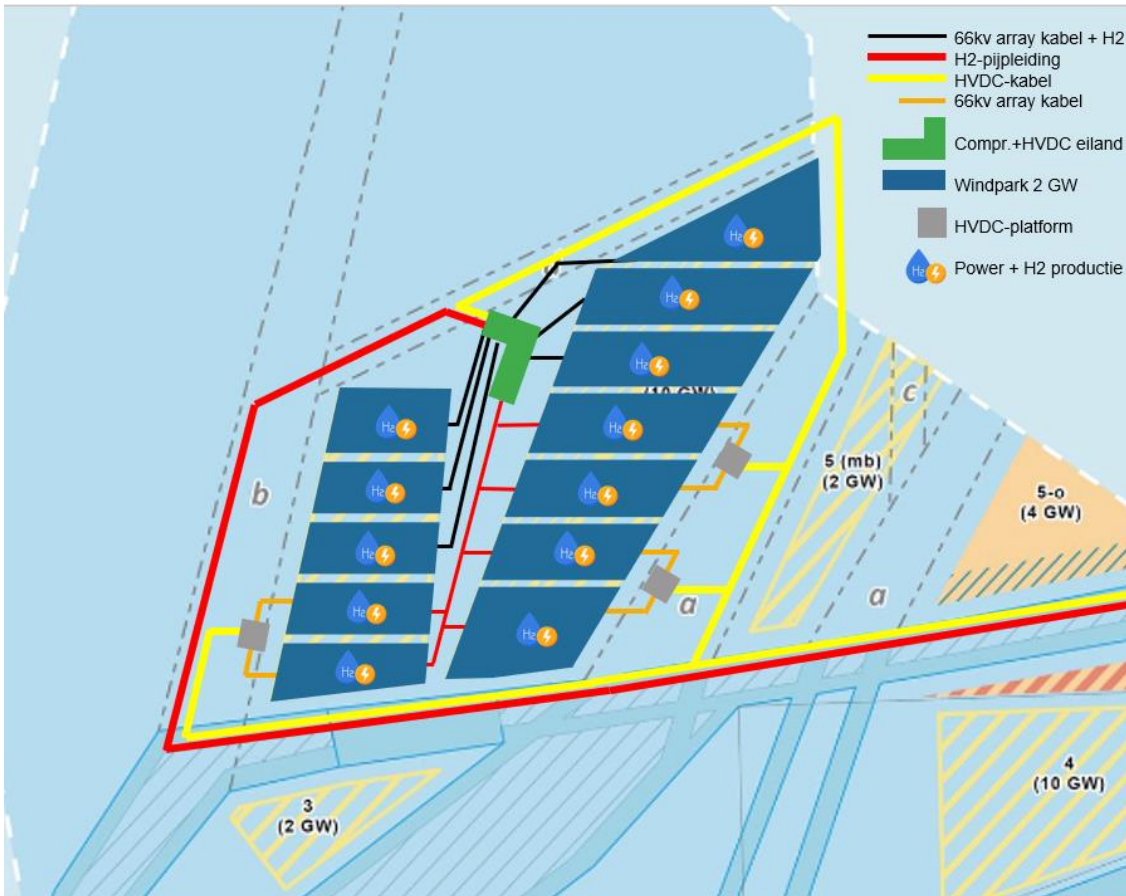
Voor Concept 2a (Figuur 3.5) binnen de windparkblokken bevinden zich de windparken en de bijbehorende waterstofproductie. Het is aan de individuele ontwikkelaars om in overleg met de overheid een keuze te maken tussen waterstofproductie bij de windturbines en waterstofproductie op platforms, en deze beslissing kan worden genomen naarmate het project vordert, waarbij de voordelen van elke optie worden overwogen. HVDC-apparatuur wordt geïnstalleerd op de 2 GW-platforms van TenneT en compressieapparatuur wordt geplaatst op gecentraliseerde platform(en). Elektriciteit van de individuele blokken wordt via arraykabels naar de HVDC-platforms gestuurd en waterstof via flowlines naar de compressieplatforms. Elk individueel compressieplatform wordt vervolgens aangesloten op de onderzeese waterstofpijpleiding naar de het land.

Figuur 3.6: Illustratieve lay-out van Concept 2b – Platform gebaseerde hub inclusief gedecentraliseerde compressie



Voor Concept 2b (Figuur 3.6) binnen de windparkblokken bevinden zich de windparken en de bijbehorende waterstofproductie. Het is aan de individuele ontwikkelaars om in overleg met de overheid te kiezen tussen waterstofproductie lokaal bij de windturbines en waterstofproductie op platforms. HVDC-apparatuur wordt geïnstalleerd op de 2 GW-platforms van TenneT. Compressieapparatuur wordt geplaatst op gedecentraliseerde platforms binnen elk windparkblok. De elektriciteit van de individuele blokken wordt via arraykabels naar de HVDC-platforms gestuurd en de waterstof via flowlines naar de compressieplatforms. Elk individueel compressieplatform wordt vervolgens aangesloten op de onderzeese waterstofpijpleiding naar de het land..

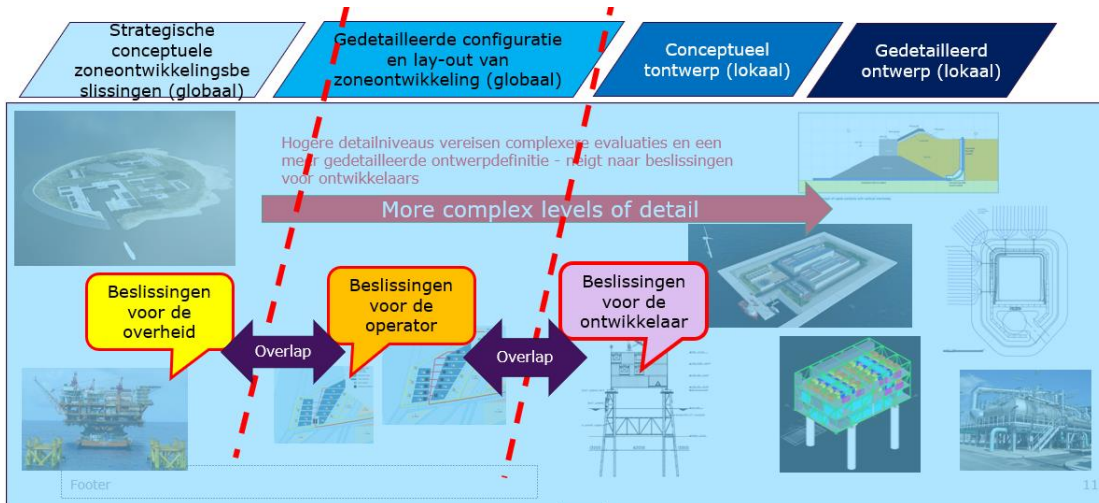
Figuur 3.7: Illustratieve lay-out van Concept 3 - energiehub op platforms maar met gecentraliseerde compressie op een eiland met 6 GW HVDC-apparatuur



Voor concept 3 (Figuur 3.7) binnen de windparkblokken bevinden zich de windparken en de bijbehorende waterstofproductie. Het is aan de individuele ontwikkelaars om in overleg met de overheid te kiezen tussen waterstofproductie ter plaatse van de windturbines en waterstofproductie op platforms. Compressieapparatuur zal op een gecentraliseerd eiland worden geplaatst. Vanwege de schaalvoordelen is het praktisch zinvol om ook HVDC-apparatuur op het eiland te plaatsen tot de veiligheidslimiet van 6 GW. De resterende HVDC-apparatuur wordt geplaatst op gestandaardiseerde platforms van 2 GW. Elektriciteit van de individuele blokken wordt via arraykabels naar de HVDC-platforms of het eiland gestuurd en waterstof via flowlines naar de compressie-eilanden.

De verdere definitie van de energiehub kan het beste worden overgelaten aan de individuele ontwikkelaars onder toezicht van de HNO/TSO die werken binnen het door de overheid ontwikkelde kader zoals weergegeven in Figuur 3.8.

Figuur 3.8: Typische projectverantwoordelijkheden



3.5 Verrijkingssessie met EBN

EBN heeft een lange geschiedenis van betrokkenheid bij de Nederlandse Noordzee en breidt hun kennis en praktijk nu uit naar duurzame energiebronnen. Voorbeelden hiervan zijn de overgang van aardgas naar waterstof, warmtetransport en CO₂ transport en opslag. Op 21 augustus 2022 werd een sessie georganiseerd om hun kennis te benutten. De belangrijkste bevindingen van deze workshop zijn:

- De CCUS-planning in zoekgebieden 6 en 7 is zeer laag ontwikkeld. Er is geen exacte locatie voor de CCUS-infrastructuur vastgesteld.
- Er moet ruimte worden vrijgehouden rond bestaande structuren zodra ze buiten gebruik worden gesteld en het bouwen over de bestaande infrastructuur heen is niet mogelijk.
- Historisch gezien zijn zoekgebieden 6 en 7 zwaar bevestigd en daarom is het de vraag wat er kan worden bereikt op het gebied van ecologie en biodiversiteit.
- EBN wil dat het algemene EIPN-programma de openbare belangen waarborgt.
- Geothermische energie-infrastructuur zal onshore worden geïnstalleerd omdat de lage enthalpie na transport over lange afstanden dit onpraktisch maakt. Daarom is het niet nodig om dit op te nemen in de energiehub van zoekgebied 6 en 7.
- EBN onderzoekt de mogelijkheid van elektrificatie van boor- of olie- en gasplatforms vanuit de energy hub. Als de kosten hiervan redelijk zijn, zou elektrificatie vanuit de energy hub potentieel aantrekkelijk zijn.
- EBN is het ermee eens dat technische onafhankelijkheid van de CCUS- en de energiehubinfrastructuur mogelijk is, maar dat ze ruimtelijk samen moeten worden bekeken, bv. voor vergunningen. Hun voorkeur gaat uit naar gecombineerde clusters om te profiteren van synergieën.
- EBN is momenteel bezig met de afronding van een onderzoek naar waterstofopslag en het witboek zal in de komende weken worden geschreven.
- EBN stelde dat de olie- en gaswinning in zoekgebieden 6 en 7 strategisch moet worden voortgezet om afhankelijkheid van buitenlandse olie en gas te voorkomen.
- De bestaande infrastructuur binnen de zoekgebieden 6 en 7 is beschreven in de EBN Memo over mijnbouwactiviteiten in windzoekgebieden 6 en 7 van EBN (ref. 18) en beschreven in paragraaf 2.14.

3.6 Tijdschema voor Betrokkenheid van Belanghebbenden

Tabel 3.5: Tijdschema voor het betrekken van belanghebbenden, inclusief de datum, het onderwerp en de deelnemers.

Datum	Titel	Deelnemer	Referentie notulen
13 april 2023	Kick-Off	EZK, IenW, TenneT, Gasunie, EBN, Deloitte, Common Futures, Mott MacDonald, Norton Rose Fulbright.	
26 april 2023	Stakeholders in kaart brengen	EZK, IenW, TenneT, Gasunie, EBN, Deloitte, Common Futures, Mott MacDonald, Norton Rose Fulbright.	
17 mei 2023	Kick off WS 3	Mott MacDonald, EZK, Deloitte, EBN, TenneT, IenW, Deloitte, Gasunie	
23 mei 2023	Werk sessie Werkstroom 2 en 3	Mott MacDonald, Deloitte	
23 mei 2023	Kennisdelingssessie	Deloitte, Mott MacDonald, Common Futures, Norton Rose Fulbright	
31 mei 2023	Update bijeenkomst werkstroom 2 en 3		
01 juni 2023	Voortgangsbijeenkomst met Min. EZK	EZK, Deloitte, Mott MacDonald, Common Futures, Norton Rose Fulbright	
06 juni 2023	Startdocument werkstroom 2 en 3	Deloitte en Mott MacDonald	
07 juni 2023	Verrijkingssessie NSPWH-traject 1.0 en 2.0 studies	Deloitte, Norton Rose Fulbright, Mott MacDonald	
09 juni 2023	Discussie over de vragen van Gasunie	Deloitte, EZK, Mott MacDonald	
14 juni 2023	EIPN scope discussie met TenneT	TenneT, Deloitte, Mott MacDonald	
15 juni 2023	Discussie WS 1 en WS 3	Deloitte, Mott MacDonald, Common Futures	
16 juni 2023	EIPN-werkstroom 3	EZK, IenW, TenneT, RVO, Gasunie, EBN, Deloitte	
16 juni 2023	Scope discussie WS 3	Gasunie, Deloitte, EZK	
11 juli 2023	Kennisdelingssessie	Deloitte, Mott MacDonald, Common Futures, Norton Rose Fulbright	
17 juli 2023	Workshop met Gasunie en TenneT	Mott MacDonald, Gasunie en TenneT	
21 juli 2023	Verrijkingssessie met Bureau Veritas	Mott MacDonald en Bureau Veritas	45
25 juli 2023	Verrijkingssessie met IenW	Deloitte, Mott MacDonald, IenW	46
27 juli 2023	Workshop met Gasunie en TenneT	Deloitte, Mott MacDonald, Gasunie en TenneT	47
28 juli 2023	Verrijkingssessie met EZK en RVO	Deloitte, Mott MacDonald, EZK, RVO	48
31 juli 2023	Verrijkingssessie met TNO - Noordzee Energie	Deloitte, Mott MacDonald, TNO	49
21 augustus 2023	Verrijkingssessie met EBN	EBN, Deloitte, Mott MacDonald	

Datum	Titel	Deelnemer	Referentie notulen
01 september 2023	Sessie over kennis delen - Actieagenda	Deloitte, Mott MacDonald, Common Futures, Norton Rose Fulbright	50
08 september 2023	WS 3 workshop	Mott MacDonald, EZK, Deloitte, EBN, TenneT, IenW, Deloitte, Gasunie	51
15 september 2023	WS 3 workshop	Mott MacDonald, EZK, Deloitte, EBN, TenneT, IenW, Deloitte, Gasunie	52
21 september 2023	WS 3 workshop	Mott MacDonald, EZK, Deloitte, EBN, TenneT, IenW, Deloitte, Gasunie	53
29 september 2023	WS 3 workshop	Mott MacDonald, EZK, Deloitte, EBN, TenneT, IenW, Deloitte, Gasunie	54

4 Tijdljn Besluitvorming

Het doel van erkstroom 3 - Constructievorm van energiehub is om enerzijds een trechtvormig proces te bieden voor de besluitvorming om de energiehub voor zoekgebieden 6 en 7 te definiëren en anderzijds context en bewijsmateriaal te leveren om de Nederlandse regering in staat te stellen elk vande belangrijke beslissingen te nemen. Er zal nooit perfecte informatie zijn om de beslissingen te ondersteunen en de basis waarop de criteria zijn vastgesteld wordt beschreven in hoofdstuk 6. Cruciaal in het nemen van deze beslissingen is het begrijpen van de vereiste tijdljn en de impact van vertragingen in de besluitvorming ende tijdljn voor het beschikbaar komen van meer informatie.

Als onderdeel van de conceptuele ontwerpstudies die tijdens het NSWPH-programma werden voltooid, zijn schema's ontwikkeld voor de eerste export van energie en de eerste productie van waterstof voor energiehub concepten op basis van platforms en een caissoneiland. Omdat deze schema's ook betrekking hadden op de waterstofproductie op land, die volgens de planning als eerste zou plaatsvinden, en omdat ze prioriteit gaven aan de installatie van HVDC-apparatuur op het caissoneiland, zijn ze aangepast voor werkstroom 3 (Figuur 4.1 en Figuur 4.2). De prioriteit is om te bepalen hoe snel energie export op zee en waterstofproductie op zee op platforms en eilanden kunnen worden ontwikkeld (zie Bijlage D voor deze aangepaste schema's).

De verwachte uitrol van offshore energie export en waterstofproductie op basis van deze aangepaste schema's is weergegeven in de onderstaande tabel. Het schema gaat ervan uit dat de ontwerp- en verfijningsfasen van de concepten bijna zijn voltooid en dat de FEED-fase in 2024 begint. Aangezien de NSWPH-concepten niet exact overeenkomen met de werkstroom 3 concepten, is er al sprake van mogelijke vertraging op het schema.

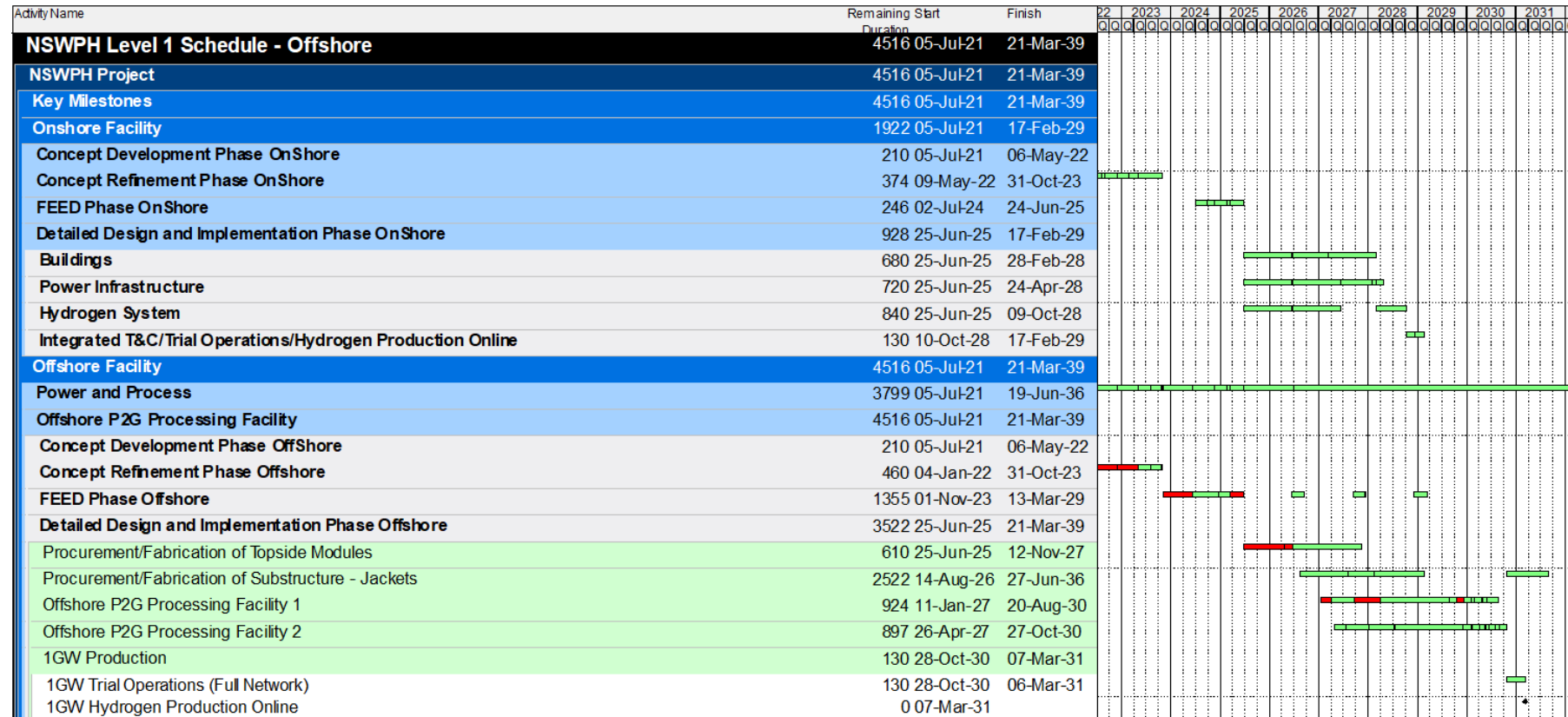
Tabel 4.1: Energie export en waterstofproductie op zee tijdljn . Het schema houdt geen rekening met regelgeving en technologie beperkingen .

Concept	Jaar	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Platforms		2 GW	4 GW	6 GW	8 GW	10 GW	12 GW				
			2 GW	4 GW	6 GW	8 GW	10 GW	12 GW			
Eilanden						2 GW	4 GW	6 GW	8 GW	10 GW	12 GW
						2 GW	4 GW	6 GW	8 GW	10 GW	12 GW

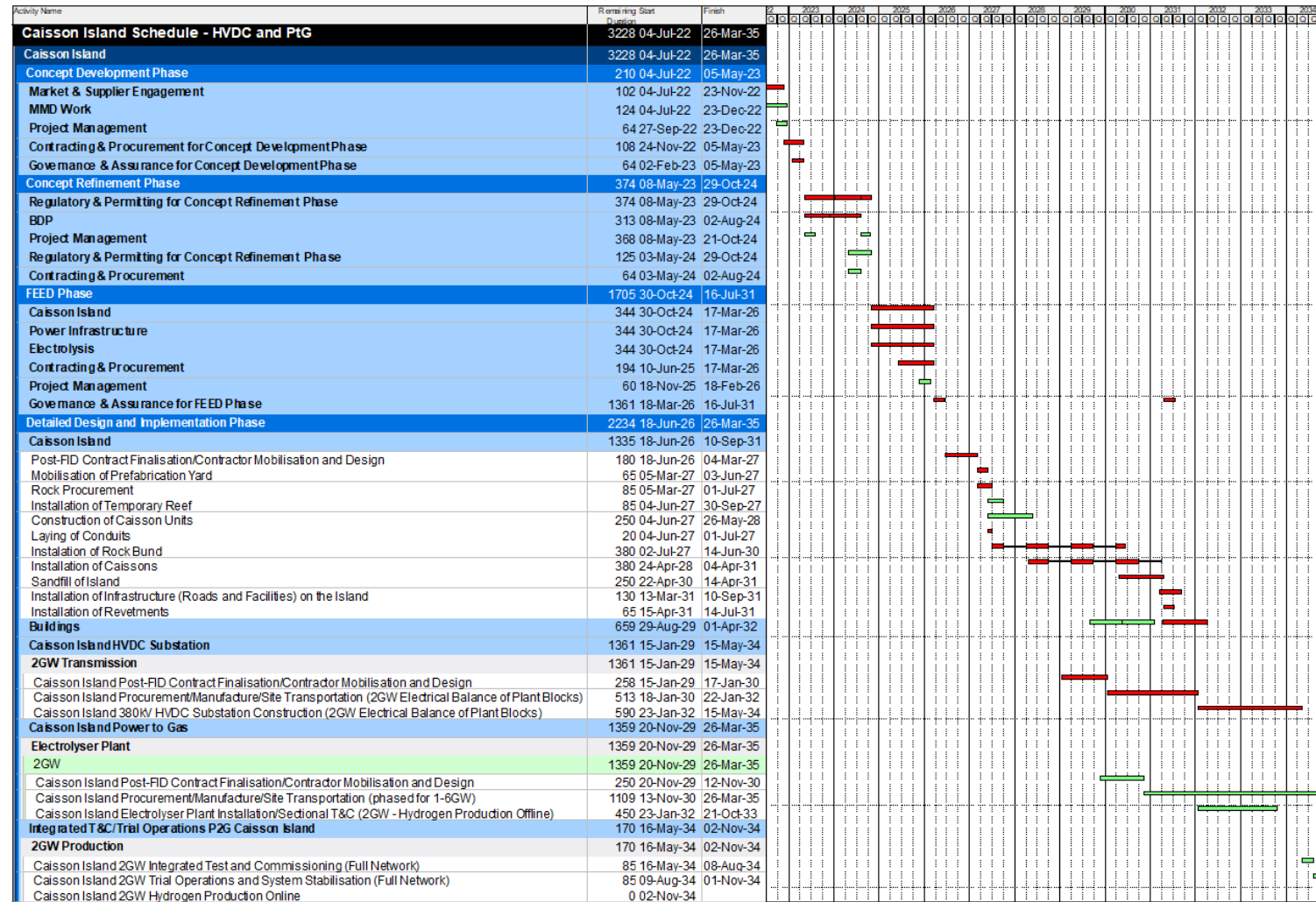
	HVDC uitrol (totaal geïnstalleerd)
	Waterstof productie uitrol (totaal geïnstalleerd)
	Eiland constructie

De tijdljn in bovenstaande tabel is een geoptimaliseerde tijdljn voor wat kan worden bereikt als er geen beperkingen zijn voor de uitrol van HVDC of waterstofproductie-infrastructuur op zee en is gebaseerd op de aanname dat de optimale verhouding tussen directe energie en waterstofexport één op één is. Het is gebaseerd op de platformgebaseerde en eilandgebaseerde energiehub schema's die tijdens het NSWPH-programma zijn ontwikkeld. In werkelijkheid zullen er beperkingen zijn die de uitrol kunnen vertragen. Verder zal de optimale verhouding tussen HVDC en offshore waterstofproductie-infrastructuurafhangen van veel factoren die nog niet gedefinieerd zijn.

Figuur 4.1: Niveau 1 schema voor platformgebaseerde waterstofproductie (ref. 19).



Figuur 4.2: Niveau 1 schema voor caisson-eiland gebaseerde energie-export & waterstofproductie (ref. 21).



Voor platformgebaseerde concepten voldoet de huidige planning van eerste export van elektriciteit in 2030 en eerste productie van waterstof in 2031 aan de eis voor de eerste uitrol van de infrastructuur in zoekgebieden 6 en 7 in 2032 met beperkte zorg over de uitrol van de gestandaardiseerde HVDC-platforms van TenneT. Voor een hybride configuratie wordt aangenomen dat de eerste uitrol platformgebaseerd zal zijn, wat betekent dat de streefdatum voor de eerste waterstof- en elektriciteitsexport vanaf het eiland ongeveer 2035 is.

Het langere tijdschema voor op eilanden gebaseerde concepten wordt veroorzaakt door de bouw van eilanden en de noodzaak om de eerste bouwwerkzaamheden alleen tijdens de zomerperiode uit te voeren. Concepten op basis van eilanden zullen een grotere uitdaging vormen en als de streefdatum van 2032 voor de eerste energie-export en offshore waterstofproductie gehaald moet worden, dan moeten de middelen van de overheid gericht worden op het wegnemen van de beperkingen in het tijdschema:

- Technologische gereedheid van kunstmatig eiland(en) in 50 m waterdiepte.
- Technologische gereedheid van belangrijke apparatuur die in een omgeving op zee werkt.
- Materiaalbeperkingen voor de bouw van eilanden.
- Beperkingen bij de levering van apparatuur.
- Ontwikkelingen in constructie- en installatietechnieken om het zomerweervenster te verruimen.
- Regelgevende beperkingen.
- Vergunningsbeperkingen en milieueffectbeoordeling.
- Beschikbaarheid van financiering.

De sleutel tot het handhaven en optimaliseren van de schema's is, naast het nemen van de belangrijkste beslissingen, de voortgang van de projectontwikkeling. Het wordt aanbevolen om op basis van het gekozen concept zo snel mogelijk te beginnen met een FEED-studie op basis van het werk dat is gedaan voor het NSWPH - de bovenstaande schema's gaan ervan uit dat de FEED in 2024 begint en dat er een fase van conceptverfijning komt om het werk dat is gedaan tijdens het NSWPH-programma aan te passen aan het gekozen energiehub concept.

Zoals beschreven in Tabel 4.2 kan het verstandig zijn om parallelle FEED's van meer dan één concept te starten om meer informatie te verkrijgen voordat een definitieve beslissing wordt genomen. Op basis van deze schema's is het tijdschema voor de belangrijkste werkstroombesluiten ontwikkeld.

Tabel 4.2: Beslissingstijlijn

Besluit	Vereiste datum	Reacties
1	Zo snel mogelijk	Waterstofproductie tegen 2032 vereist onmiddellijke projectontwikkeling en geoptimaliseerde schema's, vooral voor eilandconcepten
2	Rond 2025	Aangezien een hybride oplossing een latere installatie van het eiland mogelijk maakt, kan het project doorgaan op een tweeledig pad met een definitieve beslissing voordat de Engineering Procurement and Construction (EPC)-fase begint.
3	Rond 2025	Aangezien ontwerpen voor zowel gecentraliseerde als gedecentraliseerde platforms parallel kunnen worden ontwikkeld, kan het project doorgaan naar EPC voordat een definitieve beslissing wordt genomen. Pre-FEED ontwerpinspanningen zullen worden gericht op het 500MW demonstratieplatform

Besluit	Vereiste datum	Reacties
		voor waterstofproductie (Demo 2). Lessen uit dit project moeten helpen bij de besluitvorming en worden opgenomen in het ontwerp van de totale energiehub.
4	Zo snel mogelijk	Als er een compressie-eiland nodig is, moet er zo snel mogelijk een beslissing worden genomen. Meer uitstel kan de keuze voor gedecentraliseerde compressie forceren. Verdere technische studies zijn nodig om de beslissing te nemen, voortbouwend op het werk dat is gedaan in het NSWPH-programma.

De sleutel tot het op tijd realiseren van de energiehub is niet alleen het nemen van beslissingen binnen de hierboven getoonde tijdlijn, maar ook het initiëren van het project en het doorlopen van de fasen van projectontwikkeling.

4.1 Locatie Energiehub

IenW is verantwoordelijk voor de ruimtelijke ordening in de Noordzee en zal daarom, in nauwe samenwerking met andere ministeries, de hublocaties selecteren. Idealiter zou het project zich vanaf het begin kunnen ontwikkelen met geselecteerde energiehub locaties. Door conservatieve ontwerpparameters te kiezen, waaronder waterdiepte en metoceanomstandigheden, kan het initiële ontwerp van het eiland of de platforms echter generiek zijn en toepasbaar op het hele zoekgebied 6 en 7.

Naarmate het project vordert richting FEED en EPC van 2024 tot 2027 en er meer informatie beschikbaar komt over de waarschijnlijke locatie, kan dit worden meegenomen in het hubontwerp. Het is duidelijk dat de selectie van ontwikkelaars en de bouw van de hub niet kunnen beginnen voordat de locatie van de belangrijkste hub-infrastructuur is geselecteerd.

5 Besluitondersteuning en beoordelingskader

5.1 Multi-Criteria Decision Analysis

Strategische besluitvorming op nationaal niveau omvat meestal het afwegen van subjectieve voorkeuren van verschillende groepen belanghebbenden die gevestigde belangen hebben bij de gevolgen van de uitkomsten. Multi-Criteria Decision Analysis (MCDA) is een methodologie om verschillende opties te evalueren en met elkaar te vergelijken, met de bedoeling ze te rangschikken in termen van voorkeursvolgorde. De opties die worden vergeleken kunnen sommige, maar niet alle doelstellingen of belangen van de besluitvormer bereiken. Deze doelstellingen en belangen bepalen de criteria voor het evalueren van de verschillende opties.

Deze vergelijkende beslissingen vereisen meestal een evaluatie van meerdere criteria, waarbij er potentiële conflicten tussen de criteria kunnen zijn die van invloed zijn op de keuzes. Voorbeelden hiervan zijn wanneer extra kwaliteit en veiligheid gepaard kunnen gaan met hogere kosten. Het kiezen van de optie met de laagste kosten kan leiden tot een optie met een lagere kwaliteit of veiligheid. Op dezelfde manier kunnen kortetermijnvoordelen botsen met langetermijnvoordelen. Deze vergelijkende evaluatie problemen hebben niet altijd unieke, beste of optimale oplossingen en worden gedreven door de voorkeuren van de besluitvormers. Als belanghebbenden betrokken zijn, is hun bijdrage aan het besluitvormingsproces dan ook essentieel om een geschikte oplossing te vinden die hun belangen en voorkeuren vertegenwoordigt. Betrokkenheid van belanghebbenden heeft het gelijktijdige voordeel dat de kennis en inzichten van belanghebbenden worden geïntegreerd en dat mogelijk hun steun voor de resultaten wordt verkregen.

Bij MCDA wordt een groep opties met elkaar vergeleken aan de hand van een consistente reeks relevante criteria. MCDA vergemakkelijkt evaluaties met zowel kwantitatieve als kwalitatieve evaluaties en helpt complexe problemen te analyseren. MCDA levert geen eindbeslissing op, maar dient om het besluitvormingsproces te begeleiden door het denkproces te vergemakkelijken en rekening te houden met de beschikbare informatie die relevant kan zijn om de gevolgen van het kiezen van de ene optie boven de andere te helpen begrijpen.

MCDA volgt de volgende systematische methodologie om opties te evalueren:

- Stel de context van de beslissing vast (identificeer de doelstellingen van de beslissing, de belangrijkste besluitvormers, de belanghebbenden en de relevante gegevens en informatie)
- Identificeer de te evalueren opties.
- Identificeer de criteria, doelstellingen of belangen welke van toepassing zijn.
- Evalueer de prestaties van elke optie aan de hand van de criteria.
- Ken gewichten toe aan elk criterium om het relatieve belang voor de beslissing weer te geven.
- Combineer de gewichten en scores voor elke optie om een algemene vergelijkende waarde vast te stellen.
- Onderzoek en interpreteer de resultaten.
- Voer een sensitiviteitsanalyse uit om het effect van verschillende voorkeuren op de rangschikking van de opties vast te stellen.

MCDA heeft veel voordelen ten opzichte van informele beoordeling omdat het transparant en expliciet is. De selectie van criteria, belangen of doelstellingen die in de evaluatie worden gebruikt, zijn beschikbaar voor analyse en kunnen worden aangepast als aanvullende inzichten vereisen

dat meer criteria worden geëvalueerd. De gebruikte scores en gewichten kunnen worden gerelateerd aan relevante informatiebronnen, gerechtvaardigd door de besluitvormer op basis van zijn inzichten of gewijzigd indien nodig. De evaluatie van prestatiemetingen aan de hand van specifieke criteria kan worden uitbesteed aan experts, in plaats van uitsluitend te vertrouwen op de kennis en inzichten van één groep besluitvormers (in dit geval de overheid). Het gebruik van scores en gewichten zorgt voor een audit trail. MCDA biedt ook een effectieve manier om resultaten te communiceren met andere belanghebbenden of geïnteresseerden.

5.2 Beoordelingskaders en trechterproces

Het doen van een aanbeveling over de keuze voor een bouwvorm van een energiehubs is een complex probleem dat wordt beïnvloed door veel verschillende ontwerpprincipes, optimalisatievariabelen, technische en niet-technische overwegingen en belangen van belanghebbenden. Door te vragen om een trechterproces om tot een keuze te komen over de bouwvorm van een energiehubs, erkent de Nederlandse overheid dat er verschillende opties beschikbaar zijn en dat er een selectiebesluit moet worden genomen dat de opties terugbrengt tot het punt waarop opdracht kan worden gegeven voor de uitvoering.

De eerste stap om te begrijpen welke opties beschikbaar zijn, is nagaan welke apparatuur nodig is. Hierna moet worden nagegaan hoe die apparatuur kan worden geconfigureerd om te voldoen aan de doelstellingen van elektriciteits- en waterstofproductie op zee en de export daarvan naar de markten op het vaste land. Als we de apparatuur op een hoog niveau bekijken, zijn er:

- De windturbines
- Het elektrische verzamelsysteem van array kabels
- De conversie- en transmissiesystemen voor hoogspanningsgelijkstroom (HVDC)
- ElektrolysemODULES met stroomvoorziening en waterbehandelingsfaciliteiten
- Waterstof compressoren
- Waterstofverzamel- en distributiesystemen via lagedrukleidingen of hogedrukpijpleidingen

Als de interconnecties van energieverzameling, -transport, -transmissie en -distributie buiten beschouwing worden gelaten, blijven er verschillende functionele apparatuurblokken over die zodanig moeten worden opgesteld dat ze de algehele ontwikkeling van het windpark dienen. Deze apparatuur (de HVDC-, elektrolyser- en compressorsystemen) vormen de zwaarste componenten die funderingsondersteuning op zee nodig hebben. Aangezien er verschillende constructievormen voor funderingsondersteuning beschikbaar zijn, resulteert dit in een groot aantal mogelijke combinaties van apparatuurconfiguraties in combinatie met constructievormen. Tabel 5.1 en Tabel 5.2 geven enig inzicht in de talloze combinaties die overwogen kunnen worden.

Tabel 5.1: Combinaties van eilanden en hybride oplossingen .

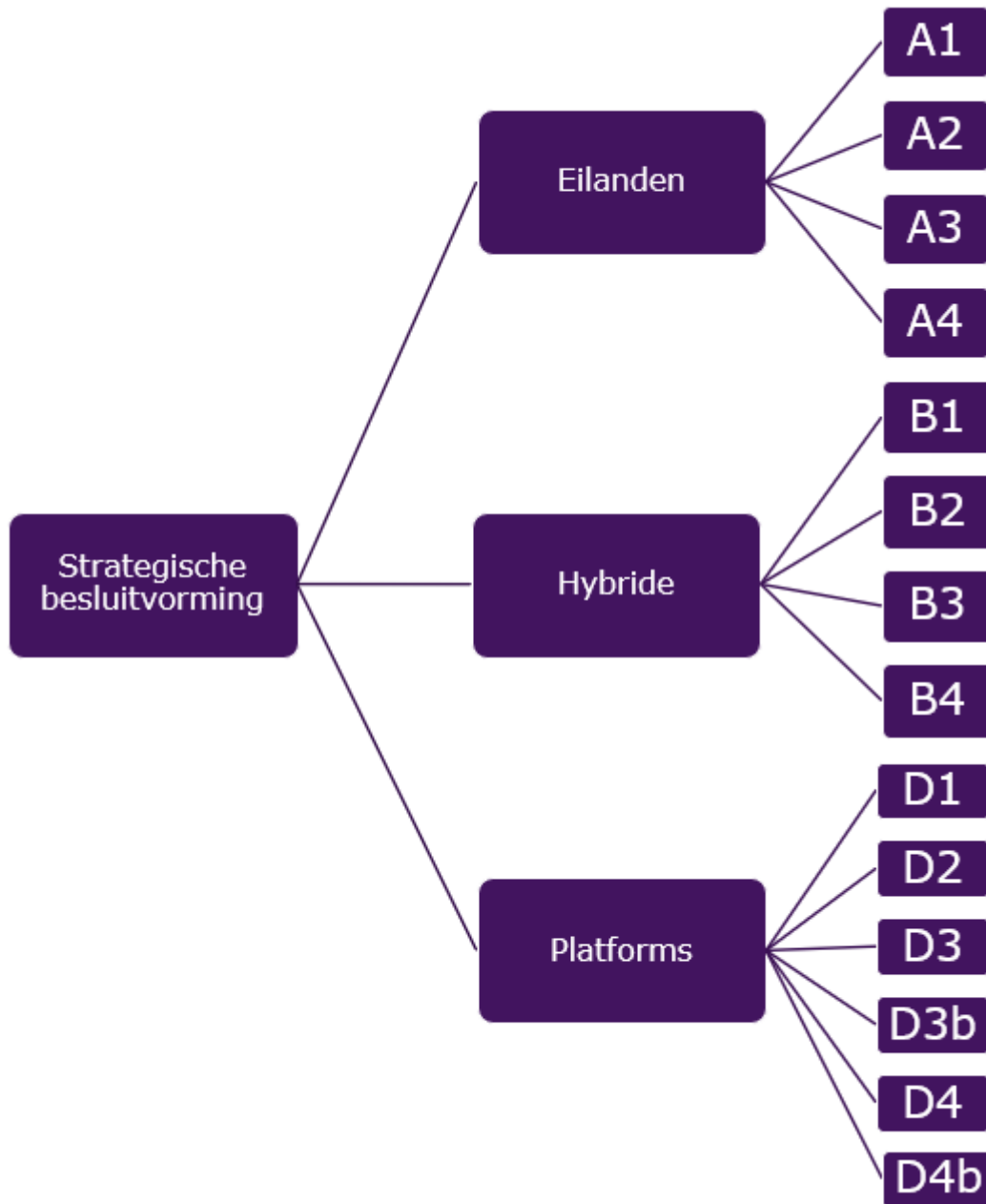
Strategisch conceptueel ontwerp	Combinatie beschrijving	Locatie	Uitrusting	Eiland(en)	Platform	WTG
Combinatie A Alleen eiland(en)	Combinatie A1 1 Groot eiland Volledig geïntegreerd	Stroom op het eiland Compressie op eiland H2 elektrolyzers op het eiland	HVDC Compressie Elektrolytische cellen	X X X		
	Combinatie A2 Vermogen en compressie Eiland	Stroom op het eiland Compressie op eiland H2 bij WTG's	HVDC Compressie Elektrolytische cellen	X X X		X
	Combinatie A3 2 of meer kleine eilanden volledig geïntegreerd	Stroom op eilanden Compressie op eilanden H2 elektrolyzers op eilanden	HVDC Compressie Elektrolytische cellen	X X X		
	Combinatie A4 2 of meer kleine eilanden	Stroom op eilanden Compressie op eilanden H2 bij WTG's	HVDC Compressie Elektrolytische cellen	X X X		X
Combinatie B Hybriden	Combinatie B1 Elektrolyser platforms	Vermogen & compressie- H2 op platforms	HVDC Compressie Elektrolytische cellen	X X X	X	
	Combinatie B2 Elektrolytische cellen bij WTG's	Vermogen & compressie- Vermogen & compressie- eiland H2 bij WTG's	HVDC Compressie Elektrolytische cellen	X X X		X
	Combinatie B3 Krachtplatforms	Vermogen op platforms H2 & Compressie op eiland H2 & Compressie op eiland	HVDC Compressie Elektrolytische cellen	X X X	X	
	Combinatie B4 Compressieplatforms	Stroom & H2 op eilanden Compressieplatforms Stroom & H2 op eilanden	HVDC Compressie Elektrolytische cellen	X X X	X	
Gefaseerde hybriden Begin op platforms, dan Ph.1= fase 1 bouw later een eiland Ph.2 = fase 2	Combinatie C1 Alle Ph.2 uitrusting op eiland	Alle Ph.2 uitrusting op eiland	HVDC Compressie Elektrolytische cellen	Ph.2 Ph.2 Ph.2	Ph.1 Ph.1 Ph.1	
	Combinatie C2 Vermogen & compressie- eiland	Vermogen & compressie- Elektrolyzers blijven op platforms	HVDC Compressie Elektrolytische cellen	Ph.2 Ph.2 Ph.2	Ph.1 Ph.1 Ph.1	
	Combinatie C3 Vermogen & compressie- eiland	Vermogen & compressie- PtG bij WTG's	HVDC Compressie Elektrolytische cellen	Ph.2 Ph.2 Ph.2	Ph.1 Ph.1 Ph.1	Ph.2

Tabel 5.2: Combinaties van platformgebaseerde oplossingen.

Combinatie	Beschrijving	Uitrusting						H2 bij WTG's
			Volledig Geïntegreer	Duo doel	Alleen HVDC	Alleen elektrolyse	Alleen compressie	
Combinatie D1 Grote volledig geïntegreerde	Een groot volledig	HVDC	X					
	Geïntegreerd platform	Elektrolyser	X					
		Compressie	X					
Combinatie D2 H2 multifunctioneel	Elektriciteitsplatforms	HVDC			X			
	H2 Multi-platform	Elektrolyser Compressie		X X				
Combinatie D3 Platforms voor specifieke services	Elektriciteitsplatforms	HVDC			X			
	Elektrolyser (PtG) platforms	Elektrolyser				X		
	Compressie PF's	Compressie					X	
Combinatie D3b Platforms voor specifieke services	Elektriciteitsplatforms	HVDC			X			
	PtG bij WTG's	Elektrolyser						X
	Compressieplatforms	Compressie					X	
Combinatie D4 Vermogen en compressie Multifunctioneel, H2 op PF's	Elektriciteit en compressie	HVDC		X				
	Elektrolyser (PtG) platforms	Elektrolyser				X		
	Elektriciteit en compressie	Compressie		X				
Combinatie D4b Vermogen en compressie Multifunctioneel, H2 bij WTG's	Elektriciteit en compressie	HVDC		X				
	PtG bij WTG's	Elektrolyser						X
	Elektriciteit en compressie	Compressie		X				

Het resultaat is een exponentiële toename van potentiële opties (zie Figuur 5.1), wat resulteert in te veel overwegingen voor een effectieve selectie. Er is duidelijk behoefte aan een beslissingsproces om te voorkomen dat er te veel verschillende ontwerpmogelijkheden moeten worden vergeleken en geëvalueerd.

Figuur 5.1: Besluitvorming

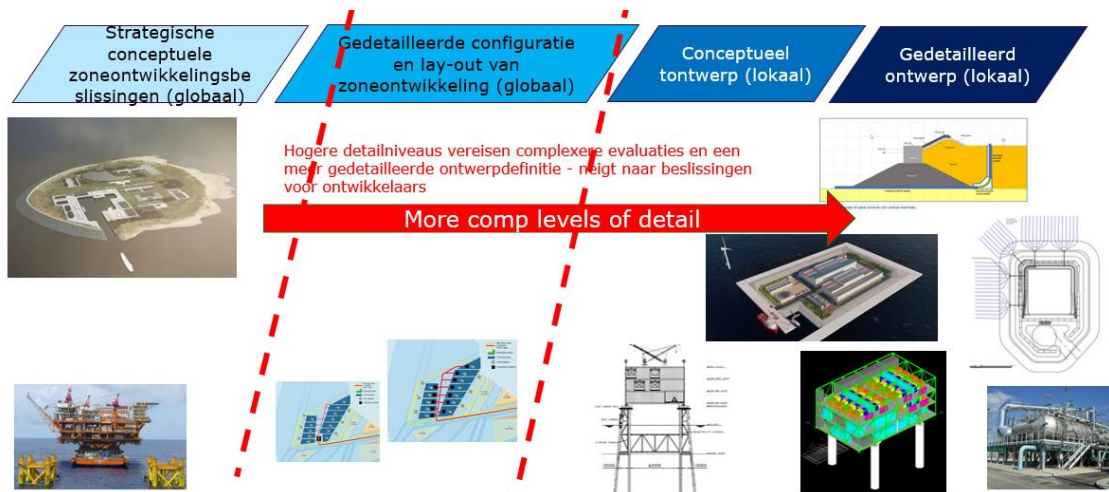


Daarbij komt de complexiteit van ruimtelijke distributieplanning en het effect dat dit heeft op het potentieel voor verschillende ontwerp mogelijkheden. Wind op zee wordt ruimtelijk verdeeld over vele windturbines die een groot windparkgebied bestrijken (voorafgaand aan de ontwikkeling een 'zoekgebied' genoemd). Belangrijke beslissingen zijn de keuze van de configuratie en ruimtelijke verdeling van alle andere apparatuur die nodig is om de omgezette energiestromen (elektriciteit en waterstof) te produceren en naar de wal te transporteren. Er zijn technische, praktische en strategische beperkingen aan hoeveel van deze apparatuur op één locatie kan worden gecentraliseerd en hoeveel transportroutes kunnen worden gebruikt om de energiestromen naar de wal te brengen. Er zijn voor- en nadelen verbonden aan de mate van centralisatie van de verschillende systemen.

Het aantal combinaties neemt toe naarmate er meer detailniveaus worden toegevoegd aan de mogelijke oplossing. Als er eenmaal een strategische beslissing is genomen over een

funderingsontwerp, moeten de ruimtelijke lay-outvereisten voor de totale ontwikkelingszone worden overwogen. Hierna volgen de conceptuele ontwerpvarianten voor elk van de structurele opties en vervolgens de gedetailleerde configuratie en indeling van de verschillende componenten. Figuur 5.2 geeft dit verloop in detailniveau grafisch weer.

Figuur 5.2: Overgang van strategische naar gedetailleerde besluitvorming.



Naarmate het detailniveau toeneemt, evolueert de aard van het besluitvormingsproces van strategische beslissingen (bv. of de overheid een kunstmatig eiland gaat bouwen in haar nationale economische zone) naar gedetailleerde ontwerpbeslissingen (bv. perceelplannen, de indeling en configuratie van draden en leidingen, enz.). Gedetailleerde ontwerpbeslissingen vereisen een hoge mate van afbakening van de scope en worden het best genomen door ontwikkelaars en dienstverleners. Strategische beslissingen die implicaties hebben voor nationale belangen worden het best genomen door de overheid in samenwerking met relevante belanghebbenden. Ergens tussen deze twee uitersten worden de beslissingen het best genomen door de exploitanten die de faciliteiten moeten bezitten en exploiteren. Er zijn geen duidelijke grenzen langs dit continuüm, waardoor het een uitdaging is om te bepalen waar de grens moet liggen voor het bepalen van het einde van het trechtervormige besluitvormingsproces.

Het is duidelijk dat de mogelijke noodzaak om een kunstmatig eiland aan te leggen in de Nederlandse nationale wateren in de Noordzee een nationaal belangrijke strategische beslissing is. Dit vormt de eerste evaluatie in het trechtervormige beslissingsproces, waarbij de potentiële behoefte voor een eiland wordt vergeleken met alternatieven zoals een platform gebaseerde oplossing of hybride oplossingen met combinaties van platforms en een eiland. Meer details over deze beslissing en andere beslissingen verderop in het besluitvormingsproces worden beschreven in Paragraaf 3.4.3.

5.3 Evaluatiecriteria en Weging

We hebben een MCDA afwegingskader gebruikt om opties te evalueren op basis van hun relatieve prestaties ten opzichte van verschillende criteria. De selectie van deze criteria is gestuurd door de aard van de opdracht voor deze studie, die specifiek vroeg om de analyse en voltooiing van een objectief afwegingskader waarbij rekening werd gehouden met de impact van de volgende ontwerpprincipes:

- Ecologie: analyse van de quick scan uitgevoerd in opdracht van IenW die toezicht houdt op de bouwvorm. Aangevuld met eigen analyse die toeziet op ecologische impact van waterstofproductie, -opslag en -transport op zee (inclusief ontzilting afvalstromen).
- Milieu-impact: Levenscyclusanalyse (LCA) om de impact van materiaalgebruik weer te geven.

- Kosten: analyse van de belangrijkste kostenfactoren (CapEx en OpEx) van een energiehub, inclusief het potentieel van de toeleveringsketen voor de benodigde inputs.
- Systeemintegratie: identificeren van belangrijke variabelen in de werking en ontwikkeling van energie-infrastructuursystemen en hun onderlinge afhankelijkheid en technische integratie op basis van voorstudies van de klant en directe leden (Gasunie, EBN, IenW en TenneT).
- Leveringszekerheid: Identificeren van de belangrijkste drijvende krachten achter de leveringszekerheid en hun correlatie op basis van voorbereidende studies die resulteren in een methodologie voor beleidsondersteuning.

Bovendien kreeg deze werkstroom de opdracht om andere elementen binnen het afwegingskader te identificeren die relevant zouden zijn voor het besluitvormingsproces, rekening houdend met onder andere factoren als toeleveringsketen, beschikbaarheid van materialen en mensen, maturiteit van technologie en modulariteit. Tijdens een workshop op 27 juli 2023 met Gasunie en TenneT werden verschillende prestatiecriteria genoemd als onderdeel van een brainstormsessie om factoren te identificeren die mogelijk belangrijk zijn bij de selectie van een energiehub. Deze omvatten:

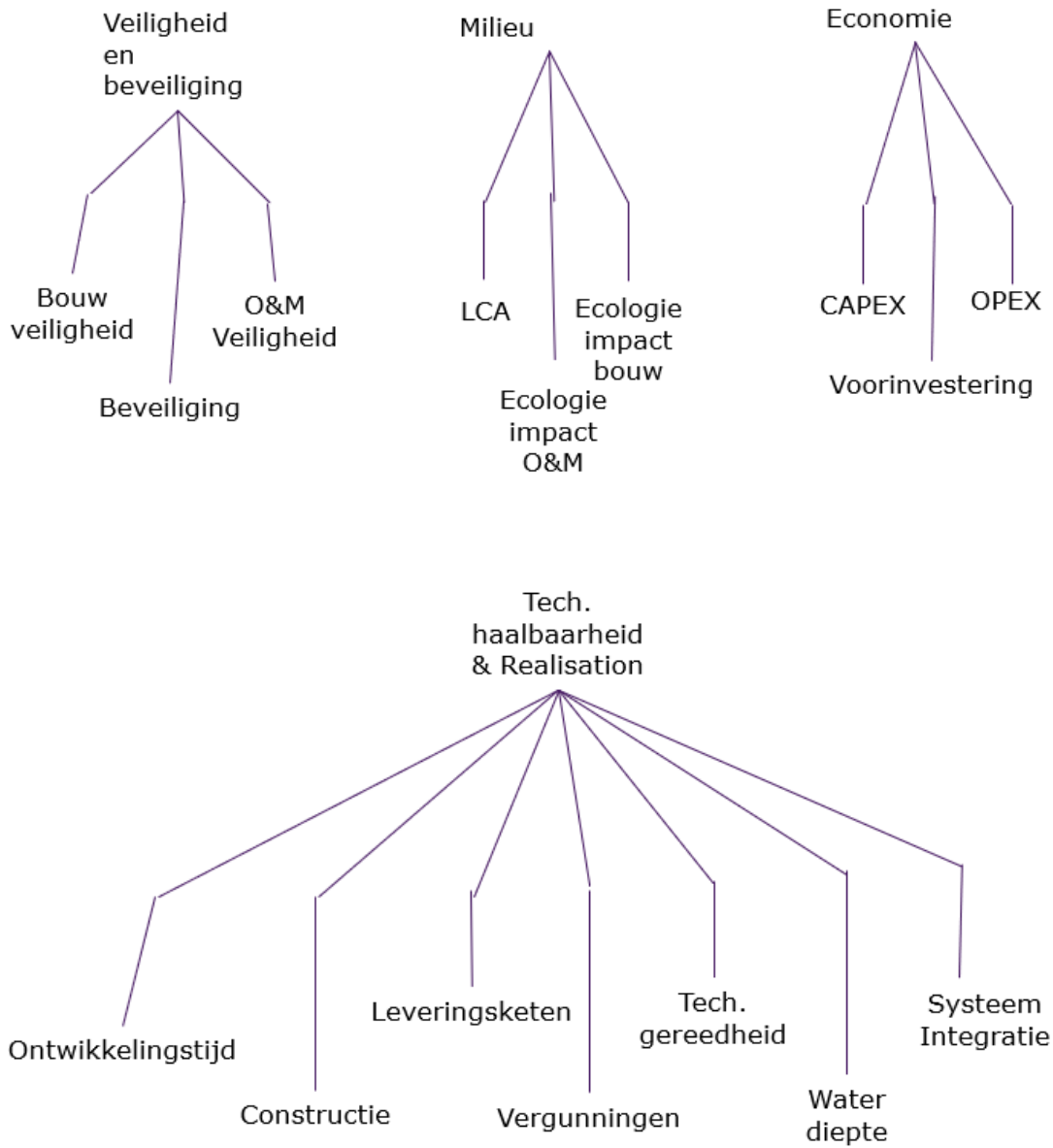
- Beschikbaarheid
- Betrouwbaarheid
- Lokale ecologische impact
- Uitstoot van broeikasgassen
- Invloed van gebruikte materialen
- Impact van de bouw
- CapEx
- OpEx
- Rendement op investering
- Genivelleerde kosten van elektriciteit
- Genivelleerde kosten van waterstof
- De noodzaak van pre-investering
- Veiligheid en risico's tijdens de bouw en installatie
- Veiligheid en risico's tijdens gebruik
- Beveiliging
- Werkzaamheden
- Onderhoud
- Veel voorkomende storingen
- Personeelsniveaus
- Logistiek van offshore-activiteiten
- Modulariteit
- Schaalbaarheid
- Aanpassingsvermogen
- Flexibiliteit
- Functionaliteit
- Toekomstige uitbreidingscapaciteit
- Toekomstbestendigheid
- Ontwerplevensduur en duurzaamheid
- Levensduur

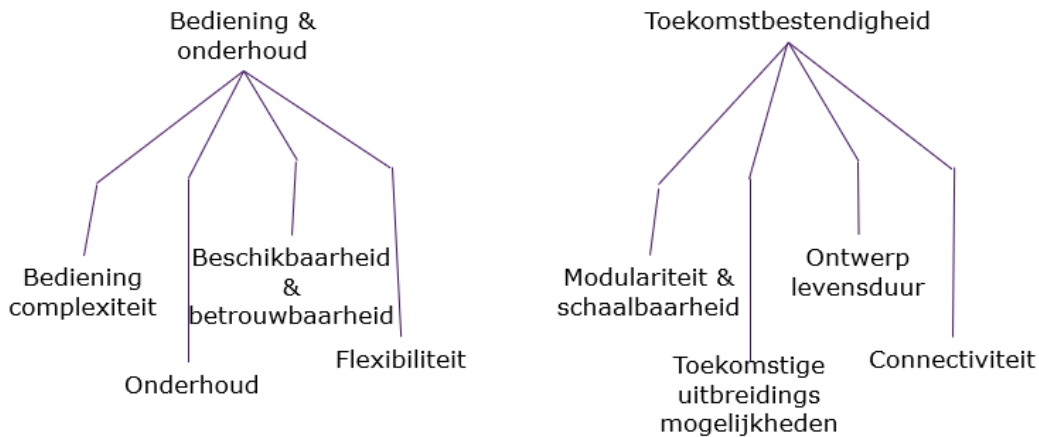
- Veerkracht
- Robuustheid
- Schema
- Bouwtijd
- Ontwikkelingstijd tot exploitatie
- Constructie-/installatiebeperkingen
- Logistiek
- Vergunning
- Licentie
- Systeemgereedheid
- Beperkingen op beschikbaarheid van materiaal / materialen
- Lokale inhoud
- Kansen / beperkingen in de toeleveringsketen
- Complexiteit
- Alternatief gebruik / gastvrijheid

Lange lijsten met potentiële evaluatiecriteria zijn typisch voor vergelijkende beoordelingskaders. Hierdoor is het selecteren en structureren van de criteria op een manier die het mogelijk maakt om een onderscheid te maken tussen de verschillende opties die worden overwogen belangrijk bij het ontwerpen van een beoordelingskader. We hebben de criteria gegroepeerd in categorieën van gelijkaardige of verwante kwesties en een beoordelingsboom benadering gebruikt om niveaus van verwant detail te identificeren. Er zijn twee detailniveaus gebruikt, waarbij het eerste niveau staat voor fundamenteel verschillende concepten en het tweede niveau de betekenis en interpretatie van de categorieën op een hoger niveau verduidelijkt. De groepering en structurering van de criteria is tot stand gekomen door verschillende herstructureringen en vereenvoudigingen, waarbij rekening is gehouden met relevantie, transparantie, duidelijkheid, logica en pragmatisme.

We hebben de groepen gebaseerd op ons deskundig inzicht in de levenscycli van projectontwikkeling, de principes van technisch ontwerp, ervaring met en inzichten in de praktische aspecten en uitdagingen tijdens de bouw, ons inzicht in operationele en onderhoudsoverwegingen, de besluitvorming over financiële investeringen en de behoeften en eisen van andere belanghebbenden op basis van de workshops die we hebben gehouden om belanghebbenden te betrekken. Deze evaluatiecriteria zijn verwerkt in Figuur 5.3.

Figuur 5.3: Criteria beslissingsboom (a, b en c).





Deze beslissingsboom kan ook worden weergegeven als een matrix met niveau 2-criteria onder de niveau 1-criteria, zoals weergegeven in Figuur 5.4.

Figuur 5.4: Criteria van niveau 1 en 2 in matrixopmaak.

Level 1 criteria	Safety & security	Environment	Economics	Tech. feas.	O&M	Future Proofing
Level 2 criteria	Const. safety	LCA	Capex	Dev. Time	Ops.	Modul. & Scalability
	O&M safety	Ecology const.	Opex	Constr.	Maint.	Future expans.
	Security Risk	Ecology O&M	Pre-Invest.	Supply chain	Avai. & Reliability	Design life
				Permits	Security of supply	Connect.
				Tech. TRL		
				Water depth		
				System integr.		

Bij het selecteren en groeperen van de criteria op de manier waarop we dat hebben gedaan, hebben we overtolligheid en dubbeltellingen voorkomen door duplicaten van soortgelijke concepten (zoals levensduur en ontwerplevensduur) te elimineren. We hebben ervoor gezorgd dat de criteria zo volledig mogelijk zijn binnen de grenzen die zijn vastgesteld in de taakomschrijving (voorbeelden zijn onderwerpen die door andere werkstromen worden behandeld, zoals mechanismen voor marktprijzen, veiligheidskwesties zoals de gevoeligheid voor terroristische aanslagen, en raakvlakken op het gebied van ruimtelijke ordening, zoals niet-energie gerelateerd gebruik van het zoekgebied voor windenergie, d.w.z. visserij en scheepvaart).

Een van de voordelen van het groeperen van criteria is dat het helpt om vast te stellen welke factoren de rangorde van opties bepalen, wanneer dit wordt gebruikt in combinatie met wegingen en een sensitiviteitsanalyse.

Sommige criteria, zoals de genivelleerde kosten van waterstof en elektriciteit en het rendement op investeringen, zijn buiten de evaluatie gehouden vanwege de complexiteit van de berekeningen en de onzekerheid van veel van de variabelen, waarvoor gewoonlijk talrijke scenario's en sensitiviteitsanalyses worden gebruikt om de uitkomsten van numerieke modellen

te evalueren. Voor deze berekeningen zijn aannames nodig die worden bepaald door beslissingen die in andere werkstromen worden genomen, zoals de verhouding tussen waterstof- en elektriciteitsproductie die in werkstroom 1 aan de orde komt, en de complexiteit van prijsmechanismen en mogelijke beleidsondersteunende instrumenten van de overheid die in werkstroom 4 aan de orde komen.

Het toekennen van gewichten aan de criteria stelt de besluitvormer in staat om het relatieve belang van de criteria in het besluitvormingsproces in overweging te nemen. Als technische experts zijn wij van mening dat technische haalbaarheid van cruciaal belang is voor het besluitvormingsproces en een groter relatief belang heeft dan andere factoren zoals flexibiliteit, die meer als een "nice-to have" differentiator kunnen worden beschouwd. Evenzo zou ons inzicht in de ernst van bepaalde beperkingen in de toeleveringsketen ons ertoe aanzetten om deze overwegingen zwaarder te laten wegen dan de impact van het tijdschema, waarbij een vertraging van een paar jaar niet zo'n grote impact heeft op de algemene doelstelling om de energiebronnen van de Noordzee over een lange periode te ontwikkelen. We hebben deze overwegingen beschreven en relevante rechtvaardigingen gegeven in hoofdstuk 6 van dit rapport. Een ander voordeel van het toekennen van gewichten aan de criteria is dat er rekening kan worden gehouden met de subjectiviteit van verschillende besluitvormers, wat de evaluatie uitgebreider maakt.

Het is belangrijk op te merken dat de wegingen subjectief zijn en dienen om de standpunten van verschillende belanghebbenden en deskundigen te vergemakkelijken. Een technische bouwdeskundige heeft niet noodzakelijkerwijs hetzelfde inzicht in milieukwesties als een milieuspecialist. De weging van verschillende criteria stelt relevante specialisten in staat om hun zegje te doen over de bijdrage van een evaluatiecriterium aan het algehele besluitvormingsproces. Door verschillende belanghebbenden toe te staan de opties te scoren en te wegen ten opzichte van de criteria, wordt een beter inzicht verkregen in de gevolgen van de keuze van de ene optie boven de andere en wordt inclusiviteit bevorderd.

Door een sensitiviteitsanalyse uit te voeren op de invloed van de wegingen op de scoringsresultaten, kan de relatieve invloed van de verschillende criteria worden geëvalueerd op alle niveaus van de beslissingsboom beoordeling. Dit helpt om duidelijk te maken wat de belangrijkste overwegingen en kritieke punten zijn bij het nemen van de beslissing.

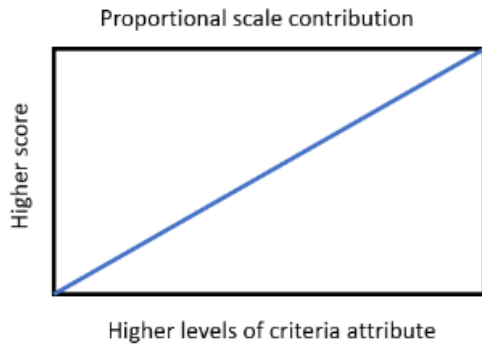
5.4 Scoringsmethode

We hebben scores toegekend aan de prestaties van de verschillende opties ten opzichte van de criteria als middel om de relatieve rangorde van de overwogen opties te evalueren en te differentiëren.

5.4.1 Scoringsconventie

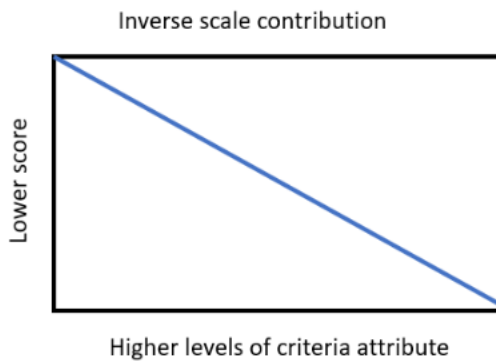
We hebben een scoringsconventie gebruikt waarbij hoge scores niet wenselijk zijn om intuïtieve scores mogelijk te maken, zoals hoge kosten, hoge risico's en hoge niveaus van complexiteit.

Figuur 5.5: Proportionele schaalbijdrage.



In gevallen waar meer van een criterium gewenst is, zoals bij een hogere flexibiliteit of betrouwbaarheid, zijn de schalen in de scoremethodiek omgekeerd om een consistente bijdrage aan de scoringsconventie te garanderen.

Figuur 5.6: Inverse schaalbijdrage.



5.4.2 Schaalintervallen

Er zijn talloze scoringstechnieken gebruikt, variërend van numerieke scores voor criteria die numeriek gemeten kunnen worden tot representatieve scores voor kwalitatieve items. In sommige gevallen kan een kwalitatieve score worden weergegeven door sterren, vinkjes of door het tellen van voor- of nadelen, afhankelijk van wat van toepassing is op de specifieke criteria die worden geëvalueerd. We hebben ervoor gekozen om alle evaluaties om te zetten naar een scorebenadering die gebruikt kan worden om resultaten samen te voegen en een uiteindelijke vergelijking tussen opties te produceren. Voorbeelden van numerieke scores zijn de waarde van de CapEx-investering gemeten in miljarden euro's of het aantal jaren in het schema tussen de start van het project en de uiteindelijke exploitatie. Voorbeelden die we hebben gebruikt voor het scoren van kwalitatieve items zijn het gebruik van een driepunts-hoog-middel-laag rangschikking voor bouwbaarheid en installatiecomplexiteit en het gebruik van een tienpuntsschaal voor meer genuanceerde differentiatie van relatieve verschillen tussen opties waar een driepuntsschaal niet voldoende relatieve differentiatie tussen opties biedt (bijvoorbeeld operationele complexiteit).

In het geval van kwalitatieve evaluatie zijn er geen regels voor absolute scoringswaarden. Het doel is om relatieve waarden toe te kennen die volgens de besluitvormer het best de verschillen tussen de opties weergeven. Deze kwalitatieve interpretatie wordt ondersteund door een verantwoordingsverhaal waarin de redenering en de informatiebronnen die worden geïnterpreteerd, worden uitgelegd. Deze techniek is niet ontworpen om een exacte wetenschap te zijn, maar dient om een gedifferentieerde rangschikking tussen de opties op te stellen op basis van de beste informatie die beschikbaar is voor de besluitvormer.

5.4.3 Score Normalisatie van Schaalintervallen

Het doel van de scorebenadering is om scores over alle criteria te kunnen samenvoegen en te komen tot een algemene beoordeling van de relatieve rangorde van de overwogen opties. Dit is alleen mogelijk als er een consistente aanpak is gebruikt om elk criterium te scoren, om te voorkomen dat grotere scoreschalen het scoringsproces domineren. We hebben dit bereikt door alle scores te normaliseren zodat ze een vergelijkende fractie van de totale scoreschaal vertegenwoordigen. Op deze manier verschillen driepuntsschalen van elkaar met een derde van een fractie, tienpuntsschalen verschillen met een fractie van tien procent en open numerieke scores verschillen met de fractie van de waarde ten opzichte van de hoogste score die de schaal bepaalt voor het specifieke criterium dat geëvalueerd wordt. Een voorbeeld van het scoresysteem is te vinden in bijlage A.

5.4.4 Score Normalisatie van Collectieve Bijdrage

Bij het samenvoegen van scores kan een vertekening optreden als een clustering van evaluatiecriteria meer bijdragende elementen heeft dan een andere. Het toevoegen van meer scores verhoogt de totale scorewaarde en creëert de mogelijkheid van een "long-tail" vertekening. We hebben dit probleem opgelost door de totaalscore te normaliseren om een fractie op elk niveau in de beslissingsboom weer te geven. Alle scores binnen een groep criteria worden bij elkaar opgeteld en gedeeld door het aantal criteria in die groep om een breuk te produceren.

5.4.5 Score samenvoegen

Scores worden toegekend aan het laagste niveau in de beslissingsboom waar de hoogste graad van definitie beschikbaar is. De genormaliseerde scores worden vermenigvuldigd met hun relatieve gewicht en geaggregeerd over de relevante criteriagroep. Deze geaggregeerde scores worden opnieuw genormaliseerd naar fracties en vertegenwoordigen de algemene score voor de criteriagroep. Deze waarden werken door naar het volgende niveau en vertegenwoordigen de scores voor het volgende niveau in de beslissingsboom van de criteria. Een voorbeeld wordt gepresenteerd in Figuur A1.

5.4.6 Gebruik van Wegingen

Wegingen zijn gebaseerd op een schaal van 100, waarbij 100 staat voor een volledige bijdrage aan de score. In gevallen waar er een relatief verschil is in de impact en het belang van de criteria, krijgt het minder belangrijke criterium een lager gewicht. Er zijn geen absolute richtlijnen voor scores of gewichten.

Zodra de scores op één niveau zijn samengevoegd en genormaliseerd, rollen ze op en dragen ze bij aan het volgende niveau in de beslissingsboom. Scores die omhoog rollen blijven ongewijzigd, maar het gewicht van de bijdrage van elke criteriagroep kan worden gewijzigd op basis van de mening van de besluitvormer over het relatieve belang en de impact van de bijdrage van elke categorie aan de beslissing.

5.4.7 Interpretatie van Resultaten

Op basis van de scoringsconventie, waarbij de hoogste scores het minst wenselijk zijn en de relevante schaalomkering corrigeert voor criteria die wenselijker zijn, maken de geaggregeerde scores een interpretatie mogelijk waarbij de opties met de laagste scores de betere keuzes zijn. Er moet ook rekening worden gehouden met het relatieve verschil tussen de opties om na te gaan of de verschillen al dan niet significant zijn.

5.4.8 Omzetting van Resultaten

Na een review van dit rapport gaven verschillende belanghebbenden feedback die aangaf dat het moeilijk was om resultaten te interpreteren die werden gepresenteerd op basis van een 'laagste

is beste benadering' (golfsportanalogie). Om de interpretatie te vergemakkelijken, hebben we de resultaten omgezet om de beste resultaten weer te geven als de hoogste waarde op 100 (meer een voetbal- of cricketanalogie).

De transformatie van ranglijstscores wordt gepresenteerd in een stapsgewijze voorbeeldberekening in Bijlage A. De meeste scoringsconventie die in hoofdstuk 6 staan zijn gebaseerd is op het feit dat de laagste score de beste is om intuïtieve rangschikkingen mogelijk te maken (bijv. lage kosten, lage complexiteit) die wenselijker zijn. In gevallen waar "meer beter is" (bijv. meer flexibiliteit) werden de scoreberekeningen omgekeerd zoals beschreven in Paragraaf 5.4.1 zodat de resultaten konden worden samengevoegd tot een consistent eindresultaat.

De lage 'golfscores' worden vervolgens omgezet in 'hoge voetbalscores' om de resultaten gemakkelijker te kunnen interpreteren (in de hoofdstukken met de samenvatting en de conclusies), aangezien de conventionele wijsheid intuïtief een hogere waarde toekent aan hogere scores als we een denkkader van het type 'winner takes all' overwegen. We hopen dat dit de leesbaarheid en interpretatie van de ranglijstresultaten verbetert voor degenen die voornamelijk geïnteresseerd zijn in de uiteindelijke resultaten.

5.4.9 Sensitiviteitsanalyse

Een sensitiviteitsanalyse maakt het mogelijk om de impact van verschillende criteria op het besluitvormingsproces te onderzoeken en helpt bij het identificeren van de belangrijkste factoren die de beslissing bepalen. Het maakt ook een evaluatie mogelijk van de invloed die de subjectiviteit van verschillende belanghebbenden heeft op de beslissingen. In gevallen waar algemene overeenstemming bestaat over de weging van sommige criteria helpt het om de discussie te richten op de meest invloedrijke kwesties die van invloed zijn op de gebieden waar onenigheid bestaat over de weging van de criteria. Een sensitiviteitsanalyse helpt ook om gevallen te identificeren waarin twee of meer opties niet van elkaar kunnen worden onderscheiden en niet gedomineerd zijn. Elke selectie binnen een niet-dominante reeks alternatieven zou een aanvaardbare keuze moeten zijn.

5.5 Hulpmiddelen

We hebben een op een spreadsheet gebaseerd scoringsmodel ontwikkeld om de beslissingen over scores en wegingen vast te leggen en de resultaten automatisch samen te voegen. Dit hulpmiddel helpt ons ook bij het uitvoeren van een sensitiviteitsanalyse van de resultaten. Deze scorematrix voor criteria kan worden gedeeld met andere belanghebbenden zodat zij hun eigen scoreberekeningen kunnen uitvoeren. Als onderdeel van de strategie om belanghebbenden te betrekken, zijn we van plan om scores en wegingen van verschillende belanghebbenden te verzamelen en de gebieden met significante verschillen te analyseren om eventuele ontbrekende informatie te helpen identificeren en het belang van verschillende factoren volgens verschillende belanghebbenden te begrijpen. De resultaten van deze analyse zullen worden gepresenteerd in de definitieve versie van dit rapport.

6 Vergelijking van het Energiehub concept

6.1 Evaluatie 1 – constructievorm energiehub

De eerste evaluatie - evaluatie 1 - die nodig is als onderdeel van het trechterproces om het energiehub concept voor zoekgebieden 6 en 7 te definiëren, is het definiëren van de constructievorm voor de energiehub. De keuze tussen kunstmatige eilanden, platforms en een hybride oplossing die beide combineert, is de eerste beslissing die door de regering moet worden genomen.

Het maken van de keuze tussen eilanden, platforms en een hybride oplossing zal vervolgens de volgende besluitvorming beperken, die tot op zekere hoogte kan worden uitgesteld terwijl het project wordt ontwikkeld. Aangezien de ontwikkeling van de Nederlandse sector wereldwijd toonaangevend is, is het geen voordeel om de besluitvorming uit te stellen in afwachting van verdere ontwikkelingen elders.

6.1.1 Besluitvorming

Voor de keuze tussen eiland(en), platforms en een hybride configuratie moeten de concepten worden gedefinieerd. Tabel 6.1 bevat de belangrijkste conceptgegevens. Voor alle concepten zijn de onderzeese HVDC-kabels en waterstofpijpleidingen naar de kust buiten beschouwing gelaten, omdat hun route afhangt van de uiteindelijke locatie van de energiehub en omdat wordt aangenomen dat ze voor alle concepten gelijk zijn.

Een totale capaciteit van 24 GW is aangenomen voor de energiehub. Dit is gebaseerd op de geschatte wind op zee capaciteit in zoekgebieden 6 en 7 van 22-28 GW en de verwachte uitrol van wind op zee van 29 GW tussen 2030 en 2040. De energiehub gaat ervan uit dat tot 50% van de capaciteit wordt getransporteerd als waterstof (12 GW HVDC-capaciteit en 12 GW waterstofproductie). Dit is gebaseerd op de inzichten van werkstroom 1 en het Target Grid-rapport waarin een maximum van 38 GW aan elektrische aanlanding wordt genoemd. Hierdoor blijft er nog 12 GW over die in een andere vorm moet worden getransporteerd (ref. 17). Ook werkstroom 1 voorziet een waterstofproductie van 10-12 GW in 2040. Deze uitrol van waterstofproductie en van de totale wind op zee capaciteit is wellicht niet haalbaar, maar is gebaseerd op de verwachte optimale balans voor netgeïntegreerde offshore waterstofproductie. De aanname is dat tegen 2030 de wind op zee capaciteit voldoende is om de basislastvraag op het vasteland voldoende te voorzien. Vervolgens kan de HVDC en waterstofproductiecapaciteit in zoekgebied 6/7 worden geïnstalleerd met een 1 op 1 verhouding. Tenslotte geeft de aanname van 12 GW waterstof productie beschikbaarheid tot het gebruik van meer documentatie omdat er bestaande ontwerpen zijn voor een 12 GW energiehub eiland.

Het windpark zal naar verwachting worden opgedeeld in paren van 2 GW blokken met licenties die worden uitgegeven aan individuele ontwikkelaars.

Energiehub op eilanden

Een energiehub op eilanden veronderstelt dat alle infrastructuur behalve de windturbines op de eilanden zijn geïnstalleerd. Aangezien de totale capaciteit van de energiehub 24 GW is, waarbij 50% van de windenergie wordt geëxporteerd als elektronen en 50% als waterstof, zijn er twee eilanden nodig. Dit komt door de beperking van TenneT van maximaal 6 GW HVDC-capaciteit op één locatie.

De elektriciteit wordt van de windturbines naar het eiland getransporteerd via arraykabels met een spanning van 66 kV of hoger (verwacht wordt dat de 132 kV-technologie beschikbaar komt binnen het verwachte tijdsbestek voor de implementatie van het project). Voor verder weg

gelegen windparken kan het nodig zijn om extra (satelliet) offshore HVAC-platforms te gebruiken om de spanning op te voeren en de bijbehorende onderzeese kabels te installeren. Het wordt dan ofwel als directe elektriciteit via het HVDC-systeem naar het vasteland geëxporteerd of gebruikt om waterstof te produceren die vervolgens wordt samengeperst en via onderzeese pijpleidingen naar het vasteland wordt geëxporteerd. De aanpak voor de aansluiting van verafgelegen windturbines op het eiland zal worden gekozen op basis van een technisch-economische analyse voor elk afzonderlijk windpark. De eilanden worden verondersteld permanent bemand te zijn met een veilige haven voor het overbrengen van apparatuur en personeel van en naar het eiland. Het eiland bevat ruimte voor accommodaties en magazijnen voor gereedschap en reserveonderdelen.

Het energiehub ontwerp op basis van eilanden is gelijkwaardig aan concept 1 in evaluatie 2, een illustratieve ontwerptekening is gegeven in 6.1. In paragraaf 6.1.2 wordt het caissoneilandconcept dat in het NSWPH-programma is ontwikkeld, verder beschreven.

6.1: Illustratieve lay-out van een energiehub op een eiland (concept 1) .



Energiehub op platforms

het platform concept is gebaseerd op de volgende aannames die zijn ontwikkeld in samenwerking met de leden van werkstroom 3:

- Waterstofproductie zal worden gescheiden van waterstofcompressie, aangezien Gasunie waarschijnlijk verantwoordelijk zal zijn voor het ontwerp van de compressie en de individuele ontwikkelaars verantwoordelijk zullen zijn voor het ontwerp van de waterstofproductie.
- De waterstofproductie zal plaatsvinden binnen de afzonderlijke blokken van het windpark van 2 GW en kan worden geïnstalleerd op platforms of op waterstofturbines; dit is een beslissing die later kan worden genomen.
 - Voor evaluatie 1 werd aangenomen dat de waterstofproductie ofwel op een platform bij de windturbines of op 500 MW-platforms (exclusief compressie) plaats zal vinden, afhankelijk van de beste beschikbare gegevens.
- Waterstofcompressie kan gecentraliseerd zijn waarbij het de hele energiehub ondersteunt, of gedecentraliseerd met compressie binnen elk afzonderlijk windblok.

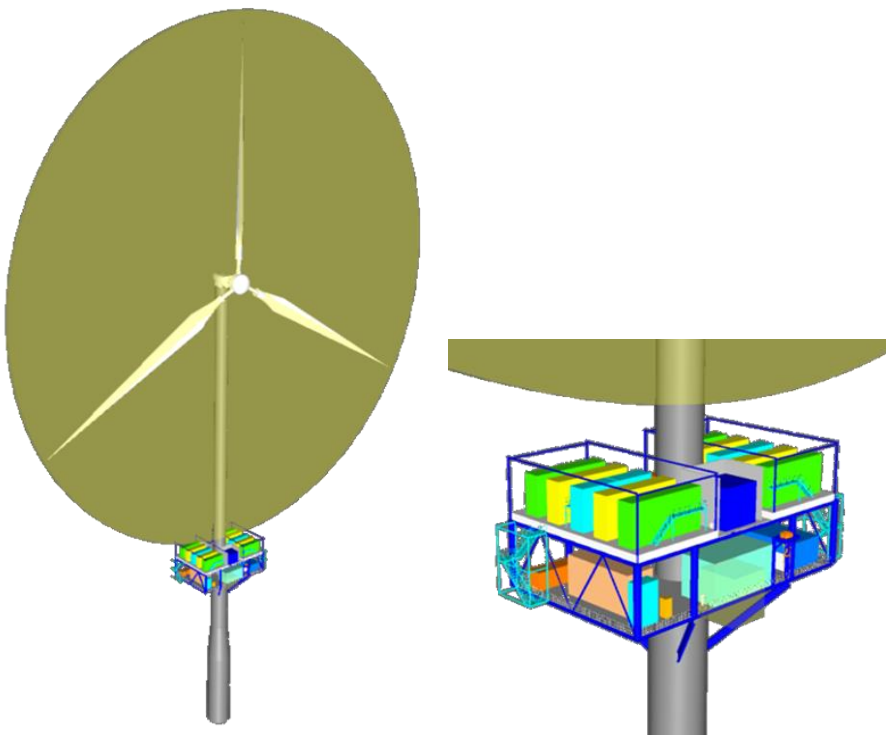
- Voor evaluatie 1 wordt aangenomen dat de waterstofcompressie wordt gecentraliseerd op vier platforms van 3 GW, zoals bepaald tijdens het NSWPH-programma. Dit ontwerp is echter mogelijk niet de optimale oplossing en moet verder worden bestudeerd om de kosten en de betrouwbaarheid/beschikbaarheid van het systeem te optimaliseren.
- Gecentraliseerde waterstofcompressie kan op platforms of eilanden plaatsvinden, afhankelijk van de technische vereisten.
 - Voor evaluatie 1 wordt aangenomen dat het op platforms is.
- HVDC-apparatuur wordt geïnstalleerd op de gestandaardiseerde 2 GW HVDC-platforms van TenneT die zich binnen zoekgebied 6 en 7 bevinden.

Opgewekt elektriciteit wordt via arraykabels van de windturbines naar de HVDC-platforms geleid en waterstof die windturbines wordt geproduceerd, wordt via flexibele leidingen naar de compressieplatforms geleid. Aangenomen is dat de elektrolysedruk ongeveer 30 barg is.

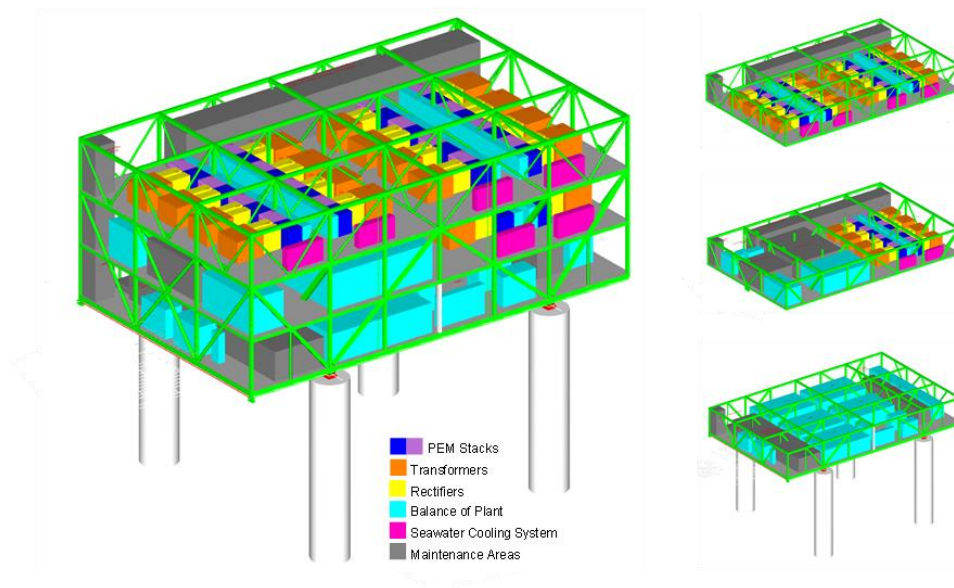
Elektriciteit wordt vanaf de HVDC-platforms via onderzeese HVDC-kabels naar het vasteland geëxporteerd en waterstof wordt, na compressie, via onderzeese waterstofpijpleidingen naar de wal geëxporteerd.

Typische voorbeelden van waterstofturbines, waterstofproductie op platforms, en waterstofcompressie op platforms zijn gegeven in Figuur 6.2-6.4.

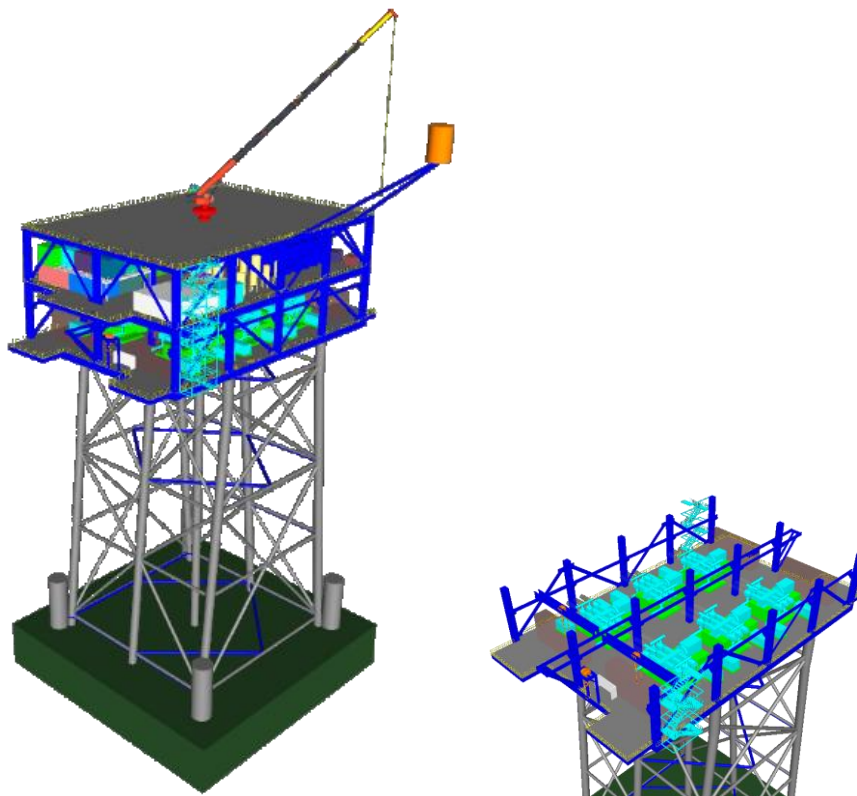
Figuur 6.2: Waterstofturbine ontwerp, een voorbeeld van 20MW (ref. 22).



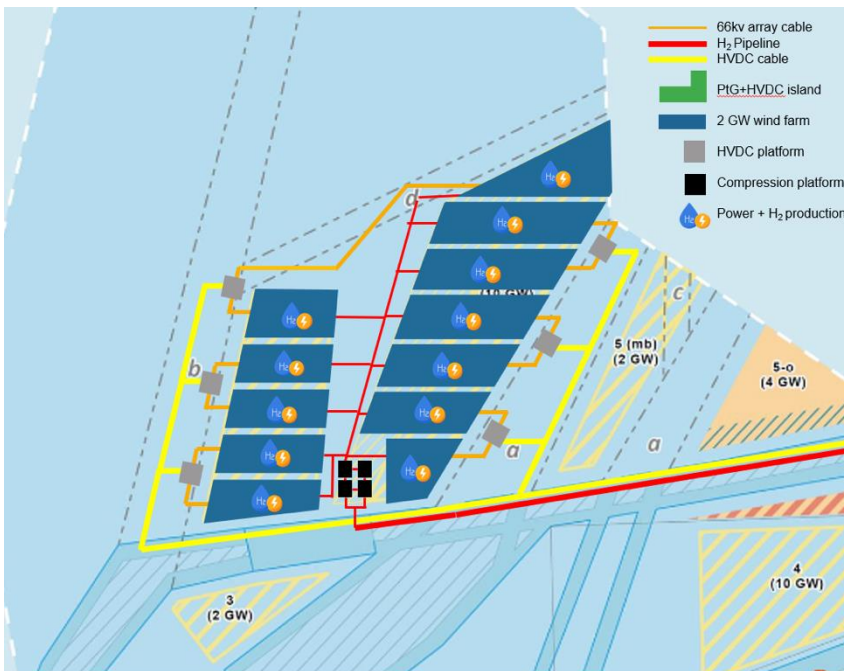
6.3: Voorbeeld van een waterstofproductieplatform, 500 MW. Dit platform bevat compressie die een klein deel van de voetafdruk op de bovenzijde in beslag neemt (ref. 20).



6.4: Waterstofcompressie op platforms, een voorbeeld van 3,24 GW (ref. 22).



6.5: Illustratieve lay-out van een platformgebaseerde energiehub (concept 2a)

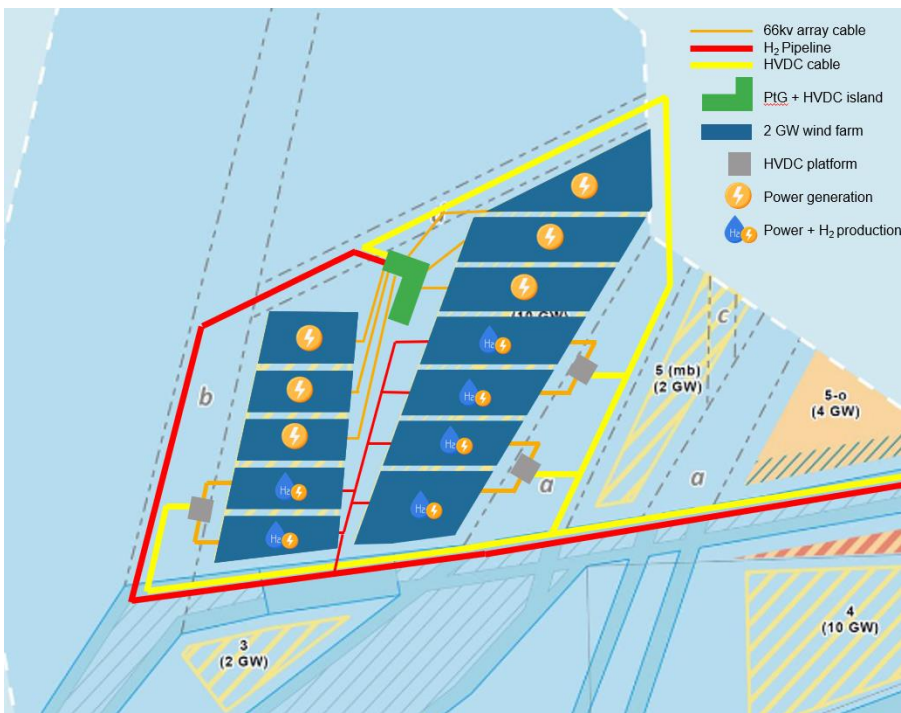


Hybride energiehub

Omdat het tijdschema voor de bouw van eilanden uitdaging met zich mee brengt, gaat het hybride concept ervan uit dat de eerste 12 GW aan ontwikkeling wordt gerealiseerd op platforms zoals hierboven beschreven en de tweede 12 GW aan ontwikkeling wordt gerealiseerd op één groot eiland (6.6).

De keuze van het type platform of eiland moet later in overleg met de ontwikkelaars worden gemaakt. Paragraaf 6.1.2 en 6.1.3 beschrijven de beschikbare platform- en eilandopties.

6.6: Illustratieve lay-out van de hybride energiehub .



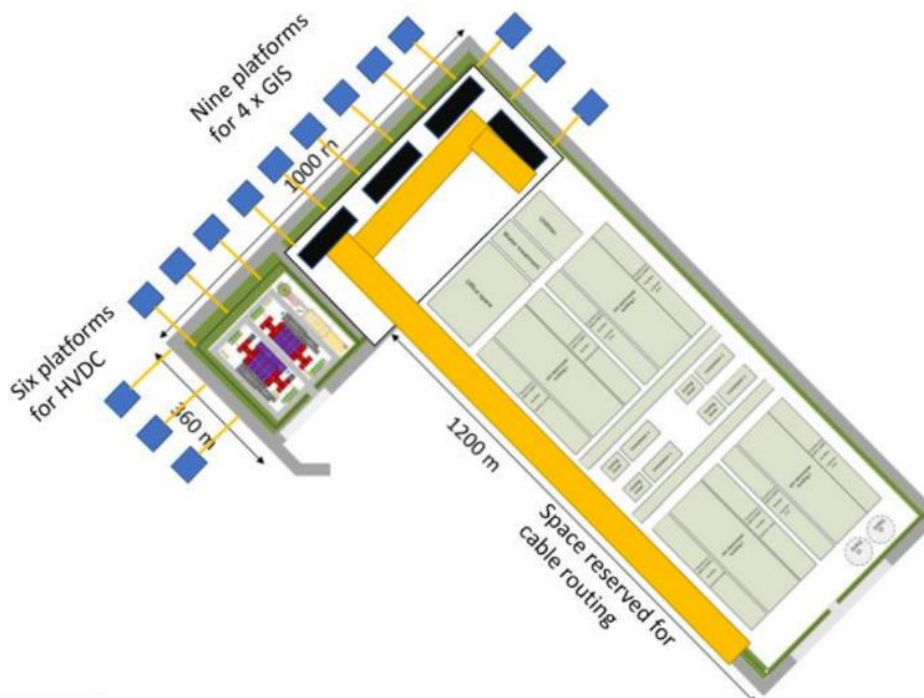
Tabel 6.1: Definitie van de concepten.

Concept	windturbines	Array Kabels	Stroomlijnen (in geval van PtG lokaal bij de windturbines)	Waterstofproductie	Waterstofcompressie	HVDC-apparatuur
Eilanden (2 UIT)	24 GW in zoekgebied 6 en 7	24 GW aansluiting wind turbines op eilanden	Niet vereist	Op eilanden	Op eilanden	Op eilanden
Hybride configuratie: Eiland (1 UIT)	24 GW in zoekgebied 6 en 7	12 GW aansluiting windturbines op eiland	6 GW aansluiting windturbines op compressieplatforms	6 GW op eiland	6 GW op eiland	6 GW op eiland
Platforms (12 GW windopwekkingscapaciteit)		6 GW aansluiting windturbines op HVDC-platforms 6 GW voor aansluiting op PtG-platforms (in het geval van 500 MW-platforms)		6 GW lokaal bij de windturbines of op platforms binnen windblokken	6 GW op gecentraliseerde platforms buiten windblokken (kan ook 6 GW zijn op platforms van 1 GW binnen windblokken)	6 GW op 2 GW gestandaardiseerde HVDC-platforms
Platforms (24 GW aan windopwekkingscapaciteit)	24 GW in zoekgebied 6 en 7	12 GW aansluiting windturbines op HVDC-platforms 12 GW voor aansluiting op PtG-platforms (in het geval van 500 MW-platforms)	12 GW aansluiten windturbines op compressieplatforms	12 GW lokaal bij de windturbines of op platforms binnen windblokken	12 GW op gecentraliseerde platforms buiten windblokken (kan ook 12 GW zijn op platforms van 1 GW binnen windblokken)	12 GW op 2 GW gestandaardiseerde HVDC-platforms

6.1.2 Kunstmatige eilanden

Een mogelijkheid voor de bouw van een energiehub is de bouw van een kunstmatig eiland. Dit kan op verschillende manieren: caisson, zand, revetement of rif. Welke techniek het meest geschikt is, hangt af van meerdere factoren zoals waterdiepte, weersomstandigheden en kosten. Hoewel er wereldwijd kunstmatige eilanden zijn aangelegd, is het geen gangbare praktijk. Alleen de caisson-eiland methode is op dit moment bestudeerd door het NSWPH consortium op een concept engineering niveau. Het concept is ontwikkeld voor een eiland van 10 GW met 4 GW HVDC-capaciteit en 6 GW waterstofproductie. In gesprek met Gasunie en TenneT is begrepen dat zij het eiland zo hebben herontworpen dat het in totaal 6 GW HVDC-capaciteit en 6 GW elektrolysercapaciteit kan faciliteren. Daarom is dit conceptontwerp gebruikt voor de vergelijking van een offshore-eiland van 12 GW.

Figuur 6.7: North Sea Wind Power Hub Caisson eiland (ref. 21).

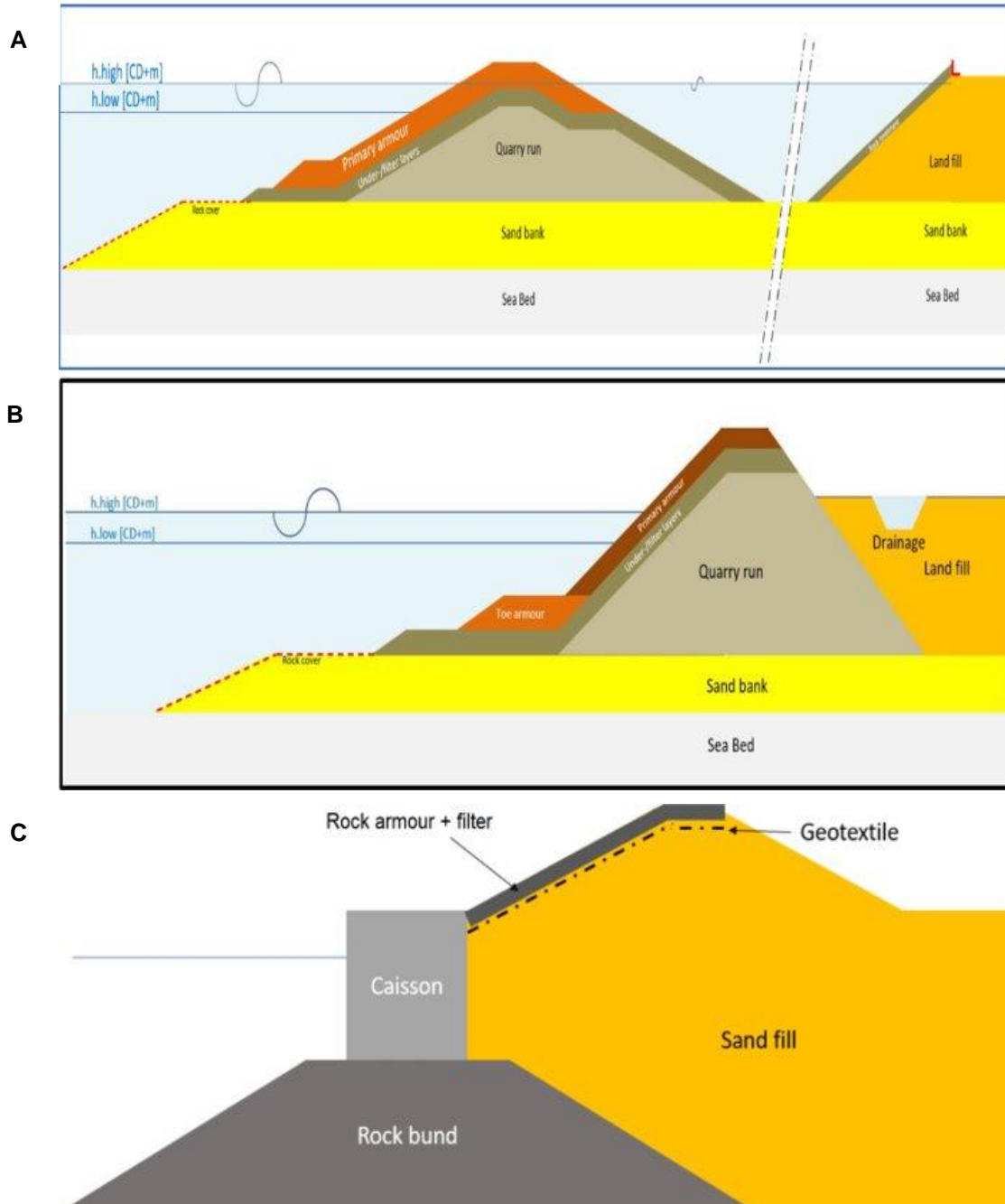


Source: Mott MacDonald mark up of Royal Haskoning DHV

De kabelinvoerplatforms (inclusief kabelbrug) in bovenstaande figuur zijn kleinschalig en alleen bedoeld om de arraykabels naar het eiland te vervoeren. Ze zijn nodig ongeacht de gekozen spanning van de arraykabels en zijn opgenomen in de kostenraming voor de aanleg van het eiland (ongeveer € 3,5 miljoen per stuk, geleverd en geïnstalleerd).

Er zijn vier hoofdtypen kunstmatige eilanden die worden gekenmerkt door hun omtrekbeveiliging. Het ontwerp van rif-, revetement- en caissoneilanden wordt schematisch weergegeven in Figuur 6.8 A-C. Een zandeiland is vergelijkbaar met het revetementeiland, maar dan met een deel van de groeveafloop vervangen door zand.

Figuur 6.8: Schema's van (A) rif eiland, (B) revetement eiland en (C) Caisson eiland (ref. 4).



Voor het stabiel plaatsen van een zandeiland in het golfklimaat in zoekgebied 6 / 7, is een vlakke helling onderstructuur nodig. Deze vlakke helling moet zich uitstrekken tot twee golfhoogten onder laag water. De zandstranden op Helgoland bijvoorbeeld strekken zich uit over ongeveer 2 km tot de 20 m dieptecontour. Stranden zijn over het algemeen stabiel in de overheersende golfrichting. Niet aan alle zijden van het eiland kunnen stabiele stranden worden aangelegd en zijn strandcontrolesystemen nodig. Er wordt aangenomen dat de omvang van het benodigde zand de materiaalbehoefte van het eiland te veel doet toenemen om dit een haalbare optie te laten zijn.

Een rif rondom het eiland breekt en absorbeert de golfenergie zodat de omtrek van het functionele eiland alleen beschermd hoeft te worden tegen het gereduceerde golfklimaat. Het rif is net zo

substantieel als de funderingsbundel voor een caissoneiland of het onderste deel van een revetement eiland. Het functionele deel van het eiland wordt omgeven door zowel het rif, een lagune als de secundaire bescherming. Dit zal breder zijn dan een revetement of caissonbescherming en er zal dus meer materiaal nodig zijn voor de bouw van het eiland.

Een gepantserde bekleding van een puinheuvel is over het algemeen een effectieve manier om een inpoldering te beschermen. De bepantsering wordt erg zwaar door blootstelling aan golven, waardoor grote installaties op zee nodig zijn om hem op zijn plaats te hijsen. In diep water neemt het volume van de funderingspaal snel toe. De ruwe revetement met open structuur is efficiënt in het absorberen van de golfenergie en het controleren van overstromingen.

Een caisson geplaatst op een gepantserde heuvel heeft voordelen ten opzichte van een puur gepantserde bekleding omdat de caisson geplaatst wordt in het gebied met de hoogste golfslag. Hierdoor wordt de zwaarste bepantsering uit het proces gehaald. Hierdoor is het sneller om te bouwen van caissonvormingsniveau tot beschermd werkplatform op de caisson. Het caisson moet echter robuuster zijn dan de bepantsering, omdat het geen golfenergie absorbeert en de overslag slecht kan beheersen. In de omstandigheden bij het voorgestelde eiland is een helling boven het caisson nodig om overstromingen onder controle te houden. Het caissoneiland gebruikt minder materiaal en heeft een kleinere voetafdruk op de zeebodem dan een gepantserde bekleding.

Voor het op eilanden gebaseerde concept van het NSWPH-programma werd gekozen voor een caissoneiland, maar een meer gedetailleerde studie zou tot de conclusie kunnen komen dat revetement constructie economischer is. Beide hebben beperkingen in de toeleveringsketen, zoals een geschikte locatie voor het gieten van de caissons, voldoende aanvoer van groot rotsgesteente en toegang tot geschikte installaties.

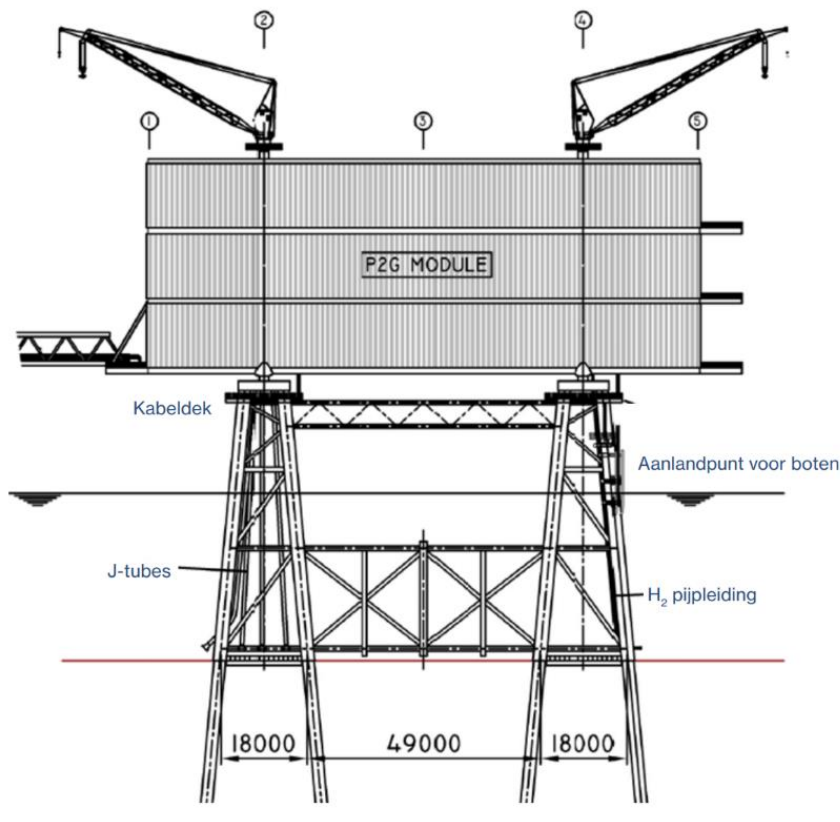
De blootstelling aan golven op het eiland varieert rond de omtrek. Het is daarom mogelijk dat een caisson omtrek het meest geschikt is voor de blootgestelde vlakken en voor de kades en het golfbrekend water van de aanvoerhaven, maar dat een geklonken structuur geschikter is voor de resterende omtrek.

6.1.3 Soorten platforms

6.1.3.1 Platformontwerp (NSWPH)

Een andere mogelijkheid is het gebruik van platforms, wat gebruikelijk is in de olie- en gasindustrie. Een platform bestaat uit twee structurele hoofdcomponenten: topsides en substructuren. De topsides bevatten de procesfaciliteiten, terwijl de substructuren de topside ondersteunt. Er zijn verschillende substructuren voor platforms: jacket, XXL monopile, op zwaartekracht gebaseerde constructies en drijvend. De meest voorkomende substructuur voor platforms in de Noordzee zijn momenteel jacket-constructies (Figuur 6.9). Het is een bekende en bewezen technologie met een ontwikkelde toeleveringsketen. Hoeveel apparatuur er op de topsides kan worden geïnstalleerd, wordt sterk bepaald door de transport- en installatiebeperkingen, die de omvang en het gewicht van het platform zullen beperken. Het NSWPH-programma identificeerde verschillende binnenvaartschepen die 26.000 ton aan topsides kunnen vervoeren. Bij het ontwerp van de onderbouw moet rekening worden gehouden met het bedrijfsgewicht van de topsides. Aangezien het oppervlak van een platform beperkt is, moet de apparatuur op meerdere platforms worden geïnstalleerd. Uit documentatie is bekend dat een jacketplatform tot 2 GW HVDC-vermogenstransformatie of 500 MW waterstofproductie kan faciliteren. Het standaardontwerp voor een 2 GW HVDC-platform is ontwikkeld door TenneT en het eerste platform zou in 2029 operationeel moeten zijn. Het 500 MW elektrolyserplatform begint binnenkort met de basisengineeringfase. Voor de andere drie substructuren zijn nog geen engineeringstudies bekend.

Figuur 6.9: 500MW PtG platform (ref. 19).



Aangezien de keuze van het type platform geen invloed heeft op de ruimtelijke indeling van zoekgebieden 6 en 7, kan deze keuze worden overgelaten aan individuele ontwikkelaars. Er wordt echter wel een kort overzicht van platformopties gegeven in paragraaf 6.1.3.2.

6.1.3.2 Platform substructuren

Betonnen fundering op zwaartekrachtbasis (Gravity Based Foundation, GBF)

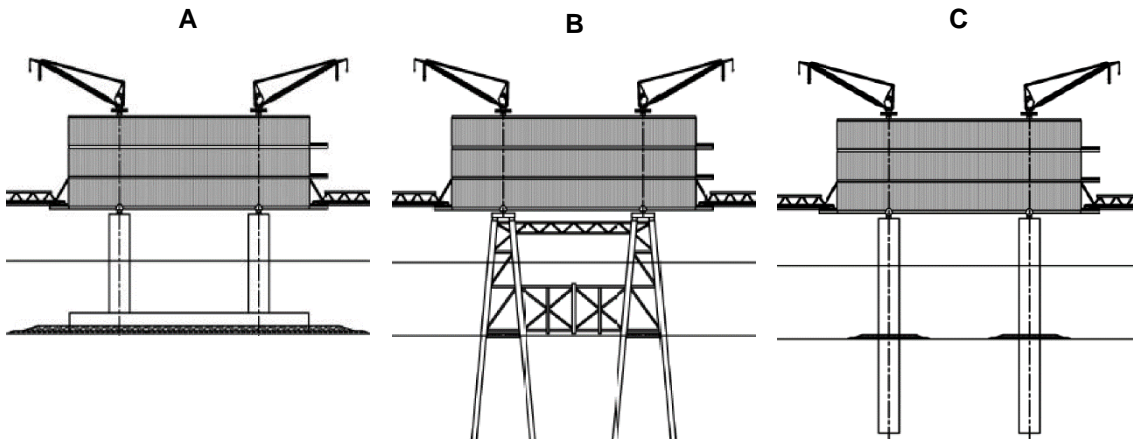
Er zijn twee GBF-opties: de eerste bestaat uit een zelfdrijvende betonnen kist. De bovenzijde wordt in een droogdok op de funderingsbox gebouwd en het volledige platform wordt drijvend naar de locatie gesleept. Een alternatieve optie is een zelfdrijvende betonnen fundering met betonnen kolommen om de topsides te ondersteunen. De verbinding tussen de topsides en de substructuur zou op de offshore locatie plaatsvinden door middel van een “float-over”.

Voor locaties met dieper water zullen de draagkolommen langer zijn en zal de kantelbelasting door golven, wind en stroming groter zijn, waardoor de draaglast op de zeebodem toeneemt, tenzij het grondvlak groter wordt gemaakt. Dit kan ook nodig zijn om de diepgang bij het uitdrijven te beheersen, aangezien het GBF-gewicht zal toenemen.

Op basis van het werk in het NSWPH-programma wordt aangenomen dat een GBF-concept kan worden aangepast aan waterdieptes van 50 m zonder het conceptontwerp ingrijpend te wijzigen (Figuur 6.10A). De GBF-oplossing vereist een aanzienlijke voorbereiding van de zeebodem in de vorm van baggeren en het aanbrengen van een bescherming tegen afschuring voorafgaand aan de installatie. Deze mate van verstoring van de zeebodem is vanuit milieuoogpunt niet wenselijk. Dit wordt echter gecompenseerd door het feit dat het geluid tijdens de bouw minder is dan bij andere oplossingen zoals heipalen.

De grootste voordelen van GBS zijn dat er meer oppervlakte en gewicht aan de bovenkant mogelijk is, waardoor de capaciteit van het platform toeneemt en het mogelijk beter bestand is tegen compressortrillingen, hoewel dit moet worden onderzocht.

Figuur 6.10: (A) Platformverhoging met betonnen zwaartekrachtbasis, (B) Platformverhoging met stalen mantel, (C) Platformverhoging met monopile (ref. 19).



Jacket

Een jacket bestaat uit een constructie die is ontworpen om als mal te dienen voor het heien van groepen palen die de bovenzijde direct ondersteunen (Figuur 6.10B). Een conventioneel jacket heeft poten die de bovenzijde ondersteunen en die zijn bevestigd aan paalkokers op de zeebodem die de belasting overbrengen naar de funderingspalen. Voor toepassingen in dieper water wordt de onderbouw simpelweg hoger en zwaarder gemaakt om extra waterdiepte op te vangen.

Monopiles (XXL-palen)

XXL-palen worden gedefinieerd als palen met een grotere diameter, zoals gebruikt voor ondersteuningsconstructies voor offshore windturbines (Figuur 6.10C). De ondersteuningsconstructie aan de bovenzijde bestaat uit onafhankelijke palen die op elke ondersteuningslocatie in de zeebodem worden geslagen. De grootste palen die momenteel offshore worden gebruikt, hebben een diameter van 10 m. Palen zijn het meest gevoelig voor toepassing in diepere wateren van de substructuren.

Gebaseerd op het NSWPH-programma zijn alle concepten geschikt voor een waterdiepte tot 45 meter. Voor het NSWPH-project is gekozen voor een jacketed platform omdat dit goedkoper is dan de GBF en er verder ontwerpwerk nodig is om de haalbaarheid van het ontwerp van XXL-palen te onderbouwen. De GBF heeft uitdagingen en risico's in verband met het ontwerp, de fabricage en de voorbereiding van de zeebodem. Deze selectie is echter mogelijk niet van toepassing op de energiehub die zal worden ontwikkeld voor zoekgebied 6 en 7.

6.1.4 Veiligheid & Beveiliging

6.1.4.1 Veiligheid tijdens bouw en installatie

Bij de bouw van een groot eiland voor de kust van de Noordzee worden aanzienlijke veiligheidsrisico's in verband met de installatie van grote infrastructuur in een mariene omgeving verwacht, die groter waren dan de risico's bij de bouw en installatie van platforms. Platforms, met de daarop geïnstalleerde bovenbouwapparatuur, worden aan land gebouwd op fabricagewerven

en compleet offshore getransporteerd voor installatie op hun onderconstructie. Op basis van het NSWPH-programma wordt aangenomen dat de HVDC-, compressie- en waterstofplatforms op een jacket constructie zullen worden geïnstalleerd. Als toch zal worden gekozen voor waterstofturbines dan zal de constructie worden geïnstalleerd op monopiles.

Voor zowel monopiles als jacket platforms is er uitgebreide ervaring met het installeren ervan in de Noordzee, waardoor de risico's afnemen, terwijl grote offshore-eilanden tot 50 m waterdiepte nieuw zijn. Deze factoren hebben ertoe bijgedragen dat eilanden als het hoogste relatieve veiligheidsrisico zijn ingeschaald, gevolgd door de hybride configuratie en daarna de platforms. Hoewel het grote aantal platforms de veiligheidsrisico's in verband met gelijktijdige operaties (SIMOP's) en bouw verhoogt, wegen deze niet op tegen de risico's in verband met de bouw van eilanden, waar het risico groter is. Een belangrijk veiligheidsrisico in verband met de bouw van een eiland, met name tijdens de inbedrijfstelling en de eerste exploitatie, is de noodzaak om latere fasen te bouwen naast de onder spanning staande installatie die in eerdere fasen is geïnstalleerd. Bij het eilandontwerp moet zorgvuldig rekening worden gehouden met de verhoogde risico's in verband met dit SIMOPS-scenario.

Het eiland zal op zee worden aangelegd, wat gepaard kan gaan met boren, graafwerkzaamheden enzovoort, ook wordt er verwacht dat er aanzienlijk zwaar tilwerk nodig zal zijn voor de bouw en installatie van apparatuur, het opvullen van rotsen en zand en het storten van beton. Dit zal een gevaarlijke omgeving creëren. Procesinstallatiemodules worden op een scheepswerf aan land geassembleerd en naar het eiland vervoerd voor installatie, dus er zullen meer bouwactiviteiten op zee zijn dan op een eiland. Voor de NSWPH werd het transport van één module naar een eiland gemaximaliseerd en beperkt tot 500 ton (18m x 75m), wat veel kleiner is dan de 26.000 ton wegende topsides van het platform (45m x 70m). Hoewel de kleinere modules individueel beter te vervoeren zijn, resulteerde deze basis in 430 te vervoeren modules voor een eiland van 4 GW. Voor elk van deze 430 modules zijn ook vaste interfaces nodig (bijv. voor water, elektrolyt, waterstof, zuurstof, stikstof, stroom, koeling), waardoor de bouwactiviteiten op het eiland verder toenemen. Er moet rekening worden gehouden met SIMOPS-overwegingen voor de bouw en het gebruik vanwege de beperkte ruimte op een offshore-eiland.

Platforms, met inbegrip van de daarop geïnstalleerde bovenbouwapparatuur, zullen meestal aan land worden gebouwd op fabricatiewerven en volledig offshore worden getransporteerd voor installatie op hun onderstructuur, met een minimum aan koppelverbindingen op zee. Het vastmaken van een platform op een afgelegen offshore-platform kan echter als een hoger risico worden beschouwd dan op een eiland, vanwege de zware werkomstandigheden op zee, werken op hoogte, enz.

Om een veilige installatieomgeving te bieden, moeten weerpatronen in acht worden genomen om transport en offshorewerkzaamheden te vermijden tijdens extreme weersomstandigheden zoals zware stormen, grote golfhoogten (meer dan 2 m), winden met hoge snelheid (tot 20 m/s) en extratropische cyclonen zoals die in de Noordzee voorkomen. Dit geldt zowel voor eilanden als voor platforms, maar op eilanden is meer constructiepersoneel op zee dan op platforms en ook voor langere perioden.

Op basis van bovenstaande factoren worden eilanden gezien als de grootste risicofactor voor de veiligheid tijdens de bouw en installatie, gevolgd door hybride energiehub's en daarna platforms. De gecombineerde veiligheidsrisico's van het hybride concept, waarbij zowel platforms als een eiland moeten worden geïntegreerd, liggen echter dicht bij eilanden dan bij platforms (hoewel het kleinere eiland gemakkelijker te bouwen is, gelden veel van dezelfde veiligheidsrisico's tijdens de bouw, zij het met een kleiner bouwteam). Daarom werd een relatieve score op 10 puntschaal toegepast in plaats van hoog, medium en laag. Tabel 6.2 laat de resultaten zien van de analyse, hoe hoger het cijfer, hoe groter het risico.

Tabel 6.2: Evaluatie 1 Score - Veiligheid tijdens bouw & installatie .

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Veiligheid tijdens bouw en installatie	Hogere scores voor hogere risico's	8	7	5

6.1.4.2 Veiligheid tijdens gebruik en onderhoud

Platforms zijn door hun bouwbeperkingen inherent beperkter in hun lay-out dan kunstmatige eilanden. Hoewel de totale kapitaalinvestering van een groot offshore-eiland aanzienlijk is, zijn de kosten per oppervlakte-eenheid lager dan bij platforms, waardoor het ontwerp minder beperkt is. Beperkingen in de lay-out van platforms zijn van invloed op de keuze van technologie en laten geen grote uitsluitingszones toe. Om escalatie bij het vrijkomen van stoffen te voorkomen, worden risico's beperkt door het ontwerp, bijvoorbeeld door de installatie van explosie- en brandmuren. Deze risico beperkende maatregelen zijn echter niet zo inherent veilig als de uitsluitingszones die mogelijk zijn bij een minder beperkte lay-out (zoals toegestaan door een eiland).

Uitgaande van dezelfde aanpak als voor het NSWPH-programma, zouden de platforms onbemand zijn, terwijl de grote offshore-eilanden permanent bemand zouden zijn met teams die op roulering werken. Ter ondersteuning van de werking en het onderhoud van de platforms zou een bemand ondersteuningsschip permanent opereren. Daarom moet het veiligheidsrisico voor het personeel worden afgewogen tegen de permanente bezetting van het eiland en de grotere risico's die gepaard gaan met werkzaamheden op de platforms, vooral voor teams die niet volledig vertrouwd zijn met de lay-out van de platforms en die tussen verschillende soorten platforms - waterstofproductie, compressie en HVDC - op verschillende locaties zullen reizen. Vanwege de onbemande aard van de platforms zijn er beperkte faciliteiten voor het personeel met gebouwen die beperkt zijn tot schuilplaatsen voor noodgevallen, lokale administratie en controlekamers.

Het overbrengen van en naar de platforms, zoals nodig is voor onderhoud of het bijvullen van chemicaliën, is een van de activiteiten met het hoogste risico tijdens gebruik en onderhoud. Bij het overstappen van een schip naar de platforms, met name in onrustige omstandigheden, bestaat het risico dat het personeel in zee valt of geraakt wordt door het ondersteuningsschip. Overstappen van en naar het eiland gebeurt daarentegen vanaf een beschermde kade met bruggen die het schip met het eiland verbinden.

Op de eilanden zullen permanente woonverblijven zijn, waarvan wordt aangenomen dat ze zich buiten de impact van een incident bevinden. De filosofie voor het gebruik van de eilanden zal zijn dat operators alleen geïdentificeerde gevaarlijke gebieden van het eiland zullen betreden wanneer dat nodig is. Waterstofproductie is een nieuw proces, meer nog dan waterstofcompressie, en er zijn bekende risico's binnen operationele faciliteiten die beter begrepen en gemitigeerd moeten worden naarmate de technologie wordt ontwikkeld. Bij elektrolyzers kan waterstof of zuurstof door de membranen dringen, wat leidt tot explosieve mengsels in aanwezigheid van elektriciteit. Werken met lage belasting en hoge druk verhoogt het risico op gasoverdracht. Er moet zorgvuldig aandacht worden besteed aan de waterkwaliteit die een invloed kan hebben op membraandegradatie en dus op crossover. PEM vereist een hogere waterkwaliteit en is daarom gevoeliger voor onzuiverheden in het voedingswater. Vooral voor alkaline elektrolyzers is een minimale drukonbalans van cruciaal belang om cross-over te beperken, en het op- en aflopen met het windkrachtprofiel moet zodanig gebeuren dat een gelijkmatige verdeling in de hele cel wordt gegarandeerd (droge plekken en gaspockets kunnen het membraan aantasten en de gascross-over vergroten).

Hoewel deze risico's kunnen worden beheerst door middel van soortgelijke benaderingen voor risico's binnen de olie- en gasindustrie, stellen de permanente aanwezigheid van operators op een eiland en de vereiste twee weken onderhoud per zuigercompressor van waterstof hen meer bloot aan deze of andere risico's in verband met waterstofproductie. Zie paragraaf 6.3.1 voor een analyse van de impact van compressortrillingen op platforms.

Dit risico moet, samen met andere geïdentificeerde risico's in verband met waterstofproductie, zorgvuldig worden overwogen naarmate het project vordert, ook binnen veiligheidsstudies zoals HAZID, HAZOP en QRA, waarbij passende risico beperkende maatregelen moeten worden geïdentificeerd om deze risico's tot ALARP te beperken.

TenneT heeft een gestandaardiseerd ontwerp voor HVDC offshore platforms. Hoewel er op een platform minder ruimte is dan op een eiland, wordt ervan uitgegaan dat het standaardontwerp de risico's voor de onderhoudsteams beperkt. We hebben begrepen dat er (verwijderbare) modulaire woonverblijven beschikbaar zijn op het platform, die accommodatie bieden voor meerdaagse bezoeken of onderhoudsperiodes. Aangezien er veel HVDC-platforms zullen worden geïnstalleerd in het offshore netwerk van TenneT in de Noordzee, wordt ervan uitgegaan dat getrainde en ervaren teams de toegewezen taken kunnen uitvoeren, aangezien alle nieuwe HVDC-platforms gebaseerd zullen zijn op hetzelfde ontwerp dat samen met toonaangevende HVDC-leveranciers is ontwikkeld.

HVDC-transformatoren die in HVDC-stations zijn geïnstalleerd, bevatten olie die een potentieel brandrisico vormt. Er wordt verwacht dat TenneT in haar technische specificatie veiligheidsmaatregelen heeft geïmplementeerd om mogelijke gevaren in verband met de converter transformatoren te minimaliseren, zoals het gebruik van explosie- en brandmuren, schuimblussystemen, etc.

Aangezien HVDC converterstations onbemand zijn, wordt verwacht dat alleen onderhoudsteams deze faciliteiten zullen bezoeken. HVDC-platforms zullen geen waterstofapparatuur bevatten en zullen door hun aard alleen toegankelijk zijn voor HVDC-operationele teams. Voor eilanden zullen HVDC- en waterstofinstallaties fysiek op dezelfde locatie worden ondergebracht. Er wordt aangenomen dat op een eiland wordt gezorgd voor de juiste scheiding tussen verschillende gebieden (zoals HVDC- en waterstofproductiegebieden). Dit vermindert de veiligheidsrisico's in verband met personeel dat gebieden betreedt waarvoor het geen toestemming heeft, zoals waterstofteams die HVDC-gebieden betreden of omgekeerd. Als dit wordt geïmplementeerd, wordt aangenomen dat er in dit opzicht geen groot verschil is tussen eilanden en platforms.

Er wordt verwacht dat eilanden verschillende voordelen hebben ten opzichte van platforms wat betreft het onderhoud van elektrische apparatuur. Er wordt verwacht dat er meer ruimte beschikbaar zal zijn voor de installatie van HVDC-apparatuur en dat de toegang tot de apparatuur gemakkelijker zal zijn omdat er geen structuren met meerdere verdiepingen nodig zijn, waar de apparatuur boven elkaar wordt gestapeld.

Aangenomen wordt dat de eiland- en platformconcepten geen waterstofopslag omvatten. Potentiële waterstofopslag wordt verwacht op een apart platform om ondergrondse opslag mogelijk te maken. Daarom heeft dit geen invloed op de score.

De infrastructuur van waterstoftransport zal naar verwachting niet significant verschillen tussen de drie concepten. Daarom heeft dit geen invloed op de veiligheidsrisico's van het vervoer tussen de concepten.

Hoewel er permanent meer personeel op het eiland is, wordt ervan uitgegaan dat zij voldoende zijn afgezonderd van de gebieden met een hoog risico voor de gasfabriek, en aangezien de toegangsfilosofie voor deze gebieden alleen op basis van behoeften zou zijn voor zowel het eiland als de platforms, leidt het feit dat eilanden meer ruimte bieden voor uitsluitingszones tot een lagere risicoclassificatie tijdens gebruik en onderhoud. De bedrijfs- en onderhoudsrisico's voor de concepten worden weergegeven in tabel 6.3, waarbij een hogere score duidt op een hoger veiligheidsrisico.

Tabel 6.3: Evaluatie 1 Score - Veiligheid tijdens gebruik en onderhoud

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Veiligheid tijdens gebruik en onderhoud	Hogere scores voor hogere risico's	6	7	9

6.1.4.3 Beveiliging

Sabotage van de infrastructuur van het energieknooppunt is specifiek uitgesloten van de scope van de analyse en moet worden beoordeeld door het Nederlandse Ministerie van Defensie. De veiligheidscriteria die hier zijn opgenomen, beperken zich tot het risico dat toegang krijgen tot de infrastructuur. Omdat zoekgebieden 6 / 7 meer dan 100 km uit de kust liggen, wordt het niet geloofwaardig geacht dat het grote publiek toegang zou krijgen tot de infrastructuur, maar het is mogelijk dat personeel van vissersschepen of andere vaartuigen toegang zou kunnen krijgen. Er wordt van uitgegaan dat een groot kunstmatig eiland dat permanent bemand is en de bijbehorende beveiliging een lager risico vormt dan verspreide onbemande platforms, wat resulteert in de score in Tabel 6.4 waarbij een hogere score duidt op een groter veiligheidsrisico. Het risico voor elk concept wordt echter als laag beschouwd en dit wordt weerspiegeld in de weging voor dit criterium.

Tabel 6.4: Evaluatie 1 Score - Beveiliging .

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Beveiliging	Hogere scores voor hogere risico's	4	5	7

6.1.4.4 Veiligheid & beveiliging Weging

Veiligheid tijdens de bouw en installatie wordt gewogen met de maximale score van 100 vanwege de bekende zorgen en onzekerheden in verband met de bouw van offshore-eilanden in waterdieptes van 50 m (Tabel 6.5). De schaal van de ontwikkeling en het aantal platforms en daaruit voortvloeiende SIMOP's verhoogt ook de risico's.

Veiligheid tijdens de exploitatie is ook een belangrijk aandachtspunt en krijgt een weging van 80 op 100. De weging is verlaagd omdat de exploitatie van platforms een bekend concept is en de exploitatie op het eiland, als het eenmaal is gebouwd, vergelijkbaar is met de activiteiten op het vasteland, met uitzondering van de overslag van en naar het eiland.

Aan beveiliging wordt slechts een weging van 30 toegekend vanwege het beperkte risico op indringers op deze afstand van de kust.

Sabotage valt niet binnen het bereik van werkstroom 3, maar grote eilandconcepten waarbij alle infrastructuur zich op één locatie bevindt, lopen mogelijk meer risico dan platformconcepten waarbij de infrastructuur verspreid is over de gebieden 6 en 7.

Tabel 6.5: Evaluatie 1 Weging - Veiligheid .

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms	Weging
Veiligheid tijdens bouw en installatie	Hogere scores voor hogere risico's	8	7	5	100
Veiligheid tijdens gebruik	Hogere scores voor hogere risico's	6	7	9	100
Beveiliging	Hogere scores voor hogere risico's	4	5	7	30
Genormaliseer de resultaten	Hoogste score is het beste	100	99	98	

6.1.5 Milieu

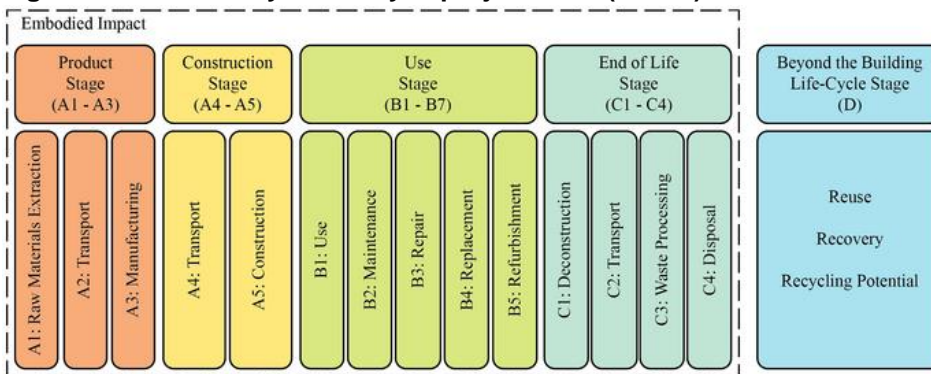
De milieu- en ecologische impact van de structuren zijn een van de belangrijkste criteria voor de beslissing tussen de drie concepten. De milieu-impact en de ecologische impact kunnen worden gemeten aan de hand van de lokale en globale verandering van de biodiversiteit over een bepaalde periode. Veranderingen in de ecologie kunnen het gevolg zijn van vijf verschillende activiteiten: verandering van habitat, vervuiling, overexploitatie, invasieve soorten en klimaatverandering. Habitatveranderingen worden geclassificeerd als alle offshore veranderingen in het mariene milieu of op de zeebodem die een positief of negatief effect hebben op de biodiversiteit. Voor het EIPN-project worden habitatveranderingen onderzocht in de ecologische effectstudie die in opdracht van IenW is uitgevoerd en die in de laatste paragraaf 6.1.5.4 wordt besproken. Vervuiling kan in de vorm van chemicaliën zijn, maar ook geluid en andere verstoringen in habitatten worden als vervuiling geclassificeerd. Vervuiling is voornamelijk gerelateerd aan elektriciteitstransmissie of waterstofproductie. Dit wordt besproken in paragraaf 6.1.5.3. In deze studie worden overexploitatie en invasieve soorten als irrelevant beschouwd. Klimaatverandering ten slotte is het effect van de opwarming van de aarde. In deze paragraaf wordt het effect van de structuren op een kwalitatieve manier besproken voor habitatverandering en vervuiling. De effecten van de broeikasgassen worden gekwantificeerd met behulp van levenscyclusanalyses en zullen worden besproken in paragraaf 6.1.5.1.

6.1.5.1 Uitstoot van broeikasgassen (levenscyclusanalyse)

De beoogde energiehub zal bijdragen aan de Nederlandse klimaatdoelstellingen door het transport van duurzame energie naar de kust te faciliteren wat kan resulteren in een lager gebruik van fossiele brandstoffen. Dit draagt bij aan de nationale doelstelling om de uitstoot van CO₂ in 2050 met 95% te verminderen ten opzichte van 1990. Hoewel duurzame energie suggereert dat er geen emissies mee gemoeid zijn, is dit niet 100% correct. De materialen die nodig zijn voor de bouw van een windmolenpark en energiehub worden momenteel geproduceerd met behulp van fossiele brandstoffen. Er zijn grote hoeveelheden materialen nodig, wat leidt tot een aanzienlijke hoeveelheid CO₂ uitstoot waar rekening mee moet worden gehouden. Onderzoek toont aan dat ongeveer 80% van de zogenaamde CO₂ voetafdruk van offshore windenergie gerelateerd is aan materiaalgebruik en fabricage (ref. 42). Een typische CO₂ voetafdruk voor offshore windenergie is ongeveer 10 g CO₂ /kWh. Naarmate materialen, zoals staal, duurzamer kunnen worden gewonnen en geproduceerd, zal de CO₂ voetafdruk van duurzame energie in de loop der jaren afnemen.

Een geschikte en veelgebruikte methode voor het berekenen van de koolstofvoetafdruk van een product, project of systeem is de levenscyclusanalyse (LCA, Figuur 6.11). Deze methode wordt veel gebruikt voor de beoordeling en kwantificering van de milieueffecten, waarbij emissiefactoren worden gekoppeld aan materialen en processen. Bijvoorbeeld, 1 ton staal heeft betrekking op 1,27 ton CO₂ emissies. In LCA-software wordt een database met emissiefactoren gebruikt waarin materialen en processen worden ingevoerd en de CO₂ voetafdruk kan worden berekend. Over het algemeen wordt de LCA opgesplitst in vier verschillende fasen: product (A1-A3), constructie (A4-A5), gebruik (B1-B7) en einde levensduur (C1-C4).

Figuur 6.11: Levenscyclusanalyse projectfasen (ref. 41).



Methode en toepassingsgebied

Eerder heeft North Sea Energy (NSE) een vergelijkende studie gedaan naar de CO₂ voetafdruk van energiehub op eilanden en platforms (ref. 11). Aangezien in die studie werd uitgegaan van een waterdiepte van 25-30 m en de waterdiepte van zoekgebied 6 / 7 45-50 m is, werd geconcludeerd dat dit slechts gedeeltelijk kan worden gebruikt voor deze studie. De studie North Sea Energy werd daarom gecombineerd met informatie uit het NSWPH-programma om nieuwe inzichten te verkrijgen. Deze studie richt zich alleen op de CO₂ voetafdruk en er wordt geen rekening gehouden met andere impactcategorieën, zoals verzuring en eutrofiëring. Daarom werd de interne LCA-software van Mott MacDonald "The Moata Carbon Tool" gebruikt.

De Moata Carbon Tool is het digitale platform van Mott MacDonald, dat meer dan 20 digitale tools bevat voor een breed scala aan projecten en disciplines. Een van deze tools is het Moata carbonportal. Moata Carbon Portal maakt een gedetailleerde CO₂ berekening in alle fasen van het project mogelijk en voldoet wereldwijd aan de PAS2080-certificering. Het portaal levert snelle berekeningen en inzichten die belangrijke kansen voor innovatie en efficiëntie aan het licht brengen. Het stelt ontwerpers in staat om CO₂-hotspots in een project te identificeren, waardoor een netto nul emissie toekomst mogelijk wordt door een koolstofarm ontwerp te vergemakkelijken.

De gegevens werden gecombineerd in een Excel-bestand om grafieken te produceren die de koolstofuitstoot uitsplitsen per materiaal en per activiteit. Deze resultaten kunnen een waardevol inzicht geven in de totale projectemissies.

Aangezien de milieu-impact van offshore constructies voor 80% wordt bepaald door het materiaalgebruik en de constructie, ligt de nadruk in dit onderzoek op A1-A5. Bovendien toont het onderzoek van NSE aan dat de koolstofvoetafdruk van een eiland voornamelijk gerelateerd is aan het brandstofverbruik voor het transport en de installatie van steen, zand en beton. Dit is een zogenaamde cradle-to-site benadering. De gebruiksfase wordt buiten beschouwing gelaten, aangezien er alleen emissies zijn die verband houden met onderhoudsschepen, en er wordt aangenomen dat die emissies niet significant zijn. In tegenstelling tot het onderzoek van NSE wordt het einde van de levensduur buiten beschouwing gelaten, omdat wordt aangenomen dat de ontmanteling van het eiland en het platform met duurzame brandstoffen gebeurt en de voetafdruk daarom kan worden verwaarloosd.

Voor de analyse werden de drie concepten nader gedefinieerd in Tabel 6.6 zoals vereist voor een LCA:

Tabel 6.6: Conceptinformatie.

Criteria	Eilanden	Hybride	Platforms
Windparkcapaciteit (GW)	24	24	24
H ₂ capaciteit (GW)	12	12	12
HVDC transport (GW)	12	12	12
HVDC op platforms (GW)	0	6	12
Turbinevermogen (MW)	15	15	15
H ₂ op platforms (GW)	0	6	12
Array Kabellengte (km)	7,500	5,375	3,000
Aantal 12 GW eilanden	2	1	0
Aantal turbines	1,600	1,600	1,600
Aantal compressieplatforms (3 GW)	0	2	4

Eiland ontwerp

De gegevens over het eiland komen uit het NSWPH-programma en gaan in op aspecten van het conceptontwerp van zowel Royal Haskoning DHV (RHDHV) en Mott MacDonald. Zoals eerder beschreven is het ontwerp gebaseerd op een caissoneiland. Het eiland wordt eerst opgebouwd uit een laag zand waar vervolgens een laag steen en betonnen caisson op wordt gebouwd. Het caisson is de buitenomtrek van de constructie die met zand wordt gevuld. Het eiland heeft de volgende afmetingen:

$$1.000\text{m} \times 360\text{m} + 890\text{m} \times 720\text{m} = 1.000.800 \text{ m}^2 (100 \text{ ha})$$

In overleg met Gasunie en TenneT is vastgesteld dat dit eiland voldoende oppervlakte biedt voor de bouw van 6 GW HVDC-capaciteit en 6 GW waterstofproductie, inclusief ontziltling, compressie en alle benodigde apparatuur. De verwachting is dat dit de limiet is voor een kunstmatig eiland, omdat de investeringskosten aanzienlijk toenemen met de omvang. Verder stelde TenneT dat 6 GW HVDC-capaciteit om veiligheidsredenen de limiet is op één locatie.

De benodigde materialen zijn beperkt tot steen, zand en beton. De bijbehorende koolstofvoetafdruk wordt beoordeeld met behulp van de Moata Carbon Tool. Het dieselvebruik en energieverbruik worden geschat met behulp van Moata en aan de hand van de geschatte afstanden van de haven tot de installatielocatie. Het dieselvebruik is omgerekend naar CO₂ emissies met behulp van de volgende gegevens uit het NSE-rapport:

- Dieseldichtheid = 0,885 kg/L
- Deselemissies = 3,75 kg CO₂ / kg diesel

De benodigde materialen voor het caissoneiland in deze studie zijn weergegeven in Tabel 6.7.

Tabel 6.7: Levenscyclusinventaris van een caissoneiland.

Materiaal	Onderbouw	Hoeveelheid	Eenh eid	Bron
Rots Steengroeve	Steengroeve 'Berm	13,481,640	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Kern van bekleding:	243,299	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Rotsvulling achter perimeter	300,000	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Totaal	14,024,939	m³	Mott MacDonald / NSWPH
Zand	Zandvulling tot omtrek	1,911,000	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Ingevuld eilandzand	51,156,000	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Deklaag van zand	182,700	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Totaal	53,249,700	m³	Mott MacDonald / NSWPH
Beton	Productie Caissons	819,000	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Omslag	170,625	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Neusblokken	162,000	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Havenbekken	50,000	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Compressor- apparatuurfundaties inclusief heipalen	75,000	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Totaal	1,276,625	m³	Mott MacDonald / NSWPH

Platformontwerp

Het platformontwerp is gebaseerd op het ontwerp van het 500 MW platform in het NSWPH-programma. Verder moet het platform het 2 GW HVDC-platformontwerp van TenneT of 3 GW waterstofcompressiecapaciteit kunnen faciliteren. De afmetingen van het platform zijn:

110m x 70m x 3 verdiepingen = 23.100 m² / platform

Aangezien het ontwerp was gebaseerd op een waterdiepte van 35 m zijn de hoeveelheden in overleg met de oorspronkelijke ontwikkelaar (Sea and Land Project Engineering (SLPE)) van de platformontwerpen geschaald naar een waterdiepte van 48 m. Opgemerkt moet worden dat het schalen van hoeveelheden onzekerheden met zich meebrengt in vergelijking met het maken van een nieuw ontwerp voor een specifieke locatie. De staalhoeveelheden werden vermenigvuldigd met de emissiefactor voor staal uit de Moata-tool (1.270 kg CO₂ / ton staal) en de waarde voor metaalbewerking.

Tabel 6.8: Jacket platform 2 GW HVDC, 500 MW PtG Levenscyclusinventaris (ref. 20).

Materiaal	Onderbouw	Hoeveelheid	Eenheid	Bron
Topside	Primair staal: Frame	7,084	Ton	Mott MacDonald / SLPE
	Primair staal: Vloer	2,151	Ton	Mott MacDonald / SLPE
	Secundair staal	2,727	Ton	Mott MacDonald / SLPE
	Bekleding	775	Ton	Mott MacDonald / SLPE
	Tertiair staal	500	Ton	Mott MacDonald / SLPE
	PtG Verwerking	0	Ton	Mott MacDonald / SLPE
Jacket	Primair staal	9,328	Ton	Mott MacDonald / SLPE
	Secundair staal	417	Ton	Mott MacDonald / SLPE
	Palen	9,888	Ton	Mott MacDonald / SLPE
Grillage	Stalen jacket	4,908	Ton	Mott MacDonald / SLPE
Totaal	Constructiestaal	37,778	Ton	Mott MacDonald / SLPE

Tabel 6.9: Compressieplatforms Levenscyclusinventaris (ref. 22).

Item	Staalgewicht [ton]			
	2 GW	3,2 GW	4 GW	5,34 GW
Staalwerk bovenzijde	3,487		4,848	6,353
Ontluchtungsarm	100		1,000	100
Bekleding bovenzijde	231		276	388
Subtotaal: topside	3,818	4,017	6,124	6,841
Jacket	2,615		3,556	3,950
Palen	1,585		2,113	2,113
Subtotaal: substructuur	4,200	3,339	5,669	6,063
Totaal constructiestaal	8,018	7,356	11,793	12,904

Ontwerp windpark

Ten slotte werd, om de resultaten in perspectief te plaatsen, ook de CO₂ voetafdruk van andere belangrijke apparatuur van zoekgebieden 6 / 7 meegenomen. Dit werd gedaan aan de hand van eerder werk in het NSWPH-programma en uitgebreid naar het volledige zoekgebied. De volgende aannames moesten worden gemaakt om de resultaten te verkrijgen:

- De windturbines worden verondersteld 15 MW per stuk te zijn.
- Afstand tot de kust/baggerplaats is 150 km.
- Het gesteente wordt 1.500 km van de installatielocatie afgegraven en er wordt uitgegaan van 25 km vervoer over land.
- Voor elk windpark van 4 GW is 500 km aan inter-array kabels nodig. Voor de eilandconcepten zijn twee keer zoveel inter-arraykabels nodig.
- Pijpleiding naar de kust is uitgesloten omdat hergebruik mogelijk is.
- Alle windturbines worden verondersteld alleen elektriciteit te leveren (analyse met waterstofturbines in sectie 7.11.1).
- Elektrolyzers voor alle concepten zijn gebaseerd op PEM (voor eilanden is alkaline ook mogelijk).
- Dit is een voorlopige beoordeling van de hoofdcomponenten, BOP is omwille van de eenvoud buiten beschouwing gelaten.

De windturbine, PEM elektrolyser, en arraykabel levenscyclusinventarissen zijn te vinden in Tabel 6.10-6.12:

Tabel 6.10: Levenscyclusinventaris van windturbines (ref. 22 & 42).

Materiaal	Onderbouw	Hoeveelheid	Eenh eid	Bron
Staal	Rotor	40.5	Ton	(Bonour et al, 2016), Mott MacDonald
	Toren	1,237.5	Ton	(Bonour et al, 2016), Mott MacDonald
	Gondel	192.2	Ton	(Bonour et al, 2016), Mott MacDonald
	Stichting	2,250	Ton	(Bonour et al, 2016), Mott MacDonald
Koolstofvezel	Rotor	27.7	Ton	(Bonour et al, 2016), Mott MacDonald
Glasvezelversterkte kunststof	Rotor	59.7	Ton	(Bonour et al, 2016), Mott MacDonald
	Gondel	48	Ton	(Bonour et al, 2016), Mott MacDonald
Gietijzer	Toren	63.8	Ton	(Bonour et al, 2016), Mott MacDonald
	Gondel	123.5	Ton	(Bonour et al, 2016), Mott MacDonald
Koper	Gondel	17.6	Ton	(Bonour et al, 2016), Mott MacDonald
Aluminium	Gondel	4.05	Ton	(Bonour et al, 2016), Mott MacDonald
Smeermiddel	Gondel	48	Ton	(Bonour et al, 2016), Mott MacDonald
Beton	Stichting	2,343.8	Ton	(Bonour et al, 2016), Mott MacDonald

Tabel 6.11: Levenscyclusinventaris van PEM-elektrolyser (ref. 22 & 43).

Materiaal	Massa	Eenheid	Bron
Titanium	528	kg / MW	Bareiß et al, 2019, Ecoinvent
Aluminium	27	kg / MW	Bareiß et al, 2019, Ecoinvent
Roestvrij staal	100	kg / MW	Bareiß et al, 2019, Ecoinvent
Koper	4.5	kg / MW	Bareiß et al, 2019, Ecoinvent
Actieve koolstof	9	kg / MW	Bareiß et al, 2019, Ecoinvent
Platina	0.075	kg / MW	Bareiß et al, 2019, Ecoinvent
Kunststof	0.3	kg / MW	Bareiß et al, 2019, Ecoinvent
Elektronisch materiaal	1.1	kg / MW	Bareiß et al, 2019, Ecoinvent

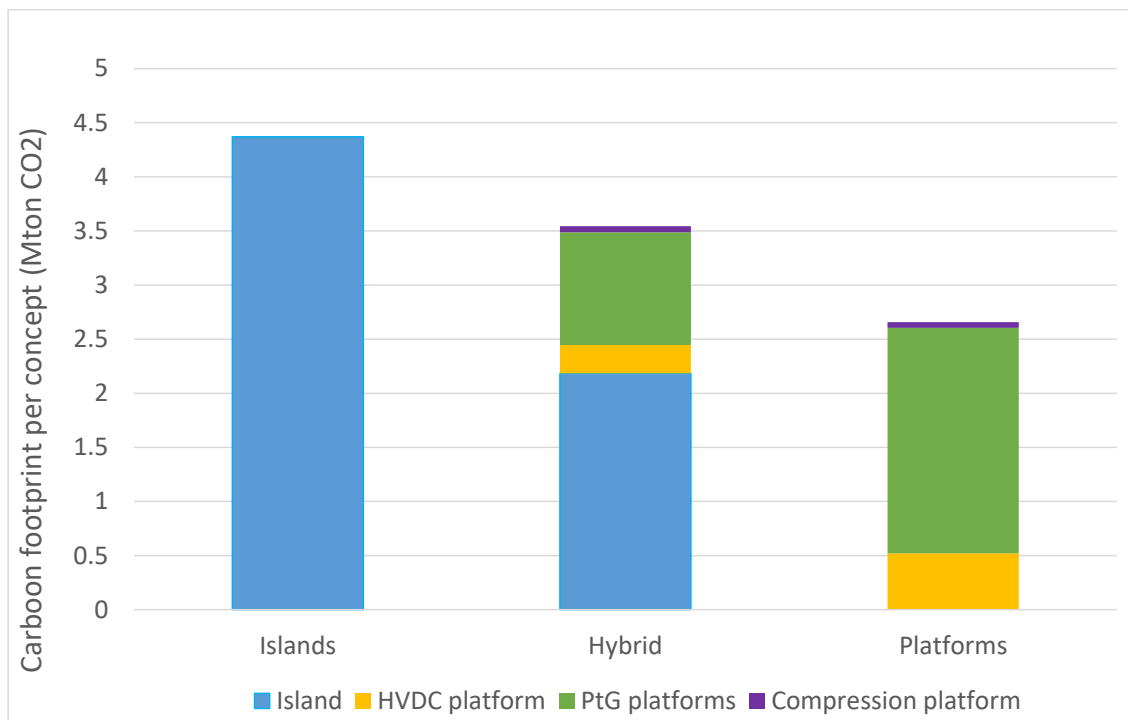
Tabel 6.12: Levenscyclusinventaris arraykabels (ref. 22).

Materiaal	Massa	Eenheid	Bron
Koper	6.33	kg / m	NSWPH / Mott MacDonald, Ecoinvent
Polyethyleen	2.53	kg / m	NSWPH / Mott MacDonald, Ecoinvent
Lood	5.65	kg / m	NSWPH / Mott MacDonald, Ecoinvent
Polyethaan	0.58	kg / m	NSWPH / Mott MacDonald, Ecoinvent
Pvc	0.08	kg / m	NSWPH / Mott MacDonald, Ecoinvent
Polypropyleen	8.90	kg / m	NSWPH / Mott MacDonald, Ecoinvent
staal	20.13	kg / m	NSWPH / Mott MacDonald, Ecoinvent

Resultaten

Figuur 6.12 toont het resultaat van de uitgevoerde LCA, waarbij de drie concepten worden vergeleken. De resultaten worden gepresenteerd per bouwvorm in de totale CO₂ voetafdruk gedurende de levensduur. De levensduur van het eiland is naar verwachting 100 jaar, terwijl die van het platform slechts 50 jaar is. Naar verwachting zal de vervanging van het platform na 50 jaar (na 2080) koolstofneutraal zijn, omdat er groen staal wordt ontwikkeld en de installatie kan worden uitgevoerd zonder gebruik van fossiele brandstoffen. Uit de resultaten blijkt dat de CO₂ voetafdruk van het eilandconcept één 4,4 Mton is. Dit is bijna twee keer zo hoog als het platformconcept met een CO₂ voetafdruk van 2,6 Mton.

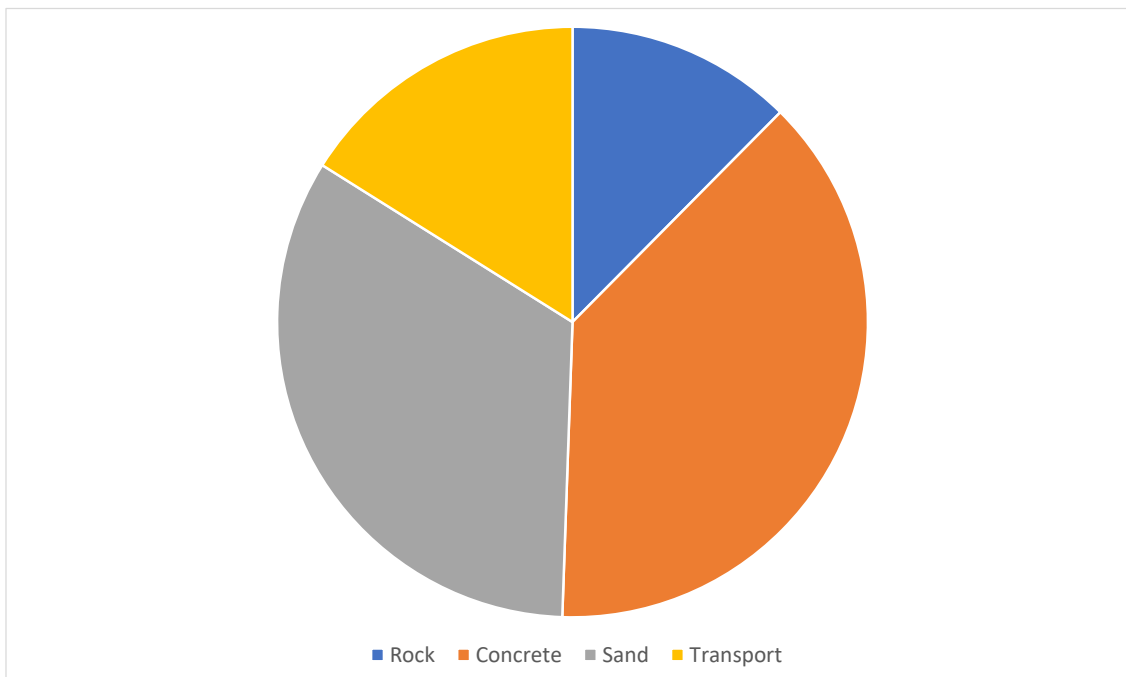
Figuur 6.12: Vergelijking van de CO₂ voetafdruk van 24 GW-energiehubs.



Opgemerkt moet worden dat deze resultaten in de loop der jaren zullen veranderen naarmate partijen duurzamer worden. Uit het NSE-rapport is bekend dat de koolstofvoetafdruk van de platforms voor meer dan 90% gerelateerd is aan staal- en metaalbewerking. Beide waarden die in dit onderzoek zijn gebruikt, zijn zeer conservatief berekend en daarom wordt verwacht dat ze de komende jaren zullen afnemen, bijv. de emissiewaarden voor staal zullen de komende jaren afnemen en zullen naar verwachting afnemen tot nul in de buurt van het jaar 2050.

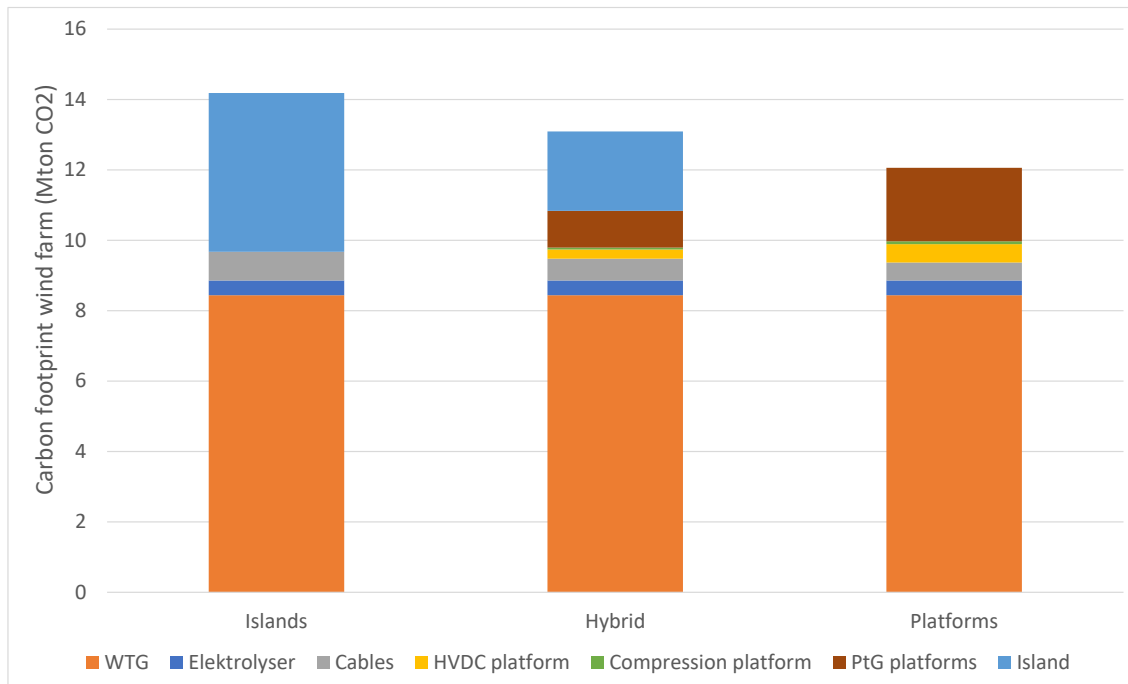
Figuur 6.13 toont de bijdragen van materialen aan de totale koolstofvoetafdruk van het eiland. De koolstofvoetafdruk van het eiland is voor meer dan 50% gerelateerd aan dieselgebruik voor transport en zand baggeren. In de komende jaren zal diesel naar verwachting worden vervangen door niet-fossiele brandstoffen voor transport en installatie van de materialen die nodig zijn voor het eiland.

Figuur 6.13: Materiële bijdrage aan de CO₂ voetafdruk van het eiland.



Tot slot werden de bouwvormen vergeleken met de totale koolstofvoetafdruk van het 24 GW windparkconcept. De resultaten worden getoond in figuur 6.14. Het bleek dat de totale CO₂ voetafdruk van het windpark ongeveer 12-14 Mton zou zijn als de huidige emissiefactoren worden gebruikt. De grootste bijdrage aan de CO₂ voetafdruk is gerelateerd aan de windturbines. Uit de gegevens bleek dat 70% van de CO₂ voetafdruk van de windturbines gerelateerd is aan staalgebruik. Het optellen van de totale staalvereisten voor 1.600 windtrubines leverde deze resultaten op. Ongeveer 30% van de CO₂ voetafdruk in het eilandconcept is gerelateerd aan de bouwvorm van de energiehub. Voor platforms is de bijdrage minder dan 20% en voor hybride systemen ongeveer 25%. De totale bijdrage aan de totale CO₂ voetafdruk is nuttige informatie om mee te nemen in de scores en wegingen.

Figuur 6.14: Koolstofvoetafdruk van volledige 24 GW windparkconcepten.



Zoals beschreven in de methodologie kan de score zowel kwantitatief als kwalitatief worden uitgevoerd. Aangezien deze beoordeling kwantitatief wordt gedaan, zal ook de puntentelling worden gedaan. Er is besloten om de CO₂ voetafdruk van uitsluitend bouwvorm te gebruiken om de verschillende concepten te waarderen. De gegeven waarden zijn gebaseerd op de Mton CO₂ per concept. Eilanden krijgen daarom een score van 4,4, de hybride configuratie een score van 3,5 en platforms een score van 2,6 (Tabel 6.13).

Tabel 6.13: Evaluatie 1 Scoren - Klimaatverandering.

Concept	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Uitstoot broeikasgassen	van Hogere scores voor 4.4 grotere impact, waarden gebaseerd op Mton CO ₂ per 24 GW energiehub	4.4	3.5	2.6

Discussie

Deze levenscyclusanalyse is een eerste stap in de analyse van de milieueffecten van de bouwvorm voor zoekgebieden 6 en 7 en geeft een indicatieve vergelijking van de drie concepten. Zoals besproken, wordt verwacht dat de emissiefactoren in de loop van de tijd zullen veranderen naarmate de industrie duurzamer wordt. Verwacht wordt dat de emissiefactor voor dieselgebruik in dezelfde mate zal afnemen als voor de hoeveelheden staal. Voor toekomstige stappen wordt aanbevolen om deze studie uit te breiden met meer gedetailleerde analyses.

Bovendien is dit een levenscyclusanalyse op hoog niveau die zich alleen richt op de belangrijkste materialen en onderdelen van het windmolenpark. Bij een beoordeling op hoog niveau zijn er veel onzekerheden. De verwachting is dat de opgenomen materialen het meest bijdragen aan de totale koolstofvoetafdruk van het windmolenpark. Bovendien kon de LCA in dit stadium niet gedetailleerder worden uitgevoerd vanwege de beperkte beschikbare technische documenten. Voor toekomstige stappen wordt aanbevolen om deze levenscyclusanalyse uit te breiden en de balans van de installatie, het HVDC-systeem, pijpleidingen, enz. mee te nemen wanneer het energiehub concept gedetailleerder wordt ontworpen.

Omdat de resultaten in tegenspraak waren met de resultaten die NSE had gevonden, werd een discussie met TNO georganiseerd. Na de discussie en nieuwe inzichten heeft NSE de resultaten herzien. De herziene resultaten zijn gepresenteerd in Figuur 6.15.

Tot slot heeft het Belgische Energie-eiland ook een vergelijkende levenscyclusanalyse uitgevoerd voor locaties rond 25 m waterdiepte (ref. 35). De resultaten worden weergegeven Figuur 6.16. De resultaten waren vergelijkbaar en in het voordeel van de platforms.

Figuur 6.15: Nieuwe koolstofvoetafdrukken berekend door NSE (ref. 11).

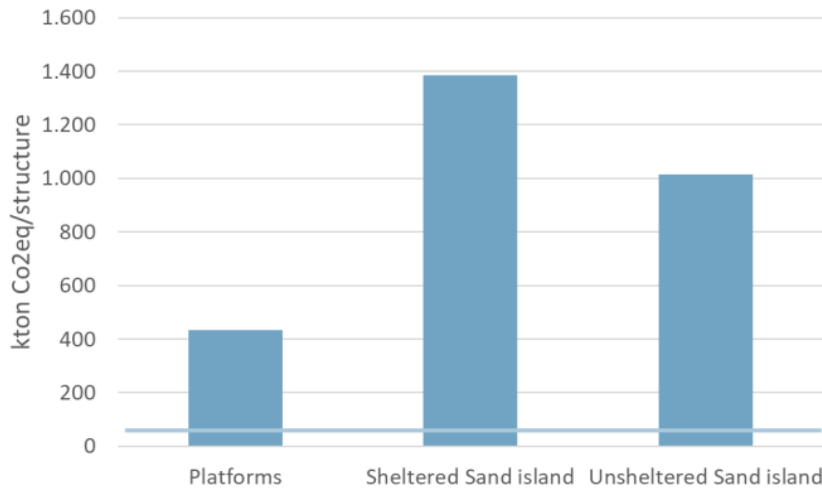
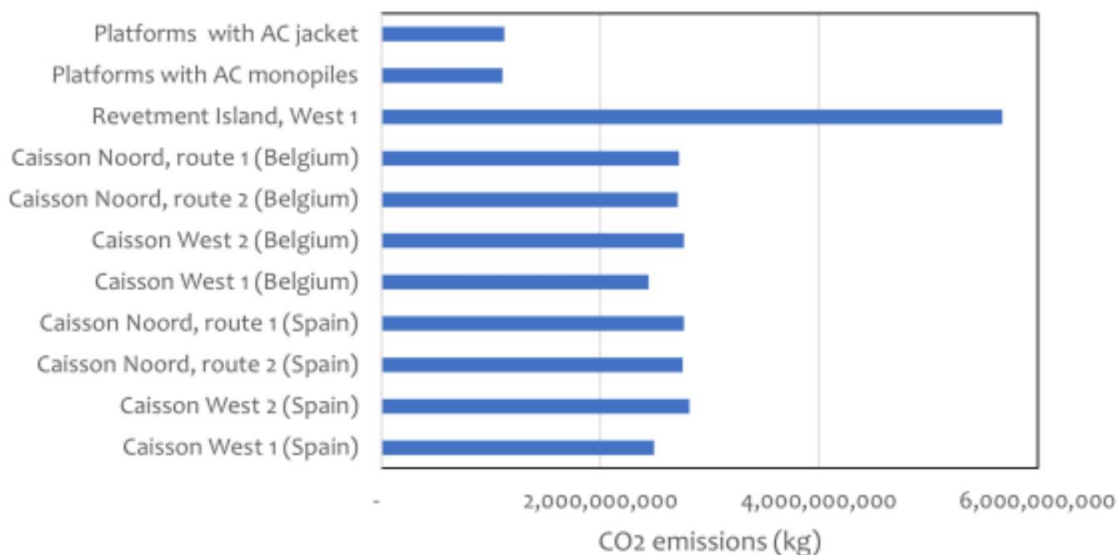


Figure 1: Total carbon footprint of each structure over the entire life cycle. The blue lines indicates the carbon footprint of an oil and gas platform as reported by ecoinvent. (Correction 21/08/2023)

Figuur 6.16: Levenscyclusanalyse van Belgische energie-eilanden.



6.1.5.2 Ecologische impact bouw

De lokale impact op ecosystemen wordt momenteel onderzocht in een quick scan in opdracht van het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (IenW). Deze quick scan had in Q1 2023 afgerond moeten zijn, maar heeft vertraging opgelopen en wordt in Q4 2023 afgerond. Daarom is informatie over de quick scan niet opgenomen in dit rapport. Uit gesprekken met IenW, EZK en belanghebbenden is gebleken dat het eilandconcept over het algemeen een grotere impact zal hebben op lokale ecosystemen dan het platformconcept. Dit komt ook overeen met de resultaten van het milieueffectonderzoek voor het Belgische eiland (ref. 35). Dit wordt verklaard door het feit dat de totale verandering in habitats groter is en een groter gebied beslaat bij de bouw van een eiland dan bij platforms. Het herstellen van ecosystemen of het opzetten van nieuwe ecosystemen is mogelijk, maar is een tijdrovend proces en kan tientallen jaren duren. Bij de bouw van platforms moet er geboord worden voor de fundering van het platform, maar de algehele impact op het ecosysteem zal naar verwachting kleiner zijn. Aangezien de lokale ecologie niet in kaart is gebracht en de ecologische impact afhankelijk is van de bouwlocatie, kan de impact op de lokale ecologie verschillen. Als gekozen wordt voor de aanleg op een eiland, wordt geadviseerd dat IenW een locatie kiest die de minste impact heeft op de ecologie.

Bovendien kunnen habitats ook indirect worden beïnvloed. Deze impactroute is voornamelijk het gevolg van het gebruik van materialen. In het eilandconcept zijn bijvoorbeeld grote hoeveelheden bouwmaterialen nodig. Uit onderzoek in het NSWPH is gebleken dat voor één eilandconcept van 10 GW al een nieuwe steenmijn moet worden geopend om de materialen te winnen. Het openen van een steenmijn heeft een grote impact op lokale ecosystemen en de impact van twee eilanden van 12 GW is daarom nog groter. Bovendien zal het baggeren van de benodigde hoeveelheden zand een aanzienlijke impact hebben op de ecosystemen van de zeebodem. Op basis van deze informatie wordt verwacht dat de impact van de bouw op ecosystemen groter is voor eilanden dan voor platforms. Dit wordt ook ondersteund door de studies in België.

Aangezien de beschikbare informatie voor de vergelijking beperkt is, is de score op hoog niveau (Tabel 6.14). Hoewel de quickscan ecologie, die in opdracht van IenW is uitgevoerd, nog niet is afgerond, wordt verwacht dat het eiland concept de hoogste ecologische-impact zal hebben op habitatverandering en wordt daarom gescoord met een "Hoog". Ten tweede wordt verwacht dat het platformconcept een lagere impact zal hebben en wordt daarom gescoord met een "Laag" voor de impact op ecologie. Het hybride concept krijgt een score "Medium".

Dit zijn verwachte resultaten die sterk afhankelijk zijn van de lokale ecologie. Daarom worden deze scores niet meegenomen in de totaalscore.

Tabel 6.14: Evaluatie 1 Score - Ecologische effecten tijdens de bouw .

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Ecologische gevolgen tijdens de bouw	Hogere scores voor grotere impact	Hoog	Medium	Laag

6.1.5.3 Ecologische impact gebruiksfase

Zoals beschreven in de inleiding, is de impact op ecosystemen tijdens de exploitatie voornamelijk in de vorm van vervuiling. Dit kan zijn in de vorm van chemische verontreiniging, geluidsoverlast en verstoring van habitats. De vervuiling zal zich voornamelijk richten op de vervuiling tijdens het waterstofproductieproces. Er zijn meerdere routes van vervuiling mogelijk op een offshore energiehub, de meest waarschijnlijke routes worden besproken:

- Het eerste proces is het ontziltingssysteem. Ontzilting kan gebeuren door middel van thermische ontzilting (MED) of mechanische ontzilting (SWRO). Er wordt verwacht dat MED zal worden gebruikt op het eiland omdat restwarmte van de elektrolyser gemakkelijker kan

worden gerecycled. Platforms zullen worden uitgerust met SWRO. Afvalstromen zijn vergelijkbaar in beide processen. Bij ontzilting zijn er twee afvoerstromen, één met het ontzilt water dat wordt gebruikt voor demineralisatie en vervolgens elektrolyse, en één met een vloeibare bijproductstroom met voorbehandelingsadditieven, organische stoffen, microbiële stoffen en deeltjes die worden verwijderd uit het omgekeerde osmoseproces. De bijproductstroom wordt naar het afvalwaterzuiveringssysteem geleid dat aanwezig is op het platform of het eiland. De lozing bevat grote hoeveelheden pekel. Hoewel verwacht wordt dat het lozen van pekel op één locatie (eiland) schadelijker kan zijn voor ecosystemen dan het verspreiden van de lozing over zoekgebieden 6 en 7, wordt niet verwacht dat het effect significant zal zijn zolang de juiste mitigerende maatregelen, zoals diffusoren en onderwaterlozing, worden genomen. Als het eiland als beste optie wordt gekozen, is hydrodynamische modellering vereist om te garanderen dat ecosystemen niet worden aangetast door de afvalstromen.

- De waterstroom wordt naar het demineralisatiesysteem geleid. Demineralisatie kan op twee manieren: Elektrodeïonisatie (EDI) of ionenwisselaarhars. Over het algemeen wordt EDI gebruikt voor waterstofproductie-installaties op kleinere schaal en kan het worden toegepast op waterstofturbines. De ionenuitwisselings methode wordt gebruikt voor waterstofinstallaties met een grote capaciteit, zoals het 500 MW-platform en het 12 GW-eiland. Onder normale bedrijfsomstandigheden produceert het demineralisatie systeem geen significante afvalstromen, maar er moet een regeneratiecyclus worden uitgevoerd, dit gebeurt met HCl. Vervolgens wordt NaOH toegevoegd om de pH te verhogen, wat resulteert in een extra pekelstroom. Het giftige HCl en NaOH worden hierdoor volledig geneutraliseerd. De afvalstroom zou voor 20 % bestaan uit pekel van de demineralisatie en voor 80 % uit pekel van de ontzilting. Er moeten ook passende risicobeperkende maatregelen worden genomen. Dit zijn kleinere hoeveelheden en daarom heeft dit geen significante invloed op de score.
- Apparatuur voor waterstofproductie gebruikt olie, bijvoorbeeld voor de elektrische transformatoren. Onder normale bedrijfsomstandigheden is de apparatuur zodanig afgedicht dat als er olie weglekt, deze wordt opgevangen en niet op het platform of eiland terechtkomt. In het zeldzame geval dat er olie lekt, spoelen kleine hoeveelheden olie op platforms gemakkelijk naar zee in tijden van regen. Op eilanden zijn er meer bronnen voor olie lekkage, zoals nutsvoertuigen. De aard van de fundering voorkomt dat de olie in het milieu terechtkomt, maar de fundering kan wel vervuild zijn. Bij platforms kunnen kleine hoeveelheden olie in het zeewater terechtkomen door meer scheepactiviteit. Er wordt verwacht dat de hoeveelheden gelekte olie niet significant zullen zijn, vooral met de juiste beperkende maatregelen kan olie lekkage worden voorkomen. Daarom wordt aangenomen dat olie lekkage geen invloed heeft op de score voor eilanden, hybriden of platforms.
- Afvalwaterverwerking op platforms en eilanden vereist goede afvalwaterbehandelingssystemen. De verwachting is dat er op platforms over het algemeen minder personeel aanwezig is dan op eilanden en dat er daarom minder afvalwaterverwerking nodig is op platforms. Aan de andere kant zorgt de bouw van een eiland voor meer vrije oppervlakte om een goede afvalwaterbehandeling te installeren. Daarom zal de milieu-impact van afvalwaterbehandeling naar verwachting niet significant anders zijn als deze voldoet aan de normen van de regelgeving.
- Tijdens bedrijf wordt meer verstoring verwacht van het eiland op één locatie van opgepompt water en pekel. Bij platforms is de verstoring gelijkmatiger verdeeld over zoekgebieden 6 en 7 en daarom wordt verwacht dat het een minder intens effect zal hebben. Tijdens de milieueffectbeoordeling moet de geluidsoverlast worden beoordeeld en moeten er mitigerende maatregelen worden genomen.
- Van eilanden wordt meer lawaai verwacht dan van platforms door compressie, ontluchting en koeling. Op het eiland moeten de juiste maatregelen worden genomen om de gevolgen voor het milieu te beperken.

- Platforms kunnen worden aangetast door corrosie als het metaal wordt blootgesteld. Kathodische bescherming in de vorm van galvanische anodes kan corrosie van het metaal voorkomen, maar kan een impact hebben op de mariene ecosystemen. Er moeten risicobeperkende maatregelen worden genomen, zoals het gebruik van ICCP, om verontreiniging te voorkomen.
- Er wordt meer verstoring en vervuiling verwacht van mariene activiteiten tijdens de exploitatie van het platformconcept, omdat er meer locaties zijn.
- Als koeling met zeewater wordt toegepast, moeten hydraulische modellen en milieueffectbeoordelingen worden uitgevoerd om ervoor te zorgen dat het mariene leven geen hinder ondervindt van de hoeveelheid water die wordt verplaatst en warmte die wordt afgevoerd om te koelen. Er wordt verwacht dat de afvoer van warmte geen problemen zal opleveren omdat de Noordzee van nature een relatief lage temperatuur heeft. In gebieden met hoge temperaturen kunnen soorten al aan hun temperatuurlimiet zitten en daarom kan extra warmte problemen veroorzaken. Als de afvoer van warmte problematisch blijkt te zijn, kan een combinatie van koeltechnologieën worden gebruikt (bijvoorbeeld luchtkoelers) om het waterverbruik en de afvoer van warmte te verminderen. Binnen het NSWPH-programma worden platforms ontworpen met waterkoeling en eilanden met luchtkoeling; daarom wordt verwacht dat eilanden een lagere milieu-impact hebben.
- Voor een 6 GW-concept wordt verwacht dat er ongeveer 800 ton zuurstof per uur wordt afgevoerd. Zuurstof wordt naar verwachting geventileerd op één locatie op het eiland of geventileerd op meerdere locaties als er wordt gekozen voor platforms. Het effect van zuurstofontluchting kan worden beperkt door de zuurstofafvoer te spreiden door middel van meerdere ontluchtingspunten. Zuurstof verspreidt zich zeer snel en zal naar verwachting geen ecologische gevolgen hebben.
- Verwijdering van elektrolyt: De elektrolyt die in elektrolytische apparaten wordt gebruikt, kan gevaarlijk zijn. Dit wordt voornamelijk verwacht van alkaline elektrolyzers. Vloeibare elektrolyten (KOH) kunnen verloren gaan via leidingen of ontluchting en het ontwerp moet daarom zo worden gemaakt dat KOH-verliezen zo veel mogelijk worden beperkt.

Concluderend is dat de differentiatie tussen de concepten een uitdaging is zonder verdere informatie. Er wordt verwacht dat, met de juiste mitigerende maatregelen, de verschillen in impact op lokale ecosystemen niet erg groot zijn. In de eilandconcepten zullen de verontreinigende stoffen naar verwachting meer geconcentreerd zijn en daarom hoger scores. Echter, mitigatie op één locatie kan eenvoudiger zijn. Een score hoog-medium-laag zou niet passend zijn omdat dit suggereert dat er een significant verschil is tussen hoog en laag. Daarom is gekozen voor een kwalitatieve score om de relatieve verschillen zo klein mogelijk te maken. De scores voor de concepten worden weergegeven in Tabel 6.15. Een hogere score duidt op een grotere impact.

Tabel 6.15: Evaluatie 1 Score - Ecologische impact tijdens gebruik.

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Ecologische impact tijdens gebruik	Hogere scores voor 9 grotere impact	9	8	7

6.1.5.4 Milieu weging

De weging van het milieucriterium wordt weergegeven in Tabel 6.16. Aangezien de impact van de klimaatverandering zeer groot is en overal ter wereld merkbaar is, krijgt de klimaatverandering een weging van 100 op 100.

De ecologische impact tijdens de bouw zal naar verwachting een significante impact hebben op de lokale ecosystemen en moet daarom een score van 100 op 100 krijgen. Omdat de resultaten van de quickscan nog binnen moeten komen, is ervoor gekozen om ecologie on hold te zetten, zodat resultaten in een later stadium kunnen worden toegevoegd of aangepast.

De impact van de activiteiten op ecosystemen zal naar verwachting laag zijn, aangezien de toxiciteit van de verontreinigende stoffen laag is. De meeste chemicaliën waarmee wordt gewerkt zijn overvloedig aanwezig in de natuur en bestaan voornamelijk uit pekels, water, H₂ en O₂. Bovendien zijn er mitigerende maatregelen beschikbaar die kunnen worden genomen. Daarom wordt geadviseerd om een wegingsfactor van 20 op 100 toe te passen voor de effecten tijdens de exploitatie.

Tabel 6.16: Evaluatie 1 Weging - Milieu .

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms	Weging
Uitstoot van broeikasgassen (levenscyclusanalyse)	Hogere scores voor grotere impact, waarden gebaseerd op Mton CO ₂ .	4.4	3.5	2.6	100
Ecologische gevolgen tijdens de bouw	Hogere scores voor hogere risico's en impact	Hoog	Medium	Laag	0
Invloed op het milieu tijdens gebruik	Hogere scores voor hogere risico's en impact	9	8	7	20
Genormaliseer de resultaten	Hoogste score is het beste	79	90	100	

6.1.6 Economie

Voor de initiële evaluatie tussen eiland(en), platforms en een hybride oplossing hoeven deze opties niet volledig te worden ontwikkeld. Als basis voor een economische evaluatie tussen de concepten zijn echter CapEx- en OpEx-schattingen ontwikkeld op basis van wat wordt beschouwd als de basisscenario's voor elk van de concepten.

Voor het platformgedeelte van de energiehub wordt ervan uitgegaan dat de waterstofproductie niet op dezelfde locatie plaatsvindt als de compressie en dat deze plaatsvindt binnen de individuele blokken van het windpark. Het is aan de ontwikkelaar om de waterstofproductie op platforms of lokaal windturbines te installeren, maar de kostenraming voor platformgebaseerde concepten gaat uit van waterstofturbines

HVDC-apparatuur die zich niet op het eiland bevindt, wordt geplaatst op standaard 2 GW HVDC-platforms. De compressieapparatuur kan worden gecentraliseerd (op platforms of een eiland) of gedecentraliseerd binnen de individuele windblokken. Als basisaannname voor de kostenraming wordt ervan uitgegaan dat compressie wordt gecentraliseerd op platforms.

De kostenramingen zijn ontwikkeld op basis van het werk aan het NSWPH-programma:

- De eilandkosten zijn gebaseerd op het caissoneiland dat is ontwikkeld om 4 GW HVDC-apparatuur en 6 GW waterstofproductie- en compressieapparatuur te ondersteunen. Na overleg met TenneT is aangenomen dat er 6 GW aan HVDC-apparatuur op dit eiland kan worden geïnstalleerd zonder dat het groter wordt. In werkelijkheid is het waarschijnlijk dat er aanvullende infrastructuur op een kunstmatig eiland wordt geïnstalleerd, waardoor het groter kan worden, maar dit is niet in overweging genomen. Het NSWPH-eiland is ontworpen voor een diepte van 29 m en de materiaaleisen zijn verhoogd voor de 48 m waterdiepte van zoekgebied 6 / 7. Het niveau van de zeebodem kan worden aangepast aan de diepte van het eiland. Het niveau van de zeebodem kan worden verhoogd door gebruik te maken van gebaggerd zand zonder dat er extra werkzaamheden nodig zijn, aangezien de golfslag het

zand op deze diepte niet zal aantasten. De kosten voor HVDC-apparatuur zijn niet meegenomen in het NSWPH-programma en deze zijn opgevraagd bij TenneT.

- De staalgewichten die zijn aangenomen voor de kosten van de HVDC platforms en de compressieplatforms zijn consistent met de tonnagegegevens die hiervoor zijn opgenomen in de tabellen 6.8 & 6.9. De meest recente fase van het NSWPH programma was gebaseerd op waterstofturbines. Deze kosten zullen de basis vormen voor de waterstofproductie voor de platformconcepten. Deze fase omvat ook een compressieplatform van 3,2 GW in 48 m waterdiepte, dat de basis zal vormen voor de kosten van de compressieplatforms.
- De resterende energiehub infrastructuur, inclusief de windturbines, arraykabels en waterstofleidinginfrastructuur, is afhankelijk van het ontwikkelde ontwerp binnen zoekgebied 6 / 7, inclusief de eiland- en platformlocaties. Uit de laatste fase van het NSWPH-programma zijn verschillende kosten per GW windopwekkingscapaciteit beschikbaar, die als basis voor deze kostenraming zijn gebruikt. De kosten van de onderzeese HVDC-kabels en onderzeese waterstofpijpleidingen zijn buiten beschouwing gelaten.

6.1.6.1 CapEx

De CapEx-scores hieronder zijn geschat op basis van updates van de kostenramingen van het NSWPH-programma en worden weergegeven als reële waarden in miljarden €.

De gebruikte methodologie volgt erkende best practice-methoden uit de industrie die overeenkomen met de projectdefinitie die in dit huidige stadium van de projectscreening beschikbaar is.

De primaire bron voor de kostenberekening is op dit moment de interne project- en kostendatabase die wordt bijgehouden door de individuele technische disciplines. De CapEx-kosten zijn afgeleid van een 'gebenchmarkt' met deze database.

De interne project-/kostendatabase is zeer uitgebreid. Het omvat meerdere internationale projecten waarbij de technische leiders van Mott MacDonald in de loop der tijd betrokken zijn geweest, in meerdere werkstromen. Als zodanig biedt het een aanzienlijk aantal kostengegevens waaruit overeenkomstige en representatieve kostenramingen hebben kunnen extrapoleren om deze af te stemmen op de beoogde scope.

Waar aangegeven, weerspiegelen de geschatte kosten de indicatieve planning die is ontwikkeld in termen van scope, looptijden en verwachte timing van de activiteiten die daarin zijn opgenomen.

Waar geen gedetailleerde normen beschikbaar zijn, is een top-down benadering gebruikt vanaf het niveau waarop normgegevens in de database beschikbaar zijn.

Leveranciersinformatie over prijzen was niet beschikbaar via een proces van leveranciersbetrokkenheid, maar waar relevant is wel verwezen naar relevante gegevens die zijn verkregen met betrekking tot het NSWPH-programma.

In de meeste gevallen zijn de CapEx-tarieven en -prijzen vergeleken met het NSWPH-programma en aangepast, dat de primaire bron is van de kostengegevens voor deze berekening. De methodologie die werd gebruikt voor het NSWPH-programma bestond uit het produceren van kostenramingen volgens een gedetailleerde top-down planningsaanpak die een strategie op hoog niveau opbouwde rond belangrijke progressieve mijlpalen (ondersteund door benchmark looptijden uit de interne kostendatabase). Bij deze methodologie werd rekening gehouden met overwegingen zoals de rijpheid van het ontwerp, beperkingen van de gegevens voor de raming van de inputkosten en beschikbare benchmarks en als zodanig beperkingen van de mogelijke benaderingen voor het bereiken van geloofwaardige conclusies met betrekking tot betrouwbaarheidsniveaus.

In het algemeen weerspiegelen de investeringskosten de verwachte kosten die gepaard gaan met een contractstrategie van het EPC/EPCM-type en het bijbehorende risicoprofiel. Als zodanig omvatten de 'component'-elementen die de totale geïnstalleerde 'pakketprijs' vormen, zaken als:

-

- Pakket Aannemer Project- / Bouwmanagement
- Engineering-aanbestedingsdiensten + gerelateerde onderzoekskosten
- Levering / Transport / Vracht + Verzekeringen
- Voormontage (off-site) / Opslag / Tijdelijke faciliteiten
- Inbedrijfstellingskosten
- Overig

De volgende belangrijke aannames/kwalificaties/uitsluitingen zijn van toepassing op de kostenramingen voor CapEx.

- De kostenramingen voor CapEx weerspiegelen een klasse 4/5 AACE (P50) status 'Mid-point' schatting met een indicatief tolerantie/nauwkeurighedsniveau van +/-50 %.
- Er is geen aparte voorziening voor onvoorziene uitgaven van de klant geïdentificeerd of toegevoegd aan de gerapporteerde CAPEX-ramingen. Een voorziening voor onvoorziene uitgaven/risico's van (gemiddeld) 10% tot 15% van het project is opgenomen in de 'opbouw' van de tarieven en prijzen voor de CapEx-raming en wordt weerspiegeld in de resulterende tolerantie voor de nauwkeurigheid van de kostenraming (bandbreedte).
- De schattingen worden weergegeven in euro's en zijn 'verdisconteerde' schattingen op basis van interne kostenbenchmarks.
- De CapEx / OpEx prijzen weerspiegelen een 'basisdatum' van 3Q 2023. Escalatie en/of inflatie na deze 'basisdatum' is uitgesloten.
- Er is geen rekening gehouden met belastingkwesties.
- Toevoegingen voor schaalvoordelen per eenheid / kortingen op bulkaankopen / leerervaringen tijdens de installatie worden ingebouwd in CapEx-ramingen.
- Eigenaar / Consortium Ontwikkelingskosten en andere 3rd partijdiensten zijn uitgesloten.
- Er zijn geen ontmantelingskosten of restwaarde opgenomen in de schattingen, omdat impliciet wordt aangenomen dat deze kosten tot nul worden gereduceerd (d.w.z. dat wordt aangenomen dat de ontmantelingskosten worden gecompenseerd door de restwaarde/bergingswaarde van de activa).
- Belangrijkste uitsluitingen van werkingssfeer zijn:
 - Waterstofexportleiding(en)
 - Waterstof Export aansluiting(en)
 - Opslag van waterstof
 - HVDC-systemen en -apparatuur
 - HVDC-converterstations
 - HVDC exportverbinding(en)
- HVDC-netaansluiting(en)

6.1.6.2 OpEx

De opgenomen OpEx-waarden zijn reële waarden geschat in miljoenen euro's per jaar, berekend als een percentage van de CapEx met geschikte factoren geselecteerd voor elk van de conceptsubsystemen.

De opgenomen OpEx-waarden zijn reële waarden geschat in miljoenen euro's per jaar, berekend als een percentage van de CapEx met geschikte factoren geselecteerd voor elk van de conceptsubsystemen.

OpEx-waarden zijn voornamelijk afgeleid uit de interne kostendatabase. In dit stadium van de projectscreening is het nog te vroeg om tarieven en prijzen te overwegen die een specifiek exploitatie- en onderhoudsregime weerspiegelen. In het huidige stadium van ontwikkeling is er nog geen definitieve O&M-strategie of gedefinieerde onderhoudsbesparingsfilosofie ontwikkeld, gekoppeld aan elke beoogde projectwerkstroom.

Daarom zijn de OpEx-waarden voor dit onderzoek grotendeels bepaald door extrapolatie van vergelijkbare OpEx-gegevens die per project in de kostendatabase zijn opgenomen. In de meeste gevallen weerspiegelen de OpEx-kosten voornamelijk de gemiddelde jaarlijkse kosten voor het bedienen en onderhouden van de systeemcomponenten op basis van een factor of percentage van de CapEx, 'gebenchmarkt' met andere vergelijkbare projecten.

Als zodanig wordt OpEx uitgedrukt als een ratio (percentage) van CapEx, gebaseerd op de interne benchmarks.

Tabel 6.17: Concept 1 - Energiehub op eilanden Kostenraming (analyse Mott MacDonald).

Concept 1 - Island Based Hub: Summary Breakdown			
	CAPEX € Million	OPEX (%age of CAPEX)	OPEX € Million Per Annum
Wind Farm WTG's (For 24 GW)	46,000.0	3.50%	1,610.0
Array cables	2,000.0	1.50%	30.0
Sub-Sea Flexible and / or Ridgid Flow Lines	Not Applicable	1.50%	Not Applicable
Sub-Sea Manifold's / PLEM's	Not Applicable	2.00%	Not Applicable
HVDC Systems & Equipment (supplied & installed by others)	Excluded	Excluded	Excluded
Power Infrastructure (on WTG's)	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Power Infrastructure (on Off-Shore Compression Platforms(s))	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Power Infrastructure (on Caisson Island or located on-Shore)	708.5	1.50%	10.6
Electrolysers (6GW)	4,285.8	2.50%	107.1
Electrolyser BOP (on WTG's)	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Electrolyser BOP (on Off-Shore Compression Platforms)	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Electrolyser BOP (on Caisson Island or located on-Shore)	991.5	2.50%	24.8
Fabricated Structural Steel Platform(s) on WTG's for H2/Ptg Equip	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Caisson Island - 48m water depth	5,267.7	0.50%	26.3
Off-Shore Compression Platform(s) - 48m water depth	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Off-Shore Structural Platform(s) for HVDC Equip - 48m water depth	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
TOTALS PER ISLAND € Million	11,253.5	1.50%	168.9
OVERALL TOTAL € Million	70,506.9	2.81%	1,977.8

Tabel 6.18: Kostenraming hybride hub (analyse Mott MacDonald).

	CAPEX € Million	OPEX (%age of CAPEX)	OPEX € Million Per Annum
Wind Farm WTG's (24GW)	46,000.0	3.50%	1,610.0
Array cables (18GW)	1,500.0	1.50%	22.5
Sub-Sea Flexible and / or Ridgid Flow Lines (6GW)	500.0	1.50%	7.5
Sub-Sea Manifold's / PLEM's (6GW)	100.0	2.00%	2.0
HVDC Systems & Equipment (supplied & installed by others)	Excluded	Excluded	Excluded
TOTAL PER ISLAND € Million	11,253.5	1.50%	168.9
TOTAL PER 12GW OF PLATFORMS € Million	13,652.5	1.85%	253.2
OVERALL TOTAL € Million	73,006.0	-	2,064.1

Tabel 6.19: Kostenraming Hub op platform (Concept 2a) (analyse Mott MacDonald).

Concept 2a - Centralised Compression on Platforms: Summary Breakdown			
	CAPEX € Million	OPEX (%age of CAPEX)	OPEX € Million Per Annum
Wind Farm WTG's (For 24 GW)	46,000.0	3.50%	1,610.0
Array cables	1,000.0	1.50%	15.0
Sub-Sea Flexible and / or Ridgid Flow Lines	1,000.0	1.50%	15.0
Sub-Sea Manifold's / PLEM's	200.0	2.00%	4.0
HVDC Systems & Equipment (supplied & installed by others)	Excluded	Excluded	Excluded
Power Infrastructure (on WTG's)	796.1	2.00%	15.9
Power Infrastructure (on Off-Shore Compression Platforms(s))	830.3	2.00%	16.6
Power Infrastructure (on Caisson Island or located on-Shore)	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Electrolysers (6GW)	5,092.8	2.00%	101.9
Electrolyser BOP (on WTG's)	357.6	2.75%	9.8
Electrolyser BOP (on Off-Shore Compression Platforms)	824.1	2.75%	22.7
Electrolyser BOP (on Caisson Island or located on-Shore)	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Fabricated Structural Steel Platform(s) on WTG's for H2/Ptg Equip	2,032.0	1.50%	30.5
Caisson Island - 48m water depth	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Off-Shore Compression Platform(s) - 48m water depth	459.7	1.50%	6.9
Off-Shore Structural Platform(s) for HVDC Equip - 48m water depth	3,259.9	1.50%	48.9
TOTALS PER 12GW OF PLATFORMS € Million	13,652.5	1.85%	253.2
OVERALL TOTAL € Million	75,505.0	2.85%	2,150.3

6.1.6.3 Noodzaak tot voorinvestering

Een directe vergelijking tussen de CapEx en OpEx van de concepten geeft geen volledig beeld van hun economische evaluatie. Voor de bouw van een eiland zijn aanzienlijke investeringen vooraf nodig, omdat het eiland op volle capaciteit moet worden gebouwd en de kosten en complexiteit van uitbreidingen na de bouw te hoog zijn. Om rekening te houden met deze investering, die waarschijnlijk door de overheid moet worden gedaan of gefaciliteerd, hebben de concepten een score gekregen voor de noodzaak van voorinvesteringen.

6.1.6.4 Economie Weging

Tabel 6.20: Evaluatie 1 - Economie Score en weging .

Concept	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms	Weging
Investeringen (€ miljard)	Hogere scores voor hogere kosten, waarden gebaseerd op € miljard.	70.5	73	75.5	80
OpEx	Hogere scores voor hogere kosten, waarden gebaseerd op € miljoen/a	1,977.8	2,064.1	2,150.3	80
Behoefte aan voorinvestering	Hogere scores voor hogere behoefte	Hoog	Medium	Laag	100
Genormaliseer de resultaten	Hoogste score is het beste	88	94	100	

6.1.7 Realisatie & technische haalbaarheid

6.1.7.1 Ontwikkelingstijd tot exploitatie

De ontwikkelingstijd tot de eerste export van energie en de eerste offshore waterstofproductie wordt bepaald door de gekozen concepten. Tijdens het NSWPH-programma werden schema's voor de eerste export van energie en de eerste waterstofproductie ontwikkeld voor gecombineerde onshore en offshore (platformgebaseerde) waterstofproductie en voor gecombineerde onshore en caissoneilandgebaseerde waterstofproductie. De aanpak tijdens het programma ging uit van een eerste waterstofproductie op land, die vervolgens de installatie van offshore waterstofproductie op platforms of eilanden zou vertragen.

Voor het energieknooppunt in zoekgebied 6 / 7 kan het raadzaam zijn om waterstofproductie aan land te installeren in lijn met de capaciteit van het HVDC-systeem om elektriciteit aan land te brengen en om inperking te voorkomen, maar dit moet niet worden gekoppeld aan het schema voor de ontwikkeling van waterstofproductie op zee, wat al een hele uitdaging is. Elk van de tijdschema's is voor deze studie bijgewerkt, waarbij de waterstofproductie op het land is verwijderd, zodat een goede vergelijking mogelijk is (bijlage C). De resulterende tijdschema's zijn:

- Voor een eiland:
 - Eerste energie-export en eerste waterstofproductie in 2034. Beide zijn met elkaar verbonden omdat eerst het eiland in zijn geheel moet worden aangelegd. Aangezien de installatie van HVDC-apparatuur eerder op het kritieke pad ligt dan de apparatuur voor waterstofproductie, kunnen beide tegelijkertijd worden gerealiseerd.
- Voor hybriden:
 - Eerste waterstof- en energie-export op eiland in 2034 (alleen vereist in 2035).
 - De eerste waterstof op platforms is gebaseerd op de tijdslijn van platforms uit NSWPH en dus op 2031.
 - De eerste energie-export via HVDC-platforms is 2030.
- Voor platforms
 - Eerste export van elektriciteit in 2030 op basis van de gestandaardiseerde 2 GW HVDC-platforms van TenneT.
 - Eerste waterstof in 2031.

Deze schema's zijn ontwikkeld op basis van een conceptueel ontwerp en er kan ruimte zijn voor optimalisatie, maar ook de onzekerheden die gepaard gaan met grootschalige offshore windopwekking en waterstofproductie kunnen leiden tot uitloop van het schema. Het langere tijdschema voor een energiehub op een eiland wordt bepaald door de bouw en installatie van het eiland en het feit dat het eiland in zijn geheel moet worden gebouwd voordat enige infrastructuur of apparatuur mag worden geïnstalleerd. Omdat de bouw van de eilanden in eerste instantie alleen in het zomerseizoen van de Noordzee kan plaatsvinden, wordt het totale schema langer en neemt het risico op vertragingen toe, terwijl het in de jaren daarna moeilijker wordt om de vertragingen in het schema te herstellen.

Voor het eilandconcept is de huidige planning daarom niet in lijn met optimale eerste waterstof of directe energie-export. Dit, samen met de grotere onzekerheid bij de bouw van grote eilanden in 50 m waterdiepte vergeleken met platforms en mogelijke beperkingen bij de levering van materiaal, leidde tot de minst gunstige score. Voor het hybride concept, aangezien de platforms gebruikt kunnen worden voor de initiële ontwikkeling en het eiland pas nodig is nadat de eerste 12 GW aan windopwekkingscapaciteit is geïnstalleerd, zijn de zorgen minder groot. De risico's die gepaard gaan met parallelle engineeringfasen van beide platforms en het eiland resulteren in een hogere score dan het concept met alle platforms. Het minste risico wordt geassocieerd met een oplossing die uitsluitend bestaat uit modulaire en schaalbare platforms. De concepten

werden kwantitatief gescoord omdat het verschil tussen hybriden en eilanden naar verwachting relatief groter is dan het verschil tussen hybriden en platforms. De scoreresultaten worden weergegeven in Tabel 6.21 waarbij hogere cijfers duiden op langere ontwikkelingstijden met een groter risico op uitloop.

Tabel 6.21: Evaluatie 1 Score - Ontwikkelingstijd tot operaties.

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Ontwikkelingstijd tot exploitatie	Hogere scores voor langere ontwikkelingstijd (schattingen in jaren)	8	3	2

6.1.7.2 Constructie en installatiebeperkingen

Het ontwerp van de topside en substructuur van het platform is van invloed op de constructie en installatie van de platforms. Als voorbeeld worden de voor- en nadelen gegeven in Tabel 6.22 voor drie soorten subconstructies voor platforms.

Tabel 6.22: Constructie en installatie Voor- en nadelen voor ontwerpen van platforms (ref. 20).

	Betonnen zwaartekrachtbasis		XXL Stapels		Jacket	
	Voordelen	Nadelen	Voordelen	Nadelen	Voordelen	Nadelen
Fabricage / constructie	<ul style="list-style-type: none"> • Een reeks potentiële constructeurs beschikbaar. • Geen vereisten voor geschoolde arbeidskrachten. 	<ul style="list-style-type: none"> • Speciaal gebouwde bouwfaciliteit vereist. • Droogdok nodig? 	<ul style="list-style-type: none"> • Palen met een diameter van 10 m vallen binnen de huidige ervaring en mogelijkheden van windturbine-funderingen. • Europese fabricagewerven zijn meestal de wegbereiders voor XXL-palen. Goed voor de lokale inhoud. • Goede toeleveringsketen en de verwachting is dat deze zal blijven groeien. 	<ul style="list-style-type: none"> • Momenteel zijn er erg weinig leveranciers voor palen met een diameter van 10 m of meer. 	<ul style="list-style-type: none"> • Veel ervaren fabrikanten in Europa en de rest van de wereld. 	<ul style="list-style-type: none"> • Grote afmetingen beperken de beschikbare fabricagelocaties.
Transport	<ul style="list-style-type: none"> • Deze concepten maken gebruik van grote geometrische volumes en resulteren in de productie van zelfdragende structuren, wat betekent dat sleepboten kunnen worden gebruikt om naar de offshore locatie te transporteren. 	<ul style="list-style-type: none"> • Grote en zeer zware fundering om te vervoeren. • Permanente ballast (zand of aggregaat) is vereist. • Planning en uitvoering van transport en installatie worden beperkt door de beschikbare weersomstandigheden. • Mogelijke beperkingen van de 	<ul style="list-style-type: none"> • Palen met een diameter van 10 m vallen binnen de huidige ervaring en mogelijkheden van windturbine-funderingen. • Groot aantal schepen op de markt en de vloot zal naar verwachting groeien. 	<ul style="list-style-type: none"> • De palen zijn langer en zwaarder dan de huidige windturbine-funderingsvoorbeelden. 	<ul style="list-style-type: none"> • Goed gevestigde markt en een aantal aannemers die verstand hebben van jacket-installatie en bereid zijn verantwoordelijkheid te nemen voor risico's. 	<ul style="list-style-type: none"> • Grote planafmetingen beperken de laadmogelijkheden en bemoeilijken het transport

Betonnen zwaartekrachtbasis	XXL Stapels	Jacket
	<p>diepgang aan de kade en in de sleeproute. Een grotere diepgang maakt slepen gemakkelijker.</p>	
<p>Installatie</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Er is geen zwaar hefvaartuig nodig, weinig afhankelijkheid van de beschikbaarheid van HLV en binnenschepen. ● Installatie is beperkt door lagere zeestaat dan transport ● Vereist uitgebreide voorbereiding van de zeebodem. ● Bescherming tegen wegspoeling vereist. ● Grouting nodig om mogelijke volumes tussen GBS en zeebodem op te vullen. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Groot aantal schepen met ervaring en capaciteit voor het installeren van XXL-palen. Verwacht wordt dat de vloot zal groeien. ● Conventionele installatie met hydraulische hamer. Trilinstallatie is ook mogelijk. ● Mogelijke geluidsproblemen, hoewel er mitigerende maatregelen beschikbaar zijn die voortdurend worden ontwikkeld. ● Er is waarschijnlijk een bescherming tegen wegspoeling nodig, maar deze is minder uitgebreid dan bij de oplossing met zwaartekracht. ● Installatietoleranties kunnen een probleem zijn.

Op basis van het NSWPH-programma wordt ervan uitgegaan dat de HVDC- en compressieplatforms jacket constructies zijn. Waterstofproductieplatforms worden ook verondersteld jacket platforms te zijn, maar als de waterstofturbines gekozen zijn, dan wordt deze geïnstalleerd op platforms die aan de windturbines zelf zijn bevestigd en wordt de hele constructie geïnstalleerd op monopiles. Voor zowel monopiles als jacket platforms is er uitgebreide ervaring met de installatie ervan in de Noordzee.

Voor een offshore-eiland of een offshore-platform zijn meerdere bouwlocaties (scheepswerf, prefab-productielocatie op het land, locaties op het eiland of offshore-platform) en zowel onshore- als offshore-activiteiten vereist:

- Eilanden:
 - Bouw van eilandcomponenten onshore
 - Transport van eilandcomponenten en grondstoffen offshore
 - Bouw van het eiland voor de kust
 - Bouw van de apparatuur aan land
 - Installatie van de apparatuur op het eiland voor de kust
- Platforms
 - Bouw van de substructuur aan land
 - Bouw van de topsides aan land
 - Bouw en installatie van de apparatuur op de topsides aan land
 - Transport en installatie van onderbouw offshore
 - Transport en montage van topsides op de substructuur offshore
 - Minimale koppeling van apparatuur offshore
- Hybriden:
 - Combinatie van zowel eiland- als platformlocaties en -activiteiten

Het offshore karakter van de concepten maakt de bouw en installatie ervan complexer. De apparatuur voor het eiland zou gemodulariseerd moeten worden om de bouwactiviteiten op het eiland tot een minimum te beperken en alleen koppelingen tussen modules te bevorderen, waarbij de afmetingen van de modules gemaximaliseerd zouden worden (nominaal 500 ton uit het NSWPH-programma) om het aantal overbrengingen van land naar het eiland te beperken. Hoewel het ontwerp van de installatie op het eiland gemodulariseerd zou zijn, zou er nog steeds een groter aantal transportactiviteiten en een langere duur van offshore-werkzaamheden nodig zijn voor het eiland in vergelijking met platforms die grotendeels aan land kunnen worden gebouwd en geïnstalleerd, en met complete topsides die in een veel kortere periode op de substructuur kunnen worden gemonteerd.

Weerspatronen moeten in acht worden genomen om transport en werkzaamheden buitengaats tijdens extreme weersomstandigheden te vermijden. Dit is alleen mogelijk tijdens het zomerseizoen van april tot september wanneer de zeecondities dit toelaten. Dit is beperkter voor de bouw van een eiland, dat meer offshore-activiteiten heeft in vergelijking met platforms, hoewel er minder onderbreking van het weer is nadat de bevoorradingshaven van het eiland is voltooid.

Het aantal arraykabels dat moet worden aangesloten op het kunstmatige eiland zal naar verwachting meer dan 130 bedragen, uitgaande van het gebruik van 66 kV-kabels. De noodzakelijke kabelgeleiding rond het caissoneiland moet worden ontwikkeld om de installatie van dit aantal kabelcircuits op één locatie te beheren. In combinatie met de HVDC-kabels en waterstofpijpleidingen kan het een uitdaging zijn om deze hoeveelheid infrastructuur op één locatie aan te brengen. Het leggen van de kabels op het eiland en het installeren van voldoende schakelapparatuur voor het aansluiten van de kabels zou ook een probleem kunnen vormen en

er zou rekening moeten worden gehouden met de-ratingfactoren voor kabels die dicht bij elkaar liggen. Om dit te beperken werd in het NSWPH-programma het gebruik van offshore satellietcollectorstations overwogen. Deze zouden worden gebruikt voor het opvoeren van de wisselspanning van 66 kV naar 275 kV, waardoor de hoeveelheid kabels zou worden teruggebracht tot ongeveer 20-30 275 kV wisselstroom onderzeese kabels. Voor de apparatuur van de waterstofproductie-installatie zou op het eiland echter een omzetting naar een spanning van 66 kV nodig zijn. Hoewel deze aanpak de installatie van kabels rond het caissoneiland zou vereenvoudigen, zou er een andere spanning in het systeem worden geïntroduceerd en zouden er offshore wisselstroomonderstationplatforms nodig zijn. De aanpak moet worden gekozen op basis van een technisch-economische analyse van de voorgestelde concepten.

Voor een oplossing die gebruik maakt van platforms in plaats van eilanden, wordt verwacht dat de aansluiting van 66 kV arraykabels niet zo complex zal zijn omdat er aanzienlijk minder kabels naar elke locatie zullen moeten worden geleid. Aangezien er verschillende nieuwe contracten zijn getekend voor de bouw van offshore windmolenparken in de Noordzee die gebruik maken van HVDC-verbindingen voor de export van elektriciteit naar het vasteland, kunnen de ervaringen en lessen uit deze projecten worden gebruikt om het leggen van kabels te optimaliseren.

De vereisten voor compensatie van reactief vermogen hangen ook samen met de lengte van arraykabels. Het reactieve vermogen dat door kabels wordt gegenereerd is evenredig met de kabellengte. De totale lengte van de arraykabels zal langer zijn voor een eiland vergeleken met het platformconcept. Daarom zal er naar verwachting extra of grotere apparatuur voor compensatie van reactief vermogen op het eiland geïnstalleerd moeten worden.

Het offshore karakter van de concepten maakt de bouw en installatie ervan complexer. Terwijl platforms al vaker geïnstalleerd zijn in de Noordzee, is een kunstmatig eiland in 50 m waterdiepte nog nooit eerder gedaan. In combinatie met het grotere aantal offshore-activiteiten en de duur van de offshore-activiteiten om een eiland te bouwen, betekent dit dat de bouw van een offshore-eiland veel complexer is dan de bouw van een platform (Tabel 6.23). Eilanden krijgen daarom een hoge score om aan te geven dat de bouw en installatie zeer complex zijn. Hybride concepten krijgen een gemiddelde score om de gemiddelde complexiteit aan te geven, vanwege de kleinere omvang van het eiland. Platforms krijgen een lage complexiteit omdat ze veel eenvoudiger te bouwen en te installeren zijn, met een bewezen haalbaarheid in de Noordzee.

Tabel 6.23: Evaluatie 1 Score - Constructie- en installatiebeperkingen .

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Constructieve en installatiebeperkingen	Hogere scores voor hogere complexiteit	Hoog	Medium	Laag

6.1.7.3 Complexiteit van de toeleveringsketen

De complexiteit van de toeleveringsketen houdt rekening met zowel bouwmaterialen als technologie/apparatuur.

De bouw van het caissoneiland vereist de coördinatie van verschillende aanvoerstromen die worden bemoeilijkt door overwegingen met betrekking tot het weer en seizoensgebonden beperkingen. Er is een gat in de planning tussen het aanvankelijke baggeren van zand en het plaatsen van de onderste funderingsheuvel en het opvullen achter de revetment en het caissoneiland. Het plaatsen van het steengruis is beter bestand tegen weersomstandigheden dan het later aanbrengen van de wapening op de bovenste hellingen van de funderingsheuvel. Het plaatsen van het caisson vereist een kalme zee. Als het caisson eenmaal op zijn plaats ligt, zijn de weersbeperkingen voor latere werkzaamheden minder zwaar.

Er zijn aanzienlijke beperkingen voor de aanvoer van gesteentematerialen, met name voor de geselecteerde steensoorten die nodig zijn voor de bovenste bekleding. De totale vraag naar het eiland is een aanzienlijk deel van de Noord-Europese jaarlijkse productie. Deze vraag en andere bekende potentiële vraag naar steenproducten voor kust- en maritieme werken zal de markt waarschijnlijk verstoren. Het is mogelijk dat er nieuwe steengroeven moeten worden geopend om de markt in het algemeen of een bepaald project te bevoorraden, of dat bestaande groeven aanzienlijk moeten worden uitgebreid, met de bijbehorende aanlooptijden voor milieuvergunningen. Voor de levering van afgravingen en golfbrekers aan een offshoreproject zijn een aantal specifieke eigenschappen van de groeve vereist: een geschikte geologie; de nabijheid van een haven of locatie voor een laadkade; beheersbare ecologische beperkingen. Er wordt verwacht dat er een beperkt aantal locaties zal zijn voor steengroeven die aan deze criteria voldoen.

Voor de bouw van caissons is een speciale werf nodig met de mogelijkheid om caissons te water te laten. Voor de caissondiepte die nodig is om de caissonoplossing effectief te laten zijn, zijn er geen bestaande faciliteiten voor de bouw ervan en zouden voorbereidende werkzaamheden in de buurt van een diepzeehaven nodig zijn.

Wat platforms betreft, wordt de hoeveelheid apparatuur die op de topsides kan worden geïnstalleerd sterk bepaald door de transport- en installatiebeperkingen, die de grootte en het gewicht van het platform en de substructuur zullen beperken. Het NSWPH-programma identificeerde verschillende binnenvaartschepen die 26.000 ton aan topsides kunnen vervoeren, voor een platform van 110 m x 70 m x 40 m (geschikt voor 500 MW gecombineerde elektrolyse en compressie). Dit formaat platform kan in plaats daarvan 2 GW HVDC-apparatuur of ongeveer 3 GW waterstofcompressieapparatuur ondersteunen. Naast de binnenvaartschepen moeten er ook werven beschikbaar zijn om de platforms op te bouwen. Het NSWPH heeft 3-4 werven geïdentificeerd die geschikt zijn voor dit formaat platform. Grotere platforms zijn mogelijk, maar de beschikbare werven voor de bouw en binnenvaartschepen voor het transport zouden zeer beperkt zijn. Er waren geen duidelijke beperkingen voor de leveranciers van de verschillende typen substructuren, GBF, monopiles of jackets, en over het algemeen worden platforms gemakkelijker te bouwen geacht dan eilanden.

De overwegingen met betrekking tot apparatuur verschillen afhankelijk van de vraag of ze op een eiland of een platform worden geïnstalleerd en of de oplossing voor een gecentraliseerd of gedecentraliseerd concept is. Elektrolyse cellen en compressoren worden gezien als de apparatuur met het hoogste risico voor de toeleveringsketen. Overwegingen voor elektrolyzers zijn onder andere:

- Platforms hebben meer beperkingen wat betreft ruimte en gewicht, daarom wordt de voorkeur gegeven aan technologieën die het gewicht en de voetafdruk verminderen. Omdat PEM elektrolyzers aanzienlijk kleiner en lichter zijn dan alkaline elektrolyzers, genieten ze de voorkeur voor platforms om de hoeveelheid elektrolyse die geïnstalleerd kan worden te maximaliseren, hoewel er potentieel is om over te stappen op alkaline voor toekomstige platforms. Dit beperkt de toeleveringsketen tot een specifiek type elektrolyserverkoper, althans in het begin. Bovendien zou elektrolyse onder druk de voorkeur genieten om de compressievereisten te beperken. Aangezien de meeste PEM-leveranciers elektrolyse onder druk aanbieden, wordt dit niet gezien als een extra beperking, maar alle downstreamapparatuur zou een hogere druk moeten hebben om het gas onder druk van de elektrolyser te kunnen verwerken.
- Eilanden zijn niet zo beperkt wat betreft voetafdruk of gewicht en daarom kan ofwel alkaline, PEM of een combinatie van beide worden gebruikt, met het voordeel dat meerdere leveranciers kunnen worden gebruikt en dat knelpunten in de toeleveringsketen van elektrolyzers worden verminderd dankzij de flexibiliteit in de technologie. Een eiland kan ook

profiteren van schaalvoordelen, omdat er grotere eenheden worden gebruikt dan op een platform.

- Afhankelijk van de logistiek en de beperkingen van de modulegrootte zou gecentraliseerde elektrolyse waarschijnlijk minder, grotere elektrolyzers bevatten in vergelijking met een gedecentraliseerde oplossing die waarschijnlijk een in containers verpakte oplossing zou gebruiken (bv. waterstofproductie bij afzonderlijke windturbines). Er is minder behoefte om een containeroplossing te kiezen voor waterstofproductie op platforms in vergelijking met waterstof-turbines. Gecontaineriseerde pakketten kunnen de complexiteit van de toeleveringsketen voor procesapparatuur verminderen, aangezien sommige onderdelen van de Balance of Plant (BOP), zoals demineralisatie, zuurstofverwijdering, ontwatering en luchtkoelers, in de pakketoplossing kunnen worden opgenomen, waardoor er minder behoefte is om met meerdere leveranciers in zee te gaan, hoewel tegelijkertijd een groot aantal kleine eenheden knelpunten in de toeleveringsketen kan veroorzaken. Leveranciers van elektrolyzers zijn momenteel hun productiefaciliteiten aan het opschalen, maar het is nog onduidelijk in welke richting ze zullen uitbreiden (gecontaineriseerd vs. uitgebreid) en waar dus het knelpunt kan liggen. Hoe flexibeler het concept, hoe lager het risico van de toeleveringsketen van elektrolyzers.
- Bij gecentraliseerde elektrolyse op een platform moeten alle elektrolyzers op het platform geïnstalleerd zijn voordat de het kan worden uitgerold, terwijl installatie op afzonderlijke windturbines of op het eiland een gefaseerde uitrol van elektrolyse mogelijk maakt. De gefaseerde uitrol is gunstiger omdat het de vraag op een reeds gespannen toeleveringsketen vermindert.
- Voor de rectificers kunnen twee mogelijke technologieën worden gebruikt: op thyristoren en op IGBT's gebaseerde rectificers. De belangrijkste voordelen van rectificers op basis van IGBT in vergelijking met rectificers op basis van thyristoren zijn:
 - Ze vereisen doorgaans geen harmonische of reactieve vermogenscompensatie,
 - Ze zijn beter geschikt voor "windvolging" en werken bij gedeeltelijke belasting, met behoud van een bijna uniforme arbeidsfactor,
 - Ze zijn meer geschikt voor gebruik met in containers verpakte oplossingen,
- Gelijkrichters op basis van thyristoren zijn echter de goedkopere oplossing. Zowel thyristor- als IGBT-gebaseerde gelijkrichters kunnen worden gebruikt op de waterstofproductieplatforms en -eilanden. De thyristorgebaseerde gelijkrichters zijn in dit geval aanvaardbaar omdat er meer ruimte is voor de installatie van apparatuur voor harmonische en reactieve vermogenscompensatie. Aangezien op thyristoren gebaseerde gelijkrichters momenteel in grotere eenheden worden geproduceerd (20 MW) in vergelijking met de op IGBT gebaseerde gelijkrichters (beperkt tot 10 MW), zal het gebruik van op thyristoren gebaseerde technologie het mogelijk maken om grote waterstofproductie-eenheden te installeren.

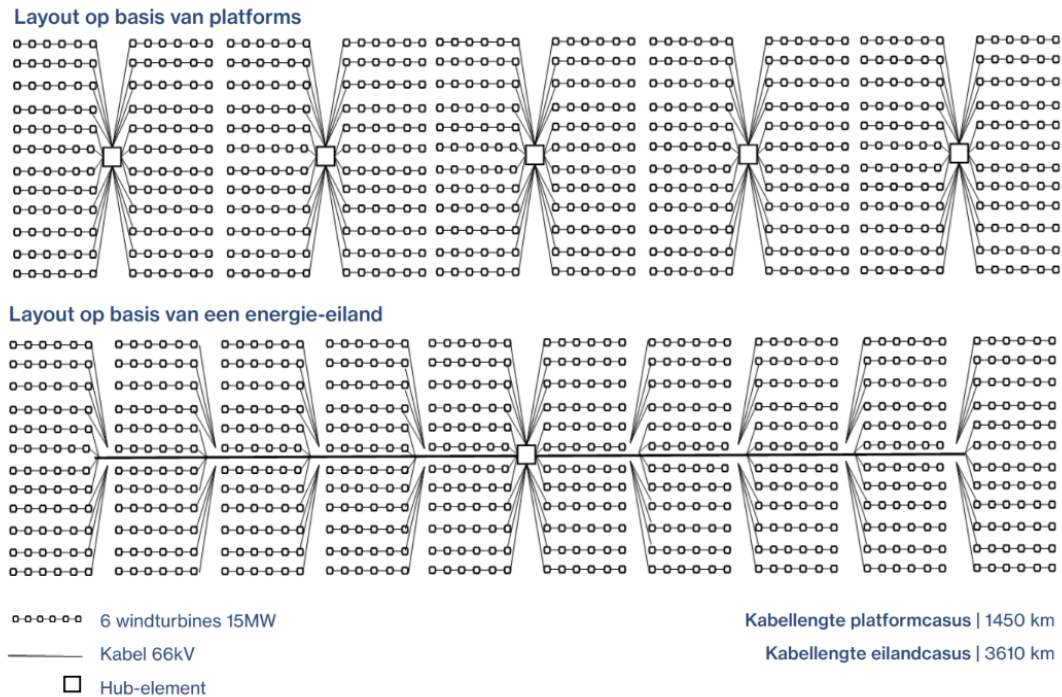
Overwegingen voor compressie zijn onder andere:

- Zuigercompressoren worden momenteel gezien als de industriestandaard voor waterstofcompressie. Nu er veel concurrerende projecten online komen, kan de toeleveringsketen voor compressie beperkt worden. Dit kan een uitdaging zijn voor gecentraliseerde compressie op platforms, waarbij alle compressoren op het platform moeten worden geïnstalleerd voordat ze op zee worden geïnstalleerd. Gedecentraliseerde compressie op een platform, compressie in combinatie met waterstof op een platform of installatie op een eiland kan gefaseerd worden uitgevoerd en de vraag naar de toeleveringsketen verminderen.

Alle drie de concepten hebben een gemeenschappelijk blok van 2 GW. Daarom oefenen ze dezelfde druk uit op de toeleveringsketens. In het geval van eilanden zou de lengte van 66

kV wisselstroomkabels aanzienlijk hoger zijn dan voor de vergelijkbare 2 GW-platforms, en er moet rekening worden gehouden met de beschikbaarheid van zowel materiaallevering als competente installatieaannemers. Er wordt echter verwacht dat dit slechts zal leiden tot een kleine toename van de druk op de toeleveringsketen, aangezien dit type kabel overal verkrijgbaar is en er nu een hoge mate van vertrouwen is met betrekking tot de installatie ervan. Ongeacht dit punt zal voor elke oplossing een grote hoeveelheid kabel nodig zijn, waarbij aandacht moet worden besteed aan geavanceerde planning en gefaseerde installatie.

Figuur 6.17: Array kabel layout voor een 10 GW concept (ref. 6).



Een hoge, gemiddelde en lage score werd niet voldoende geacht om de concepten te onderscheiden en daarom is een schaal van 0-10 gebruikt, waarbij een hoge waarde van 10 staat voor een hoge complexiteit. Van de besproken uitdagingen voor de toeleveringsketen wordt de complexiteit die samenhangt met de levering van materiaal voor het eiland gezien als overschaduwend voor de complexiteit die samenhangt met de levering van materiaal. Een significante vraag van de aanvoer van steen naar Europa zou nodig zijn voor een waterdiepte van 50 m, en daarom zou er een nieuwe steengroeve moeten worden geopend, wat een uitdaging zou zijn omdat niemand een nieuwe steengroeve wil openen. Om deze reden hebben de eilanden een complexiteitscijfer van 10 gekregen (Tabel 6.24). Het hybride concept bevat nog steeds een eiland en heeft om die reden nog steeds een vrij hoge complexiteit, maar omdat het eiland kleiner is en de hoeveelheid materialen om het eiland te bouwen kleiner is, is de score verlaagd naar 7. Platforms krijgen een waarde voor de complexiteit van de toeleveringsketen van 3 omdat, hoewel de complexiteit laag is, er nog steeds overwegingen moeten worden gemaakt met betrekking tot beschikbare werven en binnenvaartschepen en omdat ze meer beperkingen hebben wat betreft de keuze van de uitrustingstechnologie en het uitrolschema. Een hogere score wijst op een grotere complexiteit.

Tabel 6.24: Evaluatie 1 Score - Complexiteit van de toeleveringsketen.

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Complexiteit van de toeleveringsketen	Hogere scores voor hogere complexiteit	10	7	3

6.1.7.4 Vergunningen

Het vergunningsproces voor platforms wordt verondersteld relatief eenvoudig te zijn, aangezien er al meerdere platforms in de Noordzee zijn gebouwd. De nieuwigheid van de bouw van eilanden in de Noordzee en de mogelijk grotere gevolgen voor het milieu zullen de vergunningverlening uitdagender maken.

De relatieve scores zijn opgenomen in Tabel 6.25 waarbij een hoge score staat voor een grotere complexiteit.

Tabel 6.25: Evaluatie 1 Score - Vergunning .

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Vergunning	Hogere scores voor hogere complexiteit	Hoog	Hoog	Medium

6.1.7.5 Technologische gereedheid

Over het algemeen zijn offshore platforms en caissoneilanden hoogontwikkelde technologieën.

Platforms zijn een bekende technologie in de Noordzee, met jackets als meest voorkomende substructuur. Monopiles zijn ook gebruikelijk in de Noordzee, maar dit is meer voor windturbines en voor andere toepassingen zou nieuw zijn, hoewel ervaring kan worden overgedragen. GBS-substructuren zijn ook een gevestigde technologie met ervaring in de Noordzee, maar een eiland in 50 m waterdiepte is nog niet eerder gedaan. Op basis hiervan hebben platforms in het algemeen een hoger technologisch niveau dan eilanden in de Noordzee.

De overwegingen voor apparatuur verschillen afhankelijk van de vraag of ze op een eiland of een platform worden geïnstalleerd en of de oplossing voor een gecentraliseerd of gedecentraliseerd concept is. Voor de volgende procesinstallatieapparatuur wordt de technologische gereedheid overwogen:

- **Elektrolyzers:** Daarom wordt de voorkeur gegeven aan technologieën die het gewicht en de voetafdruk verminderen. Aangezien PEM-elektrolyzers aanzienlijk kleiner en lichter zijn dan alkaline elektrolyzers, genieten ze de voorkeur voor platforms om de hoeveelheid elektrolyse die kan worden geïnstalleerd te maximaliseren, tenminste voor de eerste platforms. Eilanden zijn minder ruimtelijk beperkt en daarom kunnen ofwel alkaline of PEM of een combinatie worden geïnstalleerd. In het algemeen zijn elektrolyzers een opkomende, innovatieve technologie die nog niet op schaal wordt geproduceerd of gebruikt. Overwegingen met betrekking tot de technologische gereedheid zijn onder andere:
 - Alkalische elektrolyserinstallaties zijn al in bedrijf sinds 1927, terwijl PEM-elektrolyserinstallaties pas sinds 1987 in bedrijf zijn, wat duidelijk aangeeft dat alkalische elektrolyzers de meer ontwikkelde technologie zijn. Geen van beide technologieën is echter offshore of op schaal met windenergie toegepast.
 - De grootste elektrolyse-installatie heeft momenteel 150 MW alkaline elektrolyse geïnstalleerd, gevoed door zonne-energie. Ter vergelijking: de grootste PEM elektrolyse-installatie die in bedrijf is, is 20 MW en wordt ook gevoed door zonne-energie. Installaties voor alkalische elektrolyse zijn momenteel dus veel groter dan alle operationele PEM elektrolyse-installaties.
 - Grotere stacks leveren schaalvoordelen op, waardoor de CapEx en de benodigde ruimte afnemen. Dit is relevant voor een eilandontwerp of gecentraliseerde waterstofproductie. Hoewel alkaline-elektrolyzers rijper zijn, gaat het NWSPH-programma ervan uit dat er binnen de projecttijdlijnen (begin 2030) stapels van maximaal 10 MW beschikbaar zijn voor zowel alkaline- als PEM-elektrolyzers. Alkalische stapels van 10 MW zijn al ruimschoots beschikbaar, maar de huidige maximale stapelgrootte van PEM-elektrolyzers

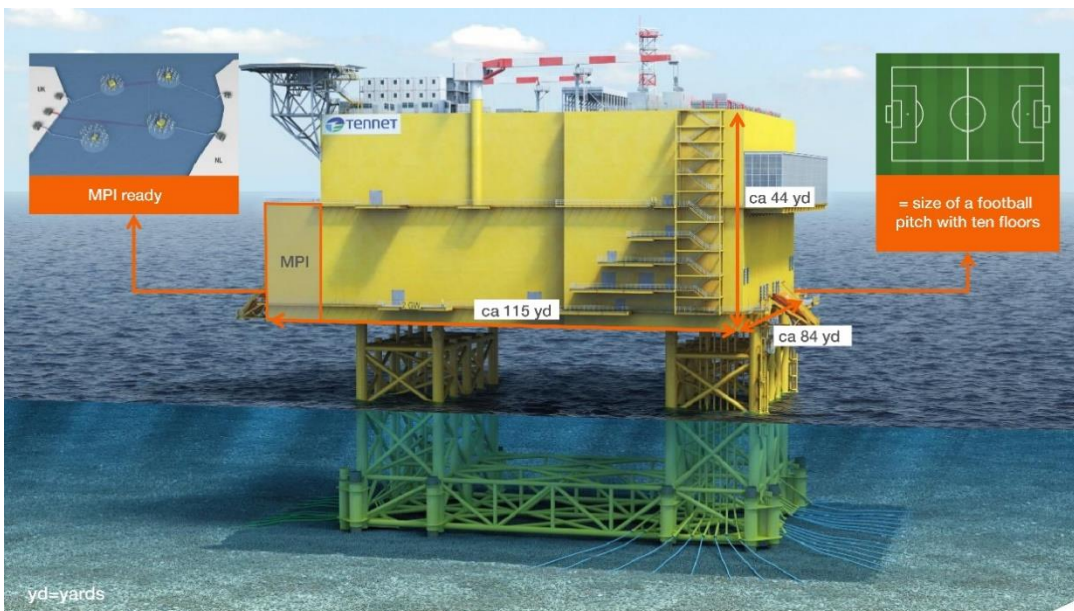
is 2,5 MW, dus een PEM-stapel van 10 MW kan ambitieus zijn, afhankelijk van de marktichting voor technologische ontwikkelingen. Alkalische elektrolyzers worden vanuit dit oogpunt gezien als voldoende ontwikkeld.

- In containers verpakte PEM-pakketten voor waterstofproductie zullen waarschijnlijk eerder worden geïnstalleerd bij de individuele windturbines. PEM-containerpakketten tot 5 MW zijn gemakkelijk verkrijgbaar op de markt en worden daarom ook gezien als voldoende ontwikkeld.
- Kleinschalige PEM elektrolyse is wellicht geschikter voor windprofielen dan kleinschalige alkaline elektrolyse, vanwege de aanloopnelheden en vereisten voor minimale belasting. Deze verschillen kunnen op grote schaal worden verkleind door de besturingsfilosofie.
- BoP: Offshore ontzilting is een vrij nieuwe technologie en wordt nog niet zo vaak toegepast als onshore ontzilting. Zeewater Omgekeerde Osmose (SWRO) wordt momenteel offshore toegepast, maar Multi-Effect Distillatie (MED) nog niet. MED heeft het voordeel dat de restwarmte van de elektrolyzers gebruikt kan worden, met name op een eiland, voor het verwarmen van accommodatie. Naar verwachting zullen 500 MW-platforms worden uitgerust met SWRO. De beslissing welke specifieke technologie moet worden gebruikt is de verantwoordelijkheid van de ontwikkelaar en is in dit stadium geen onderscheidende factor voor de technologiegereedheidsclassificatie voor eilanden vs. platforms vs. hybriden, maar het moet duidelijk zijn dat de beslissing tussen eilanden vs. platforms vs. hybriden van invloed kan zijn op de keuze van de ontziltingstechnologie.
- Compressoren: Er zijn verschillende mechanische en niet-mechanische compressietechnologieën beschikbaar, waaronder zuiger-, membraan-, ionische vloeistof-, cryogene, adsorptie- en elektrochemische compressie.
 - Niet-mechanische compressiemethoden hebben een laag niveau van technische gereedheid (onderzoeks- tot prototypefase) en zouden niet geschikt zijn voor grootschalige offshore waterstofcompressie.
 - Ionische compressie heeft voordelen voor offshore compressie vanwege de lage trillingen en het minimale onderhoud, maar deze technologie is nog in ontwikkeling en wordt momenteel gebruikt voor hoge drukken en lagere verwerkingscapaciteit en zou niet geschikt zijn voor grootschalige waterstofcompressie.
 - Offshore compressie wordt over het algemeen uitgevoerd met centrifugaalcompressoren vanwege onder andere de verminderde trillingsproblemen, maar voor waterstoftoepassingen zijn zuigercompressoren over het algemeen geschikter. Zuigercompressoren vertonen trillingen tijdens het gebruik, die verergerd kunnen worden door het aantal eenheden op een platform voor gecentraliseerde compressie (zie paragraaf 6.3.1).
- Geoptimaliseerde offshore 2 GW 525 kV HVDC VSC-transmissie: TenneT heeft een standaard platformontwerp ontwikkeld voor een 525 kV 2 GW HVDC punt-tot-punt verbinding van offshore naar offshore, waarbij gebruik wordt gemaakt van VSC-technologie (voltage source converter). Er zijn contracten gegund aan verschillende consortia voor de levering en installatie van 14 van dergelijke oplossingen, met plaatsing in Nederlandse en Duitse wateren. De eerste projecten zullen naar verwachting in 2029 van elektriciteit worden voorzien en alle 14 projecten zullen in 2031 operationeel zijn (ref. 44). Hoewel de HVDC VSC-technologie voor 525 kV als beproefd wordt beschouwd, werken de projecten die momenteel operationeel zijn over het algemeen niet op 2 GW, voornamelijk vanwege de beperkingen van de huidige kabeltechnologie. Als onderdeel van het 2 GW-programma heeft TenneT een ontwerp gemaakt voor een kabelsysteem van 2 GW met XLPE-isolatie en een metalen retour. Hoewel verschillende fabrikanten 525 kV XLPE-kabels hebben geprequalificeerd, zijn er op dit moment nog geen kabels in gebruik genomen. Gezien de verwachte tijdschema's voor het 2 GW-programma van TenneT wordt echter verwacht dat het kabelsysteem en het gebruik van 525 kV VSC bij een capaciteit van 2 GW in gebruik

zullen zijn genomen voordat aan de eisen van dit project wordt voldaan. Aangezien dezelfde technologie naar verwachting zal worden gebruikt voor beide platforms of eilanden, wordt de HVDC- en kabeltechnologie zelf niet beschouwd als een belangrijke onderscheidende factor. Aan de andere kant heeft TenneT aanzienlijke inspanningen geleverd om een verpakt, sterk geïntegreerd en compact 2 GW 525 kV HVDC-pakket op een platform te krijgen. Als zodanig is het ontwerp van het HVDC-systeem geavanceerder voor een platformoplossing dan voor een eilandoplossing, die nog niet is ontwikkeld.

De eerste versies van de platforms zullen niet worden geleverd met HVDC stroomonderbrekers, die naar verwachting in de toekomst zullen worden ontwikkeld en gebruikt. HVDC stroomonderbrekers zouden het mogelijk maken om het platform te gebruiken als "multifunctionele interconnectoren" (MPI's) of om meerdere HVDC systemen met elkaar te integreren (bijvoorbeeld verbinding van drie platforms in plaats van punt-tot-punt verbindingen). Er is ruimte toegewezen op het HVDC-platform voor de vereiste apparatuur om te kunnen werken als een multifunctionele interconnector (MPI), zoals aangegeven in Figuur 6.18 hieronder. Begrepen is dat de eerste versies van "MPI-ready" HVDC-platforms naar verwachting voor hybride verbindingen zullen zijn, vergelijkbaar met de versie die is voorgesteld voor het LionLink-project. Dit is een gezamenlijk project van National Grid en TenneT dat is ontworpen als een interconnector tussen de Nederlandse en Britse transmissiesystemen, maar dat ook de aansluiting van een Nederlands offshore windmolenpark mogelijk maakt². Toekomstige generaties MPI HVDC-platforms zullen naar verwachting worden uitgerust met HVDC stroomonderbrekers, waarvoor een gedeeltelijk nieuw ontwerp nodig zal zijn. HVDC stroomonderbrekers zijn echter nog in ontwikkeling en ENTSOE classificeert ze als technology readiness level (TRL) 6 voor hoogspanningsapparatuur en TRL3 voor extra hoogspanningsapparatuur (ref. 56). Het zal waarschijnlijk nog enkele jaren duren voordat deze volledig ontwikkeld zijn.

Figuur 6.18: Standaard 2GW HVDC-platform (ref. 44).



Een alternatieve oplossing die kan worden gebruikt om HVDC-verbindingen met meerdere uiteinden te ontwikkelen, is de bouw van een HVDC-schakelstation zoals dat in het VK wordt gebruikt voor de HVDC-verbinding Caithness-Moray-Shetland (ref. 55). Het landbeslag dat voor een dergelijke oplossing nodig is, zou het echter waarschijnlijk onhaalbaar maken in een offshore-

² <https://www.nationalgrid.com/national-grid-ventures/future-developments/lionlink>

omgeving, hoewel het waarschijnlijk gemakkelijker haalbaar zou zijn op een eiland in vergelijking met een platform.

Over het algemeen wordt een platformoplossing als een hoger technologisch ontwikkeld niveau beschouwd dan eilanden, omdat er veel platforms in de Noordzee zijn en er nog veel meer in bestelling zijn via het 2 GW-programma van TenneT. Ook omdat eilanden in 50 m waterdiepte nog niet eerder is gebouwd.

De keuze tussen eilanden vs. platforms vs. hybriden zal van invloed zijn op de keuze van de apparatuurtechnologie, waarbij de technologieën voor eilanden naar verwachting beter ontwikkeld zullen zijn dan die voor platforms, met uitzondering van de nu beschikbare PEM elektrolyserpakketten. Hoe dan ook, offshore elektrolyse op grote schaal gevoed door windenergie is nog nooit gedaan en er zullen veel complexiteiten en uitdagingen verbonden zijn aan elk van de opties. Daarom krijgen platforms een hoge classificatie voor technologische gereedheid en eilanden en hybriden een gemiddelde classificatie voor technologische gereedheid (Tabel 6.26).

Tabel 6.26: Evaluatie 1 Score - Technology Readiness .

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Technologie gereed	Hogere scores voor hogere TRL	Medium	Medium	Hoog
Concept	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Technologie gereedheid	Hogere scores voor hogere TRL	Medium	Medium	Hoog

6.1.7.6 Waterdiepte

Het 50 m diepe water op de eilandlocaties beperkt de beschikbaarheid van jack up barges die bruikbaar zouden kunnen zijn voor het werken aan de bepantsering van de bovenste helling van de funderingsheuvel. Het diepe water maakt het echter mogelijk om de zandbedlaag gemakkelijk te plaatsen vanaf het baggerschip en het steen vanaf bodemstortschepen. Zodra de caissons zijn geplaatst, worden de werkzaamheden vanaf de caissons en binnen het eiland niet beïnvloed door de waterdiepte. De bescherming van de toevoerhaven op het eiland is breed, maar niet gecompliceerder dan de perimeterbundel. De constructie is uitvoerbaar en de potentiële risico's kunnen financieel worden gedekt.

De conceptontwerpen van de NSWPH-platforms zijn gebaseerd op een waterdiepte van 35 m, maar er werd geconcludeerd dat een waterdiepte tot 45 m haalbaar is voor de drie geïdentificeerde typen onderconstructies: GBF, XXL-palen en jackets. De XXL-palen worden overal ter wereld en in steeds grotere waterdieptes geïnstalleerd, maar werden het meest gevoelig geacht voor diepe wateren en werden beperkt tot een diepte van 45 m. De GBF- en jacket-conceptontwerpen werden geschikt geacht voor waterdieptes tot 50 m zonder significante wijzigingen, waarbij moet worden opgemerkt dat er extra investeringen en extra staal nodig zijn (wat het gewicht van de bovenzijde zou kunnen beperken). Jackets worden over de hele wereld geïnstalleerd in verschillende waterdieptes, hoewel ze niet kosteneffectief zijn bij ondieptes van minder dan 20 meter. Omdat de platforms in vergelijking met eilanden relatief goed aangepast kunnen worden aan waterdieptes, krijgen ze een "lage" complexiteit (Tabel 6.27). Eilanden zijn moeilijker in diepe wateren en worden daarom gescoord met een "hoge" complexiteit. Hybriden die een combinatie zijn van zowel eilanden als platforms krijgen een "gemiddelde" complexiteit.

Tabel 6.27: Evaluatie 1 Score - Waterdiepte .

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Waterdiepte	Hogere scores voor hogere complexiteit	Hoog	Medium	Laag

6.1.7.7 Systeemintegratie

Het systeemintegratiecriterium is opgenomen om de complexiteit van elk energiehub concept te beoordelen in relatie tot het aantal partijen dat betrokken is bij de ontwikkeling ervan en het aantal vereiste interfaces tussen hen.

De energiehub in de zoekgebieden 6 en 7 zal worden gefaciliteerd door een combinatie van de Nederlandse overheid (EZK en IenW), Gasunie als potentiële HNO en TenneT als TSO en individuele ontwikkelaars. EZK en IenW zullen de kaders stellen waarbinnen de HNO en TSO de individuele ontwikkelaars zullen begeleiden.

De energiehub zal moeten aansluiten op de bredere ontwikkeling van de Nederlandse sector met potentiële koppelingen naar andere energiehub's en internationaal en waterstof zal naar het vasteland worden geëxporteerd via conversie van de bestaande onderzeese aardgaspijpleidingen of via nieuwe speciale waterstofpijpleidingen. Elk 2 GW HVDC-systeem, of het nu geïnstalleerd is op een gestandaardiseerd platform of op een eiland, zal via een 2 GW HVDC onderzeese kabel verbonden worden met het elektriciteitsnet op het vasteland. Afhankelijk van de complexiteit van toekomstige offshore-netwerken moet er mogelijk extra infrastructuur worden aangelegd om interconnecties tussen landen mogelijk te maken.

Aangenomen wordt dat de zoekgebieden 6 en 7 worden opgedeeld in blokken van ongeveer 2GW capaciteit waarvoor licenties worden afgegeven aan individuele ontwikkelaars. Waterstofproductie zal ofwel apart van compressie binnen de blokken worden geïnstalleerd of op een groot kunstmatig eiland, maar in beide gevallen is de betreffende ontwikkelaar van het windblok verantwoordelijk.

Het ontwerp van het waterstofcompressiesysteem zal worden ontwikkeld door Gasunie en zal worden geïnstalleerd op een groot eiland of op platforms, waarvoor de verantwoordelijkheid zal worden toegewezen aan een afzonderlijke ontwikkelaar.

Als een groot kunstmatig eiland of grote kunstmatige eilanden worden geselecteerd voor het geheel of een deel van gebieden 6 en 7, dan wordt aangenomen dat daar ook bijkomende ondersteunende infrastructuur zal worden geïnstalleerd, waardoor bijkomende afbakeningen en raakvlakken zullen ontstaan. Het regelgevend kader voor de ontwikkeling van een offshore-eiland is nog niet afgerond.

Dit criterium probeert elk van de concepten te scoren op basis van de complexiteit van interfaces tussen verschillende systemen en ontwikkelaars. Het grote eiland heeft inherent veel nog niet volledig gedefinieerde interfaces, terwijl platforms inherent minder interfaces hebben omdat individuele systemen geografisch gescheiden zijn. De score tussen de concepten wordt aangegeven in Tabel 6.28 waarbij hoog staat voor grotere interfacecomplexiteit dan gemiddeld en dan laag.

Tabel 6.28: Evaluatie 1 Score - Systeemintegratie .

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Systeemintegratie	Hogere scores voor hogere complexiteit	Hoog	Medium	Laag

6.1.7.8 Realisatie & Technische haalbaarheid Weging

De relatieve wegingen van de criteria voor realisatie & technische haalbaarheid staan vermeld in Tabel 6.29. Om te voldoen aan de plannen van de regering voor de ontwikkeling van offshore windopwekking is de ontwikkelingstijd tot aan de exploitatie van cruciaal belang en wordt een gewicht van 100 toegekend. Door ervoor te zorgen dat zowel de HVDC als de waterstofproductiecapaciteit zo vroeg mogelijk gereed is, kan een optimale balans worden gevonden tussen de export van elektriciteit en waterstof voor een netgeïntegreerde oplossing.

Constructie en installatie krijgt een weging van 80 omdat dit haalbaar wordt geacht voor alle concepten, ook al is het bouwen van eilanden in 50 m waterdiepte nieuw. De complexiteit van de toeleveringsketen krijgt een weging van 100 vanwege de bekende problemen met de beschikbaarheid van materialen voor de bouw van eilanden en de enorme uitbreiding van de capaciteit van de waterstofapparatuur die nodig is.

De complexiteit van vergunningen wordt gewogen met 50 omdat deze beperking door de overheid kan worden beheerd. De technologische gereedheid voor apparatuur is 80 om rekening te houden met de uitdagingen over de gereedheid van apparatuur voor waterstofproductie en de conceptinfrastructuur. Zorgen over de bouwbaarheid in de waterdiepte wordt gewogen op 60 omdat het haalbaar wordt geacht om zowel platforms als eilanden te bouwen in 50m.

Systeemintegratie krijgt een weging van 60, omdat dit potentieel complex is, maar kan worden beperkt door effectief projectmanagement.

Tabel 6.29: Evaluatie 1 Weging - Realisatie & Technische haalbaarheid .

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms	Weging
Ontwikkelingstijd tot exploitatie	Hogere scores voor langere ontwikkelingstijd	8	3	2	100
Bouw en installatie	Hogere scores voor hogere complexiteit	Hoog	Medium	Laag	80
Complexiteit van de toeleveringsketen	Hogere scores voor hogere complexiteit	10	7	3	100
Complexiteit vergunningen	Hogere scores voor hogere complexiteit	Hoog	Hoog	Medium	50
Technologie gereedheid	Hogere scores voor hogere technologiegereedheid	Medium	Medium	Hoog	80
Waterdiepte	Hogere scores voor hogere complexiteit	Hoog	Medium	Laag	60
Systeemintegratie	Hogere scores voor hogere complexiteit	Hoog	Medium	Laag	60
Genormaliseerde resultaten	Hoogste score is het beste	62	81	100	

6.1.8 Gebruik en Onderhoud

6.1.8.1 Complexiteit van Gebruik

Grootschalige offshore elektrolyse is nog nooit eerder gedaan, dus er zal een steile leercurve zijn voor de werking op eilanden en op platforms. Een hybride oplossing vereist een dubbele leercurve - eerst voor de werking op eilanden en vervolgens voor de werking op platforms.

Verwacht wordt dat de eilanden volledig bemand zullen zijn, met de belangrijkste bedienings- en controlekamer op het eiland. Er wordt verwacht dat er meer/geconcentreerder personeel (honderden) zal zijn tijdens de opbouwfase in de eerste productie jaren. Platforms zullen naar verwachting onbemand zijn of slechts een beperkt aantal operators hebben. Er wordt verwacht dat er een lokale controlekamer op de platforms aanwezig zal zijn om zichtbaarheid en

basiscontrole te bieden aan operators of personeel tijdens een bemand/onderhoudsbezoek, maar de belangrijkste operaties en controle zullen op afstand worden uitgevoerd vanaf een basis aan land.

Compressorplatforms zullen zelfstandige gemodulariseerde eenheden zijn die aan land worden gebouwd en drijvend worden uitgevoerd, waarbij de bemanning alleen tijdens de zomer zal toenemen voor compressoronderhoud. Waterstofproductieplatforms zullen stand-alone gemodulariseerde eenheden zijn die aan wal worden gebouwd en naar buiten drijven, waarbij de bemanning tijdelijk wordt uitgebreid in overeenstemming met de vervangingsschema's van de schoorstenen. Op een bemand eiland zijn operators permanent aanwezig en beschikbaar om door te lopen of een verstoord proces te controleren, wat makkelijker is dan op een onbemand platform, dat uitsluitend afhankelijk is van instrumentuitlezingen of georganiseerde bezoeken aan platforms op meerdere locaties in de Noordzee.

Er kunnen chemicaliën nodig zijn voor waterbehandeling en koeling, afhankelijk van het gekozen proces en de gekozen technologie (voor zeewaterkoeling zijn bijvoorbeeld chemicaliën nodig, maar voor luchtkoeling niet, en luchtkoeling is misschien gemakkelijker toe te passen op een eiland dan op een compressieplatform vanwege de beperkte afmetingen). Deze chemicaliën moeten worden bijgevuld als onderdeel van de normale activiteiten. Bulkleveringen van chemicaliën zullen gemakkelijker zijn voor het eiland, omdat het een klein aantal locaties zal zijn met een functionerende haven. Het bijvullen van chemicaliën voor de platforms zal op meerdere locaties in de Noordzee moeten gebeuren en kan frequenter zijn vanwege de beperkingen in grootte en gewicht van een platform, waardoor de hoeveelheid opslag beperkt is. Voor waterstofproductie op de windturbines kan dit betekenen dat honderden platforms moeten worden bezocht, waardoor de complexiteit nog verder toeneemt. Frequente bezoeken aan de platforms hebben gevolgen voor het milieu en mogelijk ook voor het milieu. Afvalverwijdering volgt een vergelijkbare filosofie, in die zin dat het gemakkelijker is om afval van een eiland te verwijderen dan van meerdere platforms.

Vanuit elektrisch oogpunt zijn HVDC-omvormstations van 2 GW die op een platform of een eiland zijn geïnstalleerd onbemand, zodat het verschil met betrekking tot de werking niet groot wordt geacht. Met betrekking tot waterstofproductiefaciliteiten is er echter wel een verschil tussen platforms en eilanden, aangezien platforms onbemand zullen zijn en eilanden volledig bemand. Verwacht wordt dat elektrotechnici deel zullen uitmaken van het team dat op het eiland gestationeerd zal zijn om de werking van de waterstofproductie-installatie te ondersteunen.

Een hoge, gemiddelde en lage score werd niet voldoende geacht om de concepten te onderscheiden, en daarom is een schaal van 0-10 gebruikt, waarbij een hoge waarde van 10 een hoge complexiteit aangeeft (Tabel 6.30). Hoewel een eerste offshore waterstofproductiefaciliteit tot op zekere hoogte complex zal zijn, worden eilanden gezien als eenvoudiger dan platforms vanwege de aanwezigheid van exploitanten, met slechts enkele bedrijfslocaties en een functionerende haven voor leveringen. Platforms hebben een hoge complexiteit omdat ze onbemand zijn en zich op veel locaties bevinden en hebben een beoordeling van 5 gekregen. De complexiteit van een hybride oplossing van eilanden en platforms wordt groter geacht dan die van concepten die alleen gebaseerd zijn op eilanden of platforms.

Tabel 6.30: Evaluatie 1 Score - Complexiteit van het gebruik.

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Complexiteit gebruik	van Hogere scores voor hogere complexiteit	3	8	5

6.1.8.2 Complexiteit Onderhoud

Er zal periodiek en jaarlijks onderhoud nodig zijn, evenals langetermijnrevisies. Het onderhoud van het eiland en de platforms zelf wordt in deze evaluatie buiten beschouwing gelaten, aangezien hun ontwerplevensduur de looptijd van het project overschrijdt.

Apparatuur op een eiland heeft het voordeel dat ze meer uit elkaar staan in vergelijking met platforms, wat de toegang voor onderhoud vergemakkelijkt. Een eiland heeft waarschijnlijk een magazijn voor reserveonderdelen en een werkplaats om onderhoudswerkzaamheden op het eiland uit te voeren, en op een eiland is er meer ruimte voor aanlegplaatsen dan op een platform. Schepen kunnen reserveonderdelen voor het magazijn aanvoeren en ze laden via een veilig dok met kranen en zware hefapparatuur. Eilanden zullen permanent bemand zijn en personeel ter plaatse hebben om regelmatige inspecties of onderhoud uit te voeren. Daarentegen zullen platforms onbemand zijn en zullen periodieke inspecties en onderhoud frequente bezoeken aan meerdere platforms op de Noordzee vereisen. Er is waarschijnlijk slechts een beperkt aantal reserveonderdelen opgeslagen op een platform, met een hoofdmagazijn en werkplaats op een basis aan land, waardoor apparatuur van en naar het platform moet worden vervoerd voor onderhoud en personeel. Minder ruimte tussen de apparatuur en beperktere opstelplaatsen maken het onderhoud complexer dan op eilanden.

De belangrijkste onderhoudsactiviteiten en revisies die in dit stadium zijn geïdentificeerd, zijn de vervanging van de elektrolyser, het jaarlijkse onderhoud van de compressie en de vervanging van de katalysator van de zuurstofreactor. Afhankelijk van de ontwateringstechnologie moet na verloop van tijd ook het adsorbens worden vervangen.

- Elektrolyserblokken moeten om de 7-10 jaar worden vervangen/opgeknapt, afhankelijk van de technologie en de werking. Gezien de volledige capaciteit van de elektrolyser in windparken van 12 GW, kan dit honderden of zelfs duizenden stapels betekenen. Voor alle concepten zou een doorlopend vervangingsschema moeten worden gevolgd. Stapels op een eiland kunnen gemakkelijker naar de wal worden vervoerd om te worden vervangen, omdat er een permanent dok en zware hefapparatuur beschikbaar zijn. Als er echter wordt gekozen voor alkalische stapels (waarschijnlijker voor een eiland), is de vervanging een grotere uitdaging vanwege de omvang en het gewicht van de alkalische stapels in vergelijking met PEM-stacks. Voor waterstofproductie op de windturbines zou de hele windturbine offline moeten zijn.
- Typisch onderhoud aan zuigercompressoren omvat:
 - Kleine revisie elke 11.000 uur continubedrijf, stilstand duurt 2-7 dagen
 - Grote revisie na elke 72.000 uur continubedrijf, stilstand duurt 4-18 dagen
 - Op basis van het NSWPH-programma zou een compressieplatform tot 6 compressoren op één platform kunnen hebben, waardoor er gedurende een periode van 15 per maand 2-6 weken personeel op het platform nodig zou zijn. Hiervoor zou een drijvende SOV of iets dergelijks nodig zijn. Op een eiland zou het personeel ter plaatse beschikbaar zijn om deze activiteiten uit te voeren.
- Hoewel het aan de ontwikkelaars is om dit te bepalen, is een andere factor waarmee rekening moet worden gehouden de druk van de elektrolyzers, die van invloed is op de compressievereisten. Waarschijnlijk zal elektrolyse op platforms onder druk plaatsvinden (circa 30 barg) en kan elektrolyse op eilanden zowel atmosferisch als onder druk plaatsvinden. Atmosferische elektrolyse vereist meer compressie en daarom zullen de onderhoudsvereisten toenemen.
- Verwacht wordt dat de katalysator van de reactor om de 5 jaar moet worden vervangen, afhankelijk van het ontwerp en de werking van de reactor. Op een eiland of voor gecentraliseerde waterstofproductie zal de deoxyreactor waarschijnlijk profiteren van schaalvoordelen, met een lager aantal grote vaten. Voor waterstofproductie op de

windturbines zal de deoxireactor waarschijnlijk worden geleverd binnen het gecontaineriseerde elektrolyserpakket, verspreid over honderden platforms in het windpark. Het vervangen van de katalysator op een eiland zal minder complex zijn omdat het, hoewel het in grotere hoeveelheden zal zijn, op één locatie zal gebeuren, wat de logistiek vereenvoudigt.

Vanuit elektrisch oogpunt zijn, net als bij operaties, 2 GW HVDC-converterstations (zowel op een platform als op een eiland) en waterstofproductieplatforms voorzien als onbemande platforms. De nadruk zou liggen op preventief, voorspellend en gepland onderhoud om de blokken in goede staat te houden en noodonderhoud te voorkomen. Het type onderhoud dat nodig is voor het HVDC-systeem zou voor geen van beide oplossingen significant verschillen. Aangezien de blokken gestandaardiseerd zullen zijn en de bemanningen voldoende getraind en bekend zijn met hun onderhoudswerkzaamheden, wordt de complexiteit geclassificeerd als gemiddeld en wordt deze voornamelijk bepaald door de locatie en niet zozeer door de technologie. Zowel het standaard HVDC-platform als de eilanden hebben toegang per schip en helikopter voor onderhoud en evacuatie in noodgevallen. Het grootste verschil tussen HVDC-platforms en HVDC-omvormerstations die op een eiland zijn geïnstalleerd, is dat transport en vervanging van grote apparatuur eenvoudiger kan zijn op een eiland in vergelijking met het platform.

Met betrekking tot het onderhoud van elektrische apparatuur die deel uitmaakt van de waterstofproductiefaciliteit, wordt aangenomen dat de op het eiland gestationeerde operationele teams zullen bestaan uit verschillende disciplines, waaronder proces-, mechanische, elektrische en besturingsinstrumentatie. Aangezien er elektrisch personeel op een eiland aanwezig zal zijn, wordt ervan uitgegaan dat reparaties van kleine storingen en foutdiagnose kunnen worden uitgevoerd door het team dat zich in dit gebied bevindt.

Bovendien maakt een platformgebaseerde oplossing het gebruik van meerdere platforms noodzakelijk, waardoor onderhoudsploegen verschillende locaties moeten bezoeken, waaronder een aantal HVDC-platforms en een compressorplatform. Dit kan elke onderhoudsoperatie complexer maken.

Over het algemeen zal onderhoud op een eiland minder complex zijn dan op een platform, vanwege de beschikbare ruimte, het magazijn en de werkplaats op het eiland, de permanente bemanning, het permanente dok en de geconcentreerde locatie van de apparatuur, waardoor de logistieke uitdagingen kleiner zijn. Er is een numerieke score van 0-10 toegepast op het concept, waarbij een hoog cijfer duidt op een hoge onderhoudscomplexiteit (minder gunstig). Eilanden hebben een lage complexiteitsscore van 2 gekregen (aangezien er nog steeds enkele uitdagingen zijn vanwege het offshore karakter) en platforms hebben een hoge complexiteitsscore van 8 gekregen (Tabel 6.31). Bij hybride oplossingen zijn er magazijnen/opslagplaatsen op het eiland, waardoor het transport naar de platforms kan worden beperkt in vergelijking met magazijnen/opslagplaatsen op het vasteland, en is er ook personeel dichterbij de platforms voor routine-inspecties en revisies, waardoor er geen SOV nodig is. Dit vermindert de complexiteit van een hybride oplossing in vergelijking met platforms, daarom is een lagere score van 5 toegekend.

Tabel 6.31: Evaluatie 1 Score - Onderhoudscomplexiteit .

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Complexiteit onderhoud	Hogere scores voor 2 hogere complexiteit		5	8

6.1.8.3 Beschikbaarheid & Betrouwbaarheid

Betrouwbaarheid, beschikbaarheid en mogelijkheid tot onderhoud worden meestal beoordeeld via een RAM-studie in de FEED- en gedetailleerde ontwerpfasen van een project, wanneer informatie over apparatuur beschikbaar is. Als er geen RAM-studie is, worden beschikbaarheid

en betrouwbaarheid beoordeeld op basis van hoe gemakkelijk of moeilijk het is om apparatuur te laten functioneren. Betrouwbaarheid hangt sterk af van de apparatuur en het gespecificeerde onderhoudsregime, waarbij een beter onderhoudsprogramma leidt tot een betere betrouwbaarheid en dus beschikbaarheid. Beschikbaarheid is direct gekoppeld aan gepland en ongepland onderhoud (uitvaltijd) en daarom worden alle factoren die de uitvaltijd kunnen vergroten of verkleinen beschouwd als van invloed op de beschikbaarheid.

Op basis van het NSWPH-programma zullen eilanden permanent bemand zijn, terwijl platforms onbemand zullen zijn. Daarom kan elke ongeplande stilstand van apparatuur op een eiland snel en onmiddellijk worden onderzocht en verholpen door beschikbaar personeel op het eiland. Een magazijn/werkplaats op een eiland verkort ook de wachttijd voor het vervangen van apparatuur. Ter vergelijking: het personeel moet naar de apparatuur op de platforms reizen en alle vervangende onderdelen moeten uit het magazijn aan land komen, of de apparatuur moet naar de werkplaats aan land worden vervoerd om eraan te werken, waardoor de stilstandtijd toeneemt. Bij een hybride oplossing bevindt het magazijn/de werkplaats zich op een eiland, wat dichterbij het platform zou moeten zijn en de transporttijd zou moeten verkorten, ervan uitgaande dat er een schip beschikbaar is. Vanuit dit perspectief is de beschikbaarheid hoger op een eiland, gevolgd door hybride oplossingen en als laatste platforms.

Op een eiland is er een hoge concentratie van HVDC-apparatuur die zich allemaal in één gebied bevindt. In het geval van een catastrofale gebeurtenis die het eiland treft, is er potentieel een groter vermogensverlies (6GW) in vergelijking met de platformopstelling (2GW), waarbij een enkele catastrofale gebeurtenis niet meerdere platforms kan treffen. Dit wordt echter beschouwd als een scenario met een lage waarschijnlijkheid dat naar verwachting tot op zekere hoogte kan worden beperkt door ontwerpmaatregelen. Door bijvoorbeeld verschillende kabeltracés voor HVDC-kabels te gebruiken en converterstations op verschillende delen van het eiland te plaatsen, worden de verschillende HVDC-systemen fysiek gescheiden, waardoor de kans kleiner is dat één catastrofale gebeurtenis meer dan één converterstation en HVDC-kabelcircuit treft.

De beschikbaarheid van de installatie wordt ook beïnvloed door redundantie van de installatieapparatuur of systeemintegratie (inter-hub connectiviteit). Apparatuur sparen is gemakkelijker op een eiland omdat er meer ruimte beschikbaar is voor extra apparatuur, bijvoorbeeld een extra compressor. Op platforms, waar de beschikbare ruimte beperkter is, is het minder waarschijnlijk dat er sparring is en dat er in plaats daarvan interconnectie is met naburige platforms, waardoor stromen kunnen worden omgeleid in het geval van ongeplande stilleggingen. Voor geplande stilleggingen moeten platforms rekening houden met weerpatronen en zomeronderhoudscampagnes opzetten, zowel voor logistieke doeleinden als in lijn met de verminderde waterstofproductie. Eilanden zullen ook baat hebben bij zomerse onderhoudscampagnes wanneer de waterstofproductie waarschijnlijk laag is.

Voor waterstofproductie op platforms bij de windturbines is, vanwege het grote aantal platforms, de impact op het totale systeem minimaal als er één uitvalt (d.w.z. 20 MW van de 12.000 MW of minder dan 0,2%). Als echter een van de 4x compressieplatforms uitvalt, kan dit een groter knelpunt worden. Dit kan worden beperkt door de compressiecapaciteit te vergroten.

De beschikbaarheid van het HVDC-systeem hangt voornamelijk af van de apparatuur die wordt uitgeschakeld. Het ontwerp van HVDC-systemen is niet volledig redundant, daarom zou het uitvallen van belangrijke apparatuur zoals een convertertransformator leiden tot een verlies van 50% van de HVDC-transmissiecapaciteit. Het standaard HVDC-platform is ontworpen voor interconnectie met een ander HVDC-platform of verschillende landen. Als een HVDC-kabel buiten bedrijf is, kan HVDC-vermogen dus worden omgeleid.

Historisch gezien hebben veel HVDC-systemen geen metalen retourgeleider. Als er dus een storing optreedt in een van de geleiders, is het HVDC-systeem buiten bedrijf. Het standaardontwerp dat momenteel wordt voorgesteld door TenneT bevat een metalen

retourgeleider. In het geval van een storing in een van de hoofdgeleiders kan dus 50% transmissiecapaciteit worden behouden door gebruik te maken van de metalen retourgeleider.

Vergeleken met het platform kan een eiland meer redundantie en dus beschikbaarheid bieden, omdat stroomomleidingen aan de 66kV-zijde kunnen worden uitgevoerd. HVDC-converterstations op het vasteland hebben meestal een reserveconvertortransformator die snel kan worden ingezet als een van de in bedrijf zijnde eenheden uitvalt. Als er voldoende ruimte beschikbaar is op het eiland om dit onder te brengen, zal dit naar verwachting de beschikbaarheid van het HVDC-systeem vergroten. Nogmaals afhankelijk van de beschikbare ruimte kan er een HVDC-schakelstation op het eiland worden gebouwd dat kan worden gebruikt als interconnectieknooppunt tussen meerdere landen en het converterstation in de energiehub. Het HVDC-schakelstation op een eiland is naar verwachting in staat om meer vermogen over te brengen naar internationale verbindingen in vergelijking met de platforms die beperkt worden door de 2GW HVDC-kabels. Dit zou de algehele beschikbaarheid van het HVDC-systeem kunnen verhogen en leiden tot een DC-hub met minder beperkingen wat betreft de mogelijke verbindingsopties.

Met betrekking tot de wisselstroomkabelsystemen wordt, gezien de geplande hoeveelheid opwekking, verwacht dat een storing in een afzonderlijk kabeldeel slechts een geringe totale impact op de productie zal hebben. Het moet echter wel worden meegenomen in de algehele beoordeling. Statistisch gezien is de kans op een kabelstoring groter naarmate de hoeveelheid kabel groter is. Wat de wisselstroomkabels betreft, zal het ontwerp met de laagste hoeveelheid wisselstroomkabels (platforms) dus waarschijnlijk een relatief hogere betrouwbaarheid hebben dan het ontwerp met een hogere hoeveelheid wisselstroomkabels (eilanden).

Voor elk van de concepten is een lage, gemiddelde en hoge score toegekend (Tabel 6.32), waarbij "hoog" staat voor een hoge beschikbaarheid en betrouwbaarheid (gunstiger). Voor een consistente scoringsconventie is een omgekeerde schaal gebruikt (in dit geval is een hogere beschikbaarheid wenselijker, dus zijn lagere scores toegekend aan een hogere rangorde). Eilanden hebben een hoge beschikbaarheid en betrouwbaarheid gekregen vanwege de permanente bemanning en de toegang tot reserveonderdelen op locatie. Platforms hebben een lage beschikbaarheid gekregen omdat ze onbemand zijn en geen reserveonderdelen ter plaatse hebben. Hybriden krijgen een gemiddelde beschikbaarheid, omdat ze elementen van beide hebben.

Tabel 6.32: Evaluatie 1 Score - Beschikbaarheid/betrouwbaarheid .

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Beschikbaarheid Betrouwbaarheid	/ Hogere scores voor hogere beschikbaarheid en betrouwbaarheid	Hoog	Medium	Laag

6.1.8.4 Flexibiliteit

Het flexibiliteitscriterium is opgenomen om de flexibiliteit van elk concept te beoordelen om energie aan land te brengen als directe elektriciteit of waterstof. Deze capaciteit is gunstig omdat het de flexibiliteit biedt om te reageren op systeemfouten, maar ook om de inkomsten te maximaliseren en beperkte elektriciteit te vermijden door elektriciteit naar de waterstofproductie te leiden, zelfs wanneer er capaciteit is om deze naar het vasteland te exporteren om rekening te houden met beperkingen in het elektriciteitsnet op het vasteland, een lage vraag op het vasteland of, in het geval van stroomimport vanaf het vasteland, lage kosten van hernieuwbare elektriciteit op het vasteland.

Voor grote offshore-eilanden wordt alle infrastructuur behalve de windturbines op de eilanden geïnstalleerd, waardoor een gemakkelijke kruisverbinding tussen het HVDC-systeem en de

waterstofproductie mogelijk is. Deze flexibiliteit is op het niveau van het totale systeem en maakt het niet mogelijk om elektriciteit van een individuele windturbine te sturen.

Voor het platformgebaseerde concept kan de waterstofproductie lokaal bij de windturbines plaatsvinden. Aangezien elke string van windturbines in staat zou zijn om ofwel elektriciteit naar het vasteland te exporteren of waterstof te produceren, geeft deze regeling een grote flexibiliteit in de export van energie. Als de waterstofproductie echter op 500MW-platforms plaatsvindt, zou de geografische scheiding van HVDC-systemen en waterstofproductie deze kruisverbindingen onpraktischer maken.

De concepten worden gescoord in Tabel 6.33 waarbij grotere flexibiliteit hoog scoort.

Tabel 6.33: Evaluatie 1 Score - Flexibiliteit

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Flexibiliteit	Hogere scores voor meer flexibiliteit (omgekeerde schaal)	Medium	Hoog	Hoog

6.1.8.5 Weging voor Gebruik en Onderhoud

Exploitatie en onderhoud zijn belangrijke criteria om ervoor te zorgen dat de energiehub kan voldoen aan de eis om zoveel mogelijk van de onshore basislastvraag naar hernieuwbare elektriciteit en groene waterstof te dekken. Beschikbaarheid/betrouwbaarheid krijgt eveneens een gewicht van 100. Voorzieningszekerheid en de flexibiliteit om de energieproductie en -opbrengsten te maximaliseren wordt beschouwd als een pluspunt van elk concept en krijgt een gewicht van 50. Alle wegingen staan vermeld in Tabel 6.34.

Tabel 6.34: Evaluatie 1 Weging - Gebruik & onderhoud .

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms	Weging
Complexiteit van gebruik	Hogere scores voor hogere risico's	3	8	5	100
Complexiteit onderhoud	Hogere scores voor hogere risico's	2	5	8	100
Beschikbaarheid / Betrouwbaarheid	Lagere scores voor hogere risico's	Hoog	Medium	Laag	100
Voorzieningszekerheid (flexibiliteit)	Lagere scores voor hogere risico's	Medium	Hoog	Hoog	50
Genormaliseerde resultaten	Hoogste score is het beste	100	78	71	

6.1.9 Toekomstbestendigheid

6.1.9.1 Modulariteit en Schaalbaarheid

Modulariteit en schaalbaarheid zijn belangrijke criteria bij de selectie van het energiehub concept. Dit criterium beoordeelt de capaciteit van het concept om tijdens de levensduur van het project te worden aangepast als de basis van het project verandert. Grote kunstmatige eilanden die de infrastructuur van de energiehub ondersteunen, moeten volledig worden aangelegd voordat er apparatuur wordt geïnstalleerd en hun capaciteit moet vooraf worden bepaald tijdens de ontwerpfase. Het is niet praktisch of economisch om de grootte van een aangelegd eiland aan te passen. Dit zorgt ervoor dat concepten die uitsluitend gebaseerd zijn op eilanden een zeer

beperkte modulariteit of schaalbaarheid hebben. Vanwege hun beperkte individuele capaciteit en repliceerbaar ontwerp bieden platformgebaseerde concepten een veel grotere modulariteit.

De uitbreiding van windenergie op zee en de bijbehorende energiehubs in zoekgebieden 6 en 7 zullen volgens de planning pas in 2032 van start gaan. Deze lange tijdslijn in combinatie met de onzekerheden in de ontwikkeling van offshore waterstofproductie betekent dat het definitieve ontwerp van de energiehub moeilijk te beoordelen is. Voordat het concept van de energiehub volledig kan worden ontwikkeld, moet de locatie binnen gebieden 6 en 7 worden bepaald en moet het gebied dat beschikbaar is voor windopwekking worden gespecificeerd. IenW werkt hieraan en gaat in gesprek met de betrokken partijen, maar dit proces kan lang duren. Zelfs als de locatie van de energiehub eenmaal is bepaald, kunnen technologische ontwikkelingen, beschikbaarheid van apparatuur en materialen en andere factoren het ontwerp beïnvloeden. IenW benadrukte de belangrijke voordelen van modulariteit en schaalbaarheid naast andere belangrijke factoren in hun besprekingen.

De optimale verhouding tussen directe energie-export en waterstofproductie wordt beïnvloed door factoren zoals:

- Totale opwekking van windenergie op zee.
- Vraag naar hernieuwbare elektriciteit op land
- Mate van inter-hub en internationale connectiviteit.
- Vraag naar waterstof om de industrie en andere consumenten koolstofvrij te maken.
- Levering van blauwe en andere vormen van waterstof.
- Invoer van waterstof.

Daarom zijn modulariteit en flexibiliteit niet alleen gunstig voor de aanpassing aan veranderingen in de totale capaciteit van de energieknoppunten, maar ook voor mogelijke veranderingen in de verhouding tussen de export van energie en de productie van waterstof op zee.

Tabel 6.35 geeft de score van de concepten, waarbij een hogere waarde duidt op een grotere modulariteit en flexibiliteit. Er is een omgekeerde scoreschaal gebruikt voor een consistente scoringsconventie (lagere waarden zijn toegekend aan hoger gerangschikte resultaten).

Tabel 6.35: Evaluatie 1 Score - Modulariteit & Schaalbaarheid .

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Modulariteit en schaalbaarheid	Hogere scores voor hogere modulariteit en schaalbaarheid	4	5	8

6.1.9.2 Toekomstige Uitbreidingscapaciteit

Toekomstige uitbreidingscapaciteit beoordeelt het vermogen van elk concept om indien nodig te worden uitgebreid tot boven de oorspronkelijke capaciteit.

De scope van zoekgebieden 6 en 7 is voornamelijk gericht op de periode 2030-2040. Het is ook interessant om verder te kijken na 2040 en te zien wat de uitbreidingsmogelijkheden zijn voor de concepten. Aangezien het oppervlak van zowel het eiland als de platforms vastligt, zijn de uitbreidingsmogelijkheden beperkt. Er wordt van uitgegaan dat het oppervlak van het eiland zo wordt ontworpen dat er geen ruimte overblijft voor toekomstige uitbreidingen en dat alle ruimte wordt benut om kosten te besparen. Toekomstige ontwikkeling van windparken na 2040 in potentiezones 9/10 hebben daarom weinig voordelen van de beschikbare apparatuur.

Platforms worden geacht een grotere uitbreidingscapaciteit te hebben omdat de bouw van één platform eenvoudiger is dan de bouw van een extra eiland (Tabel 6.36). Bovendien zijn specifieke gebieden van de eilanden ontworpen om een specifiek gewicht of specifieke krachten voor specifieke apparatuur te weerstaan, waardoor het gebruik van een aangewezen gebied voor

andere doeleinden mogelijk niet mogelijk is. Toekomstige uitbreiding kan worden gebruikt voor het transporteren van extra opgewekte energie, maar ook voor het creëren van extra flexibiliteit door het overplanten van HVDC-capaciteit of PtG-capaciteit. Beide zijn eenvoudiger voor het platformconcept.

Met betrekking tot toekomstige interconnectie is het belangrijk om te bedenken dat het huidige ontwerp van 2GW-energiehubs geen HVDC-vermogensschakelaars bevat (zie sectie 6.1.7.5) omdat de technologie nog niet voldoende ontwikkeld is. Er is echter ruimte vrijgemaakt om de platforms in de toekomst onderling te kunnen verbinden. Er kan worden verwacht dat de tweede generatie 525kV DC-hubs voldoende kan worden uitgerust voor interconnectie en vermaasde werking, waardoor een hechtere integratie en een stabielere werking mogelijk worden, hoewel het onzeker is wanneer dit kan worden gerealiseerd. De verwachting is dat deze technologie rond 2040 klaar is en maakt daarom geen onderscheid tussen de concepten. Om rekening te houden met het feit dat een hoger uitbreidingspotentieel wenselijker is, is een omgekeerde scoreschaal gebruikt voor consistente scoringsconventie.

Tabel 6.36: Evaluatie 1 Score - Potentieel voor toekomstige capaciteitsuitbreiding .

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Toekomstige uitbreidingscapaciteit	Hogere scores voor hoger uitbreidingspotentieel	Laag	Medium	Hoog

6.1.9.3 Ontwerp Levensduur

Op basis van de NSWPH-programmastudies is de typische ontwerplevensduur van een platform 50 jaar en de ontwerplevensduur van een eiland minstens 100 jaar. Dit heeft geen betrekking op de apparatuur die op de platforms of eilanden is geïnstalleerd, die een kortere gespecificeerde ontwerplevensduur heeft van doorgaans 20-25 jaar. Dit criterium moet worden beschouwd als een potentiële positieve kant van de concepten in plaats van een belangrijke overweging, aangezien de ontwikkeling van de energiehub binnen de ontwerplevensduur van de apparatuur valt. De weging van dit criterium is op deze basis gekozen, waarbij de werkelijke waarde van de ontwerplevensduur is meegenomen (Tabel 6.37). Het hybride concept krijgt de gemiddelde ontwerplevensduur van eilanden en platforms. Er wordt een omgekeerde schaal gebruikt om rekening te houden met het feit dat hogere waarden wenselijker zijn.

Tabel 6.37: Evaluatie 1 Score - ontwerplevensduur .

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Ontwerp leven	Hogere levensduur krijgt een hogere score	100	75	50

6.1.9.4 Connectiviteit

Dit criterium beoordeelt de capaciteit van elk energiehub concept om connectiviteit tussen hubs en internationaal te ondersteunen. Interconnecties tussen energiehub bieden voordelen in de vorm van een grotere flexibiliteit die de inkomsten en de totale energie-export verbetert en ook de storingsbestendigheid verbetert.

Er zijn sterke voordelen verbonden aan internationale interconnectie om diep in de Europese vraag naar hernieuwbare energie en waterstof te kunnen doordringen en om de basiscapaciteit voor offshore-windopwekking te helpen vergroten. Verschillende regio's genereren offshore wind op verschillende tijdstippen, waarbij de weerfronten meestal van de Atlantische Oceaan naar het VK komen voordat ze Nederland bereiken.

De apparatuur die nodig is om de interconnectie te ondersteunen is niet uitgebreid vergeleken met de totale energiehub en kan daarom tegen beperkte extra kosten in een eiland worden

opgenomen, op voorwaarde dat er voldoende ruimte beschikbaar is. Zoals eerder vermeld, is de technologie om volledige interconnectie op gelijkstroom mogelijk te maken (namelijk gelijkstroomonderbrekers) echter nog niet voldoende ontwikkeld. Een alternatieve methode voor de interconnectie van HVDC-systemen is de bouw van HVDC-schakelstations, die op een eiland kunnen worden ondergebracht en de verbinding van het HVDC-omvormerstation met meerdere locaties kunnen vergemakkelijken. Het is onwaarschijnlijk dat HVDC-schakelstations op de standaard HVDC-platforms kunnen worden ondergebracht, aangezien deze slechts over beperkte ruimte beschikken. Hoewel we begrijpen dat er ruimte is toegewezen om in de toekomst interconnectie mogelijk te maken, verwachten we niet dat dit ruimte biedt aan een HVDC-schakelstation. TenneT heeft begrepen dat het huidige standaardontwerp voor een MPI op een HVDC-platform interconnectie tussen landen zou kunnen faciliteren, vergelijkbaar met het LionLink-project³, waar één HVDC-platform is verbonden met twee landen, namelijk Nederland en het Verenigd Koninkrijk. Het standaardontwerp voor HVDC-platforms zou enigszins moeten worden aangepast om de installatie van HVDC-vermogensschakelaars mogelijk te maken zodra de technologie voldoende is uitgerijpt. Er moet ook worden nagegaan of het in de toekomst mogelijk zal zijn om deze achteraf aan te brengen op reeds gebouwde platforms. Een alternatieve oplossing zou kunnen zijn om een extra platform te bouwen voor een HVDC schakelstation, maar dit zou een niet-standaard ontwerp zijn en de toevoeging van een apart platform zou de kosten aanzienlijk verhogen. Standaard HVDC-platforms kunnen worden aangesloten op een apart HVDC-schakelstation dat vervolgens wordt gebruikt voor interconnecties tussen meerdere HVDC-platforms en verschillende onshore converterstations. Zoals beschreven in de vorige paragrafen zal de interconnectie vanaf HVDC-platforms minder beperkingen hebben dan de HVDC-platforms. We zijn van mening dat het eenvoudiger is om een HVDC-schakelstation op een eiland te implementeren in vergelijking met een offshore platform, wat wordt weerspiegeld in de puntentelling. De score wordt gegeven in Tabel 6.38 waarbij een hoge score staat voor een grotere connectiviteit. Er is een omgekeerde schaal gebruikt om rekening te houden met het feit dat een hogere connectiviteit wenselijker is.

Tabel 6.38: Evaluatie 1 Score - Connectiviteit .

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms
Connectiviteit	Hogere scores voor hogere connectiviteit	Hoog	Hoog	Laag

6.1.9.5 Toekomstbestendigheid Weging

Modulariteit en schaalbaarheid zijn essentieel voor de energiehub omdat veel factoren nog niet bekend zijn. Het kiezen van een concept waarbij het ontwerp kan worden aangepast naarmate de context en vereisten duidelijker worden, is een groot voordeel dat de hele ontwikkeling minder risicovol maakt en daarom een gewicht van 100 krijgt. Factoren die nog niet volledig bekend zijn en van invloed kunnen zijn op het ontwerp zijn onder andere:

- Totale windopwekkingscapaciteit in zoekgebieden 6 en 7.
- Ruimtelijke uitrol van het windpark.
- Verhouding tussen energie-export en offshore waterstofproductie.
- Gebruik van bestaande aardgaspijpleidingen of aanleg van speciale nieuwe pijpleidingen.
- Beschikbaarheid van land en andere beperkingen voor de bouw van waterstofproductie op het land.
- Beschikbaarheid van kabelaanlandingspunten en knelpunten in het elektriciteitsnet op het land.
- Vraag naar hernieuwbare elektriciteit en groene waterstof.

³ <https://www.nationalgrid.com/national-grid-ventures/future-developments/lionlink>

- Hoeveelheden geïmporteerde waterstof en onshore blauwe waterstof.

Dit criterium zou zo kritisch kunnen zijn dat het de keuze van het concept bepaalt, maar dat is uiteindelijk een beslissing voor de overheid.

Toekomstige uitbreidingscapaciteit krijgt een gewicht van 50 omdat dit eerder als een potentieel voordeel wordt beschouwd dan als de sleutel tot het ontwerp van de energiehub. De ontwerplevensduur krijgt eveneens een weging van 20 omdat de initiële projectfase binnen de ontwerplevensduur van alle concepten valt. Connectiviteit krijgt 100 omdat het essentieel is dat de keuze van het concept inter-hub en internationale connectiviteit niet in de weg staat. De wegingen van de toekomstbestendigheidscriteria worden gegeven in Tabel 6.39.

Tabel 6.39: Evaluatie 1 Weging - Future Proofing .

Criteria	Schaal	Eilanden	Hybride	Platforms	Weging
Modulariteit en schaalbaarheid	Hogere scores voor hogere modulariteit en schaalbaarheid	4	56	8	100
Toekomstige uitbreidingscapaciteit	Hogere scores voor hoger uitbreidingspotentieel	Laag	Medium	Hoog	50
Ontwerp leven	Hogere scores voor een langere levensduur	100	75	50	20
Connectiviteit	Hogere scores voor verhoogde connectiviteit	Hoog	Hoog	Laag	80
Genormaliseer de resultaten	Hoogste score is het beste	90	100	98	

6.2 Gecentraliseerde versus Gedecentraliseerde Compressie

Gecentraliseerde compressie veronderstelt dat de compressieapparatuur buiten de windblokken wordt geïnstalleerd en meerdere windblokken bedient. Hoewel dit in theorie meerdere compressielocaties zou kunnen betekenen, wordt ervan uitgegaan dat de volledige hubcompressiecapaciteit van 12 GW zich op één centrale locatie zal bevinden, vanwege het eenvoudige gebruik en het onderhoud en om te profiteren van de besparingsmogelijkheden als gevolg van de bruggen die met elkaar verbonden zijn. De keuze voor één centrale locatie moet wel worden gecontroleerd om er zeker van te zijn dat de drukval in de flexibele toevoerleidingen voor waterstof uit de blokken niet te groot is. Op basis van het werk van het NSWPH-programma zouden hiervoor vier platforms met elk 3 GW compressiecapaciteit nodig zijn.

Gecentraliseerde compressie wordt weergegeven door Concept 2a, zie paragraaf 6.4.

Decentrale compressie gaat ervan uit dat elk blok wordt voorzien van speciale compressieapparatuur; 1 GW per blok, die zich op een enkel platform bevindt dat kleiner is in omvang dan het gecentraliseerde platform.

Decentrale compressie wordt weergegeven door Concept 2b, zie paragraaf 6.4.

De keuze tussen gecentraliseerde en gedecentraliseerde compressie is alleen nodig als er niet wordt gekozen voor grote offshore-eilanden die de volledige energiehub ondersteunen. Het basisscenario voor deze beslissing is dat de energiehub geheel of gedeeltelijk op platforms wordt geïnstalleerd en dit geldt voor alle HVDC- en waterstofproductie- en compressieapparatuur. Het

kan nodig zijn om gecentraliseerde compressie op een eiland te installeren in plaats van op platforms, zoals beschreven in paragraaf 6.3. Mocht dit nodig zijn, dan moet het algehele concept van de energiehub worden herzien en moet worden overwogen om in plaats daarvan te kiezen voor een groot offshore-eiland of een zekere mate van decentralisatie van compressie.

Waterstofproductie, indien niet op een groot eiland, wordt verondersteld los te staan van waterstofcompressie. Deze aanname is gebaseerd op de capaciteit van Gasunie als de potentiële HNO om apparatuur voor waterstofcompressie te ontwerpen; zij hebben niet dezelfde capaciteit om apparatuur voor waterstofproductie te ontwerpen, die zal worden toegewezen aan de individuele ontwikkelaar. Om een rommelige en gecompliceerde scope-splitsing binnen een individueel platform te voorkomen, zullen waterstofproductie en -compressie niet op dezelfde locatie plaatsvinden. De uitrol van waterstofproductie is intrinsiek verbonden met offshore windopwekking, wat vereist dat dezelfde ontwikkelaar verantwoordelijk is voor beide (of de waterstofproductie nu op een groot eiland of op platforms plaatsvindt) en dit wordt vereenvoudigd als de waterstofproductie wordt gedecentraliseerd binnen de afzonderlijke blokken van het windpark: het is aan de ontwikkelaar of de waterstofproductie lokaal bij de windturbines plaatsvindt of op afzonderlijke platforms, aangezien deze beslissing geen fundamentele invloed heeft op de ruimtelijke indeling van zoekgebieden 6 en 7. De ontwikkelaar is verantwoordelijk voor de waterstofproductie op een groot eiland of op platforms. Deze laatste aanname is gebaseerd op de aanpak van het NSWPH-programma om niet te eisen dat de platforms voor waterstofproductie (of compressie) helikoptertoegang hebben met de bijbehorende uitsluitingszone en moet opnieuw worden bekeken als dit verandert.

Bij de keuze tussen gecentraliseerde en gedecentraliseerde compressieplatforms moet rekening worden gehouden met de integratie van deze voor HNO ontworpen platforms met de ontwikkelaars en de schaalvoordelen en het gebruiks- en onderhoudsgemak van een gecentraliseerde compressielocatie. Een centrale locatie vermindert ook de complexiteit van de verbindingen met bestaande of nieuwe onderzeese waterstofexportpijpleidingen. Al deze en andere factoren zijn meegenomen in de vergelijkende evaluatie van gecentraliseerde en gedecentraliseerde compressieplatforms die worden voorgesteld door de concepten 2a en 2b, zoals beschreven in paragraaf 6.6.

6.3 Gecentraliseerde Compressie op Platforms versus Kunstmatige Eilanden

Vanwege de kleinere omvang van het platform wordt het niet geloofwaardig geacht om gedecentraliseerde compressie op eilanden te plaatsen. Gecentraliseerde compressie kan op een eiland worden geïnstalleerd als dat voordelen biedt. Vanwege de schaalvoordelen als gevolg van een groter eiland wordt aangenomen dat er ook 6 GW aan HVDC-apparatuur op het eiland wordt geplaatst (6 GW is de bovengrens voor één locatie die door TenneT wordt gespecificeerd). De resterende 6 GW aan HVDC-apparatuur zou worden geïnstalleerd op standaard 2 GW HVDC-platforms.

Gecentraliseerde compressie op platforms wordt weergegeven door Concept 2a, zie paragraaf 6.4.

Gecentraliseerde compressie op een eiland met HVDC wordt weergegeven door Concept 3, zie paragraaf 6.4.

Het basisscenario bij de evaluatie is dat gecentraliseerde compressie op platforms wordt geïnstalleerd, en dit is de basis waarop de platformoplossing in Evaluatie 1 wordt beoordeeld. Dit uitgangspunt wordt echter opnieuw beoordeeld in evaluatie 2 met een vergelijkende evaluatie tussen de concepten 2a en 3. Er kunnen echter technische redenen zijn waarom gecentraliseerde compressie niet op platforms kan worden geïnstalleerd. Er kunnen echter technische redenen zijn waarom gecentraliseerde compressie niet op platforms kan worden geïnstalleerd zoals

beschreven in dit hoofdstuk. Mocht dit niet mogelijk zijn, dan is ofwel een eilandoplossing vereist, of mogelijk meer, gedecentraliseerde compressieplatforms.

6.3.1 Invloed van Compressortrillingen op Platforms

Offshore compressie wordt over het algemeen uitgevoerd met centrifugaalcompressoren vanwege onder andere de verminderde trillingsproblemen, maar voor waterstoftoepassingen zijn zuigercompressoren over het algemeen geschikter. Zuigercompressoren vertonen trillingen tijdens het gebruik, die verergerd kunnen worden door het aantal eenheden op het platform. Het NSWPH-programma ontdekte dat er maximaal zes ~15 MW compressoren op één compressorplatform kunnen worden geïnstalleerd, met de bedoeling om er vier te laten werken tijdens de normale bedrijfsfilosofie (N+2) om de beschikbaarheid te maximaliseren. Bij het ontwerp van het platform en de plaatsing en oriëntatie van de compressoren moet rekening worden gehouden met de compressortrillingen, om de trillingen te minimaliseren. In het ontwerp moet rekening worden gehouden met het gelijktijdig functioneren van alle zes compressoren, aangezien er gemeenschappelijke sparing kan zijn tussen de drie tot vier met bruggen verbonden platforms die nodig zouden zijn om gebieden 6 en 7 te ondersteunen.

Overwegingen zijn onder andere:

- Alle compressorsystemen zijn verschillend en er zijn specifieke kenmerken van een geselecteerd systeem nodig om de trillingskwesaties voor de oplossing goed aan te pakken.
- Pulsatie- en trillingsonderzoek volgens API 618 moet worden uitgevoerd, evenals een dynamische analyse van de skidbevestiging op de dekstructuur (mechanische trillingen en ongebalanceerde krachten). Er moet ook rekening worden gehouden met de integriteit van het dek.
- Compressoren moeten op sterke punten op het platform worden gemonteerd, in de buurt van steunen, waar de flexibiliteit beperkt is.
- Het basisframe is belangrijk omdat de compressor, elektromotor, smeerolieslip en koelsysteemskid allemaal op dit frame zijn gemonteerd.
- Trillingsproblemen kunnen ook leiden tot geluidsproblemen.
- Een vaste snelheid verdient de voorkeur om trillingsproblemen te verminderen, omdat de resonantie van variabele snelheden moeilijker te beperken is.
- Machines kunnen op iets andere toerentallen draaien om interferentie te voorkomen.

6.3.2 Economische Aspecten van de Bouw van een Klein Eiland

De ingewikkelde omtrek van het eiland domineert de kosten in vergelijking met de eenvoudige zandvulling van het eilandinterieur. Voor een klein eiland maakt de omtrek een groter deel uit van de kosten dan voor een groot eiland. Voor een klein eiland worden de marginale kosten van een toename in grootte geschat op een kostenstijging van 6% voor een toename in functioneel oppervlak van 10%. Als een eiland nodig is voor een van de apparatuur, wordt het dus kosteneffectief om andere apparatuur en faciliteiten op het eiland te plaatsen.

6.4 Conceptvergelijking (Evaluatie 2)

Het beslissingsproces begint met de keuze tussen eilanden, platforms en een hybride oplossing. Vervolgens wordt gekeken naar gecentraliseerde versus gedecentraliseerde compressie en de eis dat gecentraliseerde compressie op een eiland of platforms moet plaatsvinden. Het doorlopen van deze beslissingen leidt tot een van de vier concepten die door TenneT zijn voorgesteld in Tabel 6.40.

Tabel 6.40: Concept Definitie

Concept	Relatie tot evaluatie 1	Windturbines	Array Kabels	Waterstofpijpleidingen (in geval van PtG lokaal bij de windturbine)	Waterstofproductie	Waterstofcompressie	HVDC-apparatuur
Concept 1	Hetzelfde als het eilandconcept	24GW in zoekgebied 6 / 7	24GW verbinden van windturbines met eilanden	Niet vereist	Op eilanden	Op eilanden	Op eilanden
Concept 2a	Hetzelfde als het platformconcept	24GW in zoekgebied 6 / 7	12GW aansluiting van windturbines op HVDC-platforms 12GW aansluiten op H ₂ -platforms (in geval van waterstofproductie op 500MW-platforms)	12GW aangesloten van windturbines op compressieplatforms	12GW lokaal bij de windturbines of op 500MW-platforms binnen windblokken	12GW op gecentraliseerde platforms buiten windblokken	12GW op gestandaardiseerde platforms 2GW HVDC-
Concept 2b	Platformconcept maar met gedecentraliseerde compressieplatforms	24GW in zoekgebied 6 / 7	12GW aansluiting van windturbines op HVDC-platforms 12GW aansluiting op H ₂ -platforms (in geval van waterstofproductie op 500MW-platforms)	12GW aangesloten van windturbines op compressieplatforms	12GW lokaal bij de windturbines of op 500MW-platforms binnen windblokken	12GW op gedecentraliseerde 1GW-platforms binnen windblokken	12GW op gestandaardiseerde platforms 2GW HVDC-
Concept 3	Hybride concept maar met alle waterstofproductie op platforms. 6 GW HVDC + 12 GW compressie op één eiland	24GW in zoekgebied 6 / 7	6GW aansluiting windturbines op compressie/HVDC-eiland 6GW aansluiten van windturbines op HVDC-platforms 12GW aansluiten op H ₂ -platforms (in geval van waterstofproductie op 500MW-platforms)	12GW aangesloten van windturbines op compressie/HVDC-eiland	12GW lokaal bij de windturbines of op 500MW-platforms binnen windblokken	12GW op gecentraliseerd eiland buiten windblokken	6GW op compressie/HVDC-eiland 6GW op gestandaardiseerde platforms 2GW HVDC-

Met behulp van dezelfde criteria als in evaluatie 1 zijn deze concepten beoordeeld. De concepten zijn als volgt gedefinieerd:

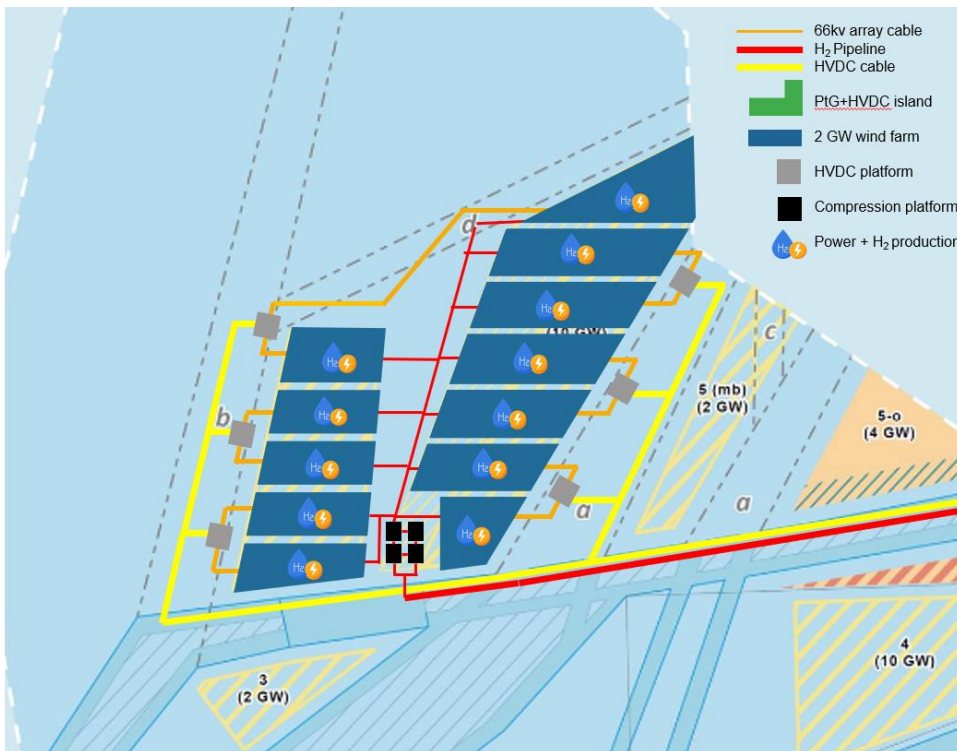
- Concept 1 - Twee 12 GW kunstmatige eilanden die alle infrastructuur ondersteunen (gelijkwaardig aan het eilandconcept in evaluatie 1).
- Concept 2a – Platform gebaseerd concept met gecentraliseerde compressie op platforms (gelijkwaardig aan het platformconcept in Evaluatie 1).
- Concept 2b – Platform gebaseerd concept met gedecentraliseerde compressie op platforms).
- Concept 3 - Hybride concept, met gecentraliseerde compressie en 6GW HVDC geïnstalleerd op een eiland, 6 GW HVDC op platforms en 12 GW waterstofproductie op platforms.

Figuur 6.19-6.22 geven een schematisch voorbeeld van hoe de energiehub concepten in zoekgebieden 6 / 7 er uit zouden kunnen zien. Deze schema's zijn indicatief om een basis voor vergelijking te geven en geven niet het definitieve energiehub-ontwerp. Optimalisatie van de ruimtelijke lay-out is niet uitgevoerd voor onderstaande figuren en wordt van significant belang geacht voor zowel een kosteneffectief ontwerp als de technische haalbaarheid.

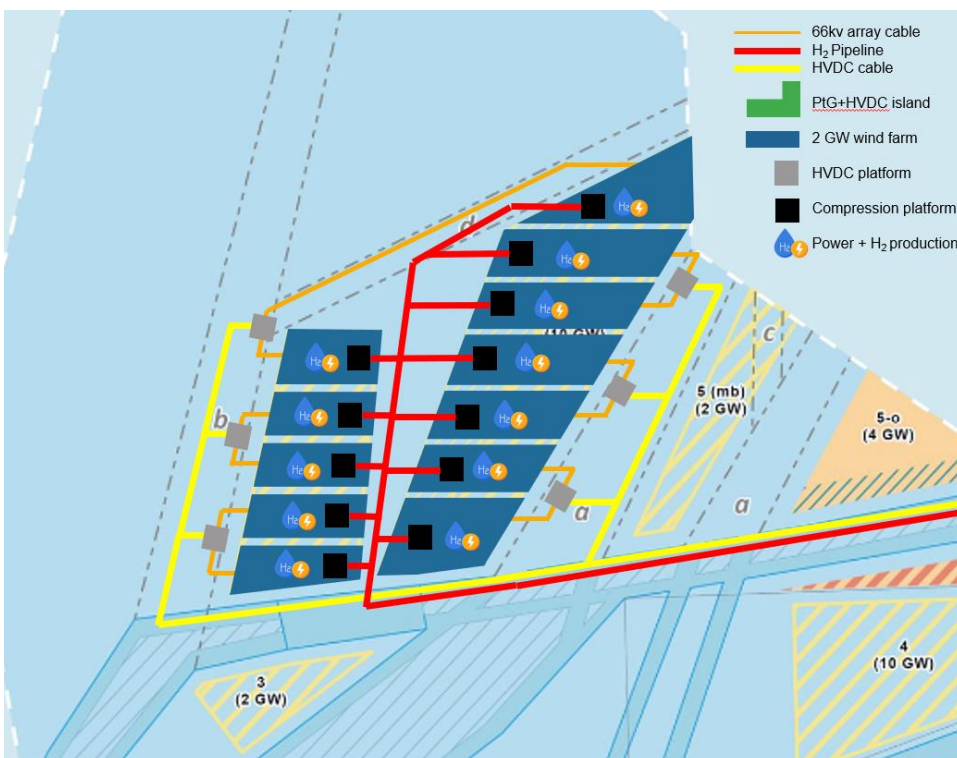
Figuur 6.19: Illustratieve lay-out van Concept 1 – Eiland concept



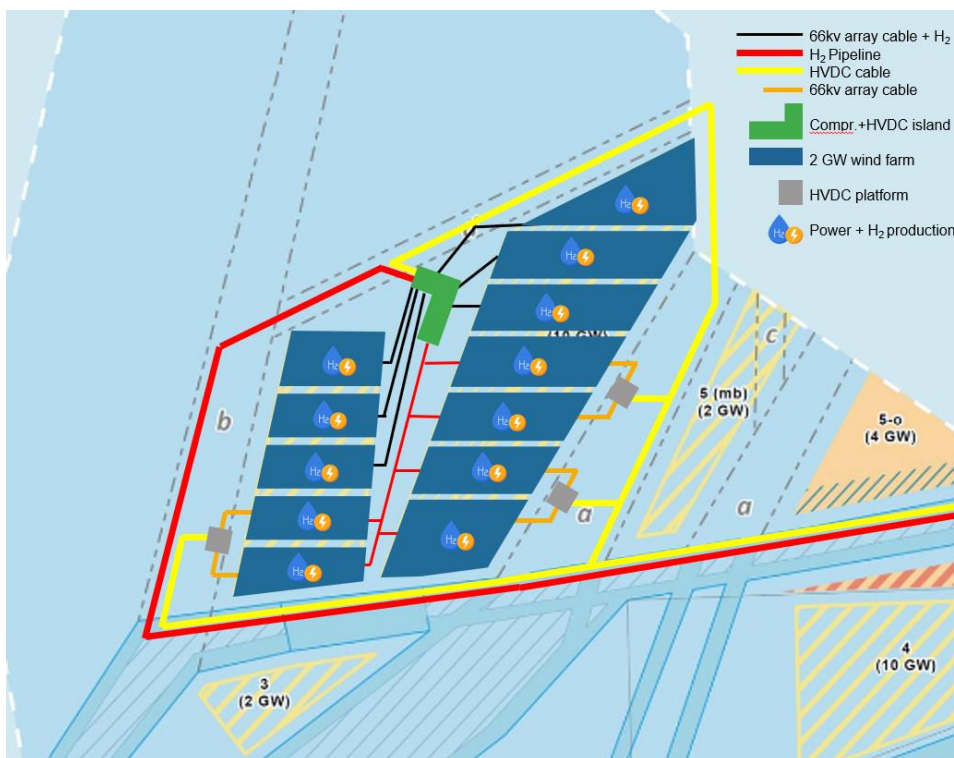
Figuur 6.20: Illustratieve lay-out van Concept 2a - Platformhub inclusief gecentraliseerde compressie



Figuur 6.21: Illustratieve lay-out van Concept 2b - Platformgebaseerde hub inclusief gedecentraliseerde compressie



Figuur 6.22: Illustratieve lay-out van Concept 3 – Hybride concept met gecentraliseerde compressie en 6 GW HVDC op een eiland .



Er is geen data beschikbaar voor HNO/TSO eiland. Daarom is dit ingeschat op basis van beschikbare data. Volgens het NSWPH-programma is voor een eiland van 10 GW 100 ha nodig, waarvan 36 ha voor 4 GW HVDC-apparatuur. In het nieuwe eilandontwerp is 6 GW aan HVDC-apparatuur nodig. Daarom kan worden geschat dat voor de 6 GW HVDC-apparatuur een oppervlakte van ongeveer 54 ha nodig is. Het benodigde oppervlak voor compressie wordt op basis van het NSWPH caissoneilandconcept ook geschat op ongeveer 10 ha voor 12 GW compressie. De totale oppervlakte die nodig is voor de compressie en het HVDC-eiland wordt geschat op 64 ha.

Dit deel van het rapport beschrijft de vergelijkende evaluatie tussen deze concepten, ervan uitgaande dat ze allemaal haalbare concepten zijn. Voor de selectie van platforms of eilanden kunnen technische overwegingen, zoals de impact van compressortrillingen op platforms, de besluitvorming sturen, zoals beschreven in paragraaf 6.3. Verdere studies die voortbouwen op het werk in het NSWPH-programma zullen nodig zijn.

Bij de initiële evaluatie tussen eilanden, platforms en een hybride configuratie werd ervan uitgegaan dat het eilandconcept gebaseerd zou zijn op twee eilanden met een capaciteit van 12GW. Daarom is er geen verandering in de evaluatie van concept 1 vergeleken met het oorspronkelijke eilandconcept. Ook concept 2a (platform gebaseerd met centrale compressie) is de basis waarop het platformconcept in de oorspronkelijke evaluatie werd beoordeeld (1). Daarom zal de toelichting op de puntentelling voor evaluatie 2 zich alleen richten op de verschillen tussen Concept 2b (platform gebaseerd met decentrale compressie) en Concept 3 (hybride gebaseerd met compressie en 6GW HVDC op een eiland) in vergelijking met de concepten 1 (eiland gebaseerd ter ondersteuning van waterstofproductie) en 2a (platform gebaseerd met centrale compressie). In het beslissingsproces worden de concepten 2b en 3 alleen geselecteerd als er geen grote offshore-eilanden zijn geselecteerd en daarom was de oorspronkelijke basis voor hun score die van concept 2a, met de nodige aanpassingen.

6.4.1 Veiligheid & Beveiliging

6.4.1.1 Veiligheid tijdens Bouw en Installatie

Concept 2b - Decentrale compressieplatforms

De bouw- en installatierisico's die gepaard gaan met meerdere kleinere compressieplatforms, zoals vereist voor gedecentraliseerde compressie, worden geacht het risico te vergroten in vergelijking met gecentraliseerde compressie vanwege het grotere aantal handelingen dat op een groter aantal locaties moet worden uitgevoerd.

Concept 3 - Compressie en HVDC op een kunstmatig eiland

Hoewel de omvang van het compressie- en HVDC-eiland kleiner is dan de grote offshore eilanden van 12 GW die in concept 1 werden overwogen, leidt de combinatie met de installatie van meerdere waterstofproductie-, compressie- en HVDC-platforms ertoe dat de totale bouw- en installatierisico's vergelijkbaar zijn met die van concept 1.

Om deze vergelijkende risico's weer te geven, worden de vier concepten gescoord zoals weergegeven in Tabel 6.42 waarbij een hogere score duidt op een groter veiligheidsrisico.

Tabel 6.42: Evaluatie 2 score - Veiligheid tijdens bouw & installatie .

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Veiligheid tijdens bouw en installatie	Hogere scores voor hogere risico's	8	7	5	6

6.4.1.2 Veiligheid tijdens Gebruik en Onderhoud

Concept 2b - Decentrale compressieplatforms

In overeenstemming met de aanpak in evaluatie 1 wordt aangenomen dat er een groter veiligheidsrisico is voor gebruik en onderhoud bij het bezoeken van meerdere, normaal onbemande platforms in vergelijking met permanent bemande eilanden met minder ruimtebeperkingen die grotere uitsluitingszones mogelijk maken. Op basis hiervan wordt aangenomen dat er iets grotere veiligheidsrisico's zijn voor het gedecentraliseerde compressieconcept vanwege het grotere aantal platforms dat moet worden bezocht, met name omdat de compressoren aanzienlijk meer onderhoud nodig zullen hebben dan de waterstofproductieapparatuur.

Concept 3 - Compressie en HVDC op een kunstmatig eiland

Aangezien dit concept een combinatie is van eilanden en platforms wordt aangenomen dat de veiligheidsrisico's tussen die van concept 1 en concept 2a liggen. Omdat de aanwezigheid van een eiland de veiligheid significant bevordert is de score dichtbij concept 1 dan bij concept 2a.

Deze benadering is toegepast op de conceptscores in Tabel 6.43 waarbij een hogere score duidt op grotere veiligheidsrisico's (minder gunstig) tijdens gebruik en onderhoud.

Tabel 6.43: Evaluatie 2 Score - Veiligheid tijdens gebruik & onderhoud

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Veiligheid tijdens werkzaamheden en onderhoud	Hogere scores voor hogere risico's	6	7	9	10

6.4.1.3 Beveiliging

Hoewel er geen grote problemen zijn met betrekking tot de veiligheid van offshore-eilanden en -platforms, is men van mening dat de beveiliging op grote bemande eilanden gemakkelijker te realiseren is dan op afgelegen platforms. Daarom wordt een groter aantal platforms als een groter veiligheidsrisico beschouwd dan een kleiner aantal platforms. De scores voor de vier concepten, die op deze basis zijn ontwikkeld, worden gegeven in Tabel 6.44 waarbij een hogere score duidt op een groter veiligheidsrisico.

Tabel 6.44: Evaluatie 2 Score - Beveiliging .

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Beveiliging	Hogere scores voor hogere risico's	4	6	7	8

6.4.1.4 Resultaten Veiligheid

Tabel 6.45: Algemene score - veiligheid

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b	Weging
Veiligheid tijdens bouw en installatie	Hogere scores voor hogere risico's	8	7	5	6	100
Veiligheid tijdens gebruik en onderhoud	Hogere scores voor hogere risico's	6	7	9	10	100
Beveiliging	Hogere scores voor hogere risico's	4	6	7	8	30
Genormaliseerde resultaten	Hoogste score is het beste	100	99	99	95	

6.4.2 Milieu

6.4.2.1 Uitstoot van Broeikasgassen (Levenscyclusanalyse)

Op vergelijkbare wijze als in paragraaf 6.1.5.1 zijn de CO₂ voetafdrukken van de vier concepten berekend. In Tabel 6.46: Conceptenoverzicht wordt de conceptinformatie gegeven. Zoals te zien is, is concept 1 gelijk aan het volledige eilandconcept van de eerste vergelijking. Verder is concept 2a gelijk aan het concept met alleen een platform uit de eerste vergelijking. Daarom zijn de berekende CO₂ voetafdrukken van de eerste vergelijking gebruikt voor concept 1 en 2a.

Tabel 6.46: Conceptenoverzicht .

Concept	1	3	2a	2b
Windparkcapaciteit (GW)	24	24	24	24
H2 capaciteit (GW)	12	12	12	12
HVDC transport (GW)	12	12	12	12
HVDC op platforms (GW)	0	6	12	12

Concept	1	3	2a	2b
Turbinevermogen (MW)	15	15	15	15
H2 op platforms (GW)	0	12	12	12
Array Kabellengte (km)	7000	5250	3500	3500
Aantal multifunctionele eilanden	2	0	0	0
HVDC/HNO-eiland	0	1	0	0
Aantal turbines	1600	1600	1600	1600
Aantal compressieplatforms (3GW)	0	0	4	0
Aantal compressieplatforms (1GW)	0	0	0	12

Concept 2b - Decentrale compressieplatforms

Het verschil tussen concept 2a en concept 2b is de locatie van compressie. In concept 2b is de compressie gedecentraliseerd en bevindt deze zich binnen het windpark. Zoals te zien is in tabel 6.14 hierboven, heeft concept 2b in totaal 12 compressieplatforms die de waterstof kunnen verwerken die geproduceerd wordt door 1 GW aan elektrolysecapaciteit. Uit eerder werk in het NSPWH was geen ontwerp van een 1 GW compressieplatform beschikbaar. Daarom zijn de staalconstructievereisten voor dit compressieplatform geschaald. Op Tabel 6.47 worden de staalvereisten weergegeven.

Tabel 6.47: Compressieplatforms levenscyclus inventaris (ref. 22).

Item	Staalgewicht [ton]				
	1 GW	2 GW	3,2 GW	4 GW	5,34 GW
Staalwerk topside	2508	3487		4848	6353
Ontluchtungsarm	100	100		1000	100
Topside	231	231		276	388
Subtotaal: topside	2839	3818	4,017	6124	6841
Jacket	1923	2615		3556	3950
Palen	1189	1585		2113	2113
Subtotaal: substructuur	3112	4200	3339	5669	6063
Totaal constructiestaal	5951	8018	7356	11793	12904

Concept 3 - Compressie en HVDC op een kunstmatig eiland

Net als bij het 1 GW compressieplatform zijn de materiaaleisen voor het compressie- & HVDC-eiland niet ontwikkeld in het NSWPH-programma. Daarom zijn de materiaalvereisten geschaald en geschat. Volgens het NSWPH-programma is voor een eiland van 10 GW 100 ha nodig, waarvan 36 ha voor 4 GW HVDC-apparatuur. In het nieuwe eilandontwerp is 6 GW aan HVDC-apparatuur nodig. Daarom kan worden geschat dat voor de 6 GW HVDC-apparatuur een oppervlakte van ongeveer 54 ha nodig is. Het benodigde oppervlak voor compressie wordt op basis van het NSWPH caissoneiland concept ook geschat op ongeveer 10 ha voor 12 GW compressie. De totale oppervlakte die nodig is voor de compressie en het HVDC-eiland wordt geschat op 64 ha.

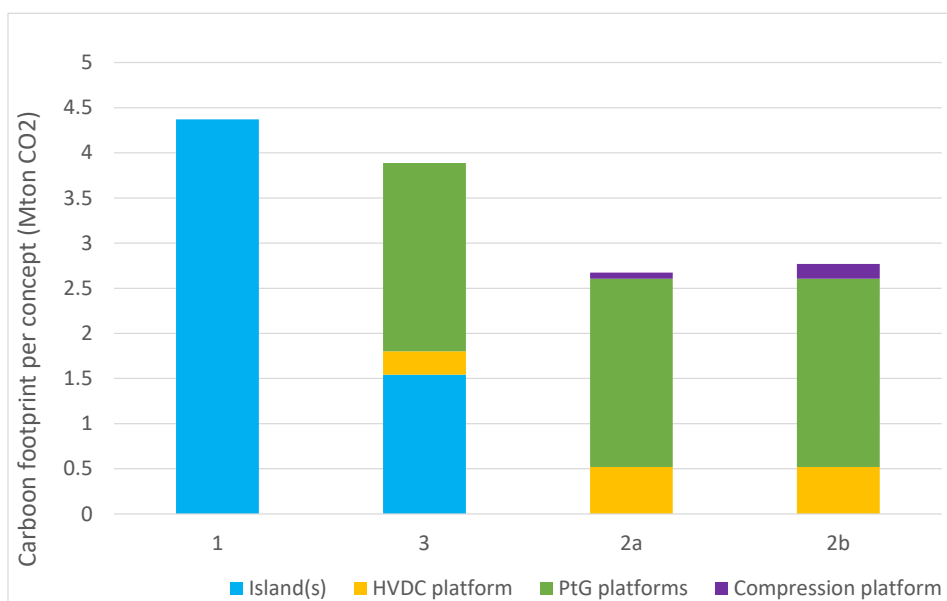
Vervolgens is de materiaalbehoefte voor de 64 ha op dezelfde manier ontwikkeld als de NSWPH-schattingen voor de 13, 15 en 100 ha eilanden. De uitsplitsing van het materiaal voor het eiland van 64 ha is gegeven in Tabel 6.48.

Tabel 6.48: Levenscyclusinventaris 64 ha eiland.

Materiaal	Onderbouw	Hoeveelheid	Eenheid	Bron
Rots / Steen	Berm	9,911,160	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Kern	180,201	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Rotsvulling achter perimeter	200,000	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Totaal	10,291,361	m³	Mott MacDonald / NSWPH
Zand	Zandvulling tot omtrek	1,415,400	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Ingevuld eilandzand	32,754,561	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Deklaag van zand	116,981	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Totaal	34,286,942	m³	Mott MacDonald / NSWPH
Beton	Productie Caissons	606,600	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Omslag	126,375	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	blokken	119,987	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Havenbekken	50,000	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Compressor- apparatuurfundaties inclusief heipalen	75,000	m ³	Mott MacDonald / NSWPH
	Totaal	977,962	m³	Mott MacDonald / NSWPH

De resultaten worden weergegeven in Figuur 6.23. Zoals eerder besproken zijn de CO₂ voetafdrukken voor concept 1 en 2a overgenomen uit evaluatie 1. De resultaten voor concept 2b laten zien dat decentrale compressie de CO₂ voetafdruk van de energiehub met ongeveer 5% kan verhogen. Dit wordt veroorzaakt doordat er meer dan twee keer zoveel staal nodig is voor compressie in concept 2b dan in 2a. De CO₂ voetafdruk van concept 3 is aanzienlijk hoger dan die van concept 2a. Vergeleken met concept 1 is de CO₂ voetafdruk lager, maar vergeleken met het oppervlakte op het eiland is deze relatief hoog.

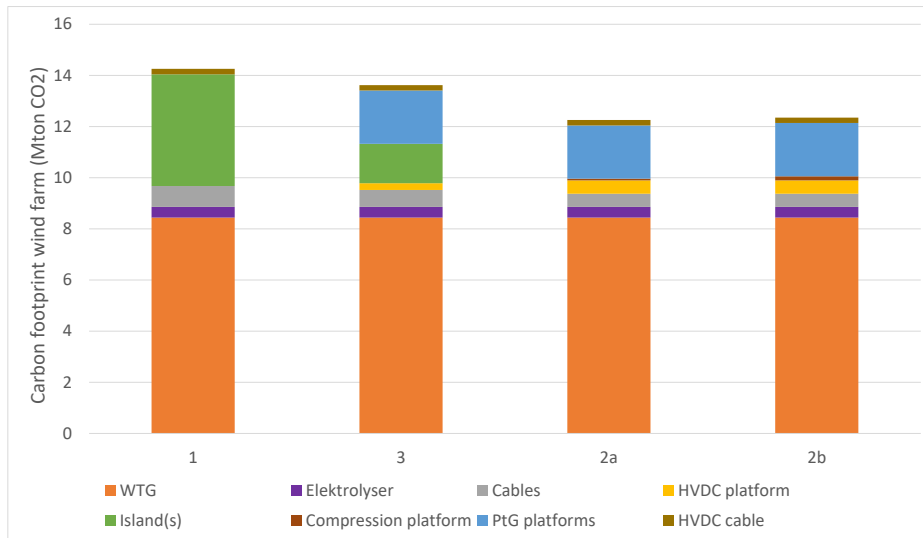
Figuur 6.23: CO₂ voetafdruk per 24 GW energiehub concept (analyse Mott MacDonald).



Net als bij de eerste vergelijking zijn de concepten vergeleken met de volledige windparkconcepten. De resultaten zijn gegeven in Figuur 6.24. Te zien is dat het verschil tussen

concept 2a en 2b nu bijna verwaarloosbaar is. De verschillen tussen concept 1, 2 en 3 zijn nog steeds significant.

Figuur 6.24: Koolstofvoetafdruk per concept windpark van 24 GW (analyse Mott MacDonald)



De resultaten van Figuur 6.23 zijn omgezet in scores. De scores voor elk concept staan in Tabel 6.49 die de totale CO₂ voetafdruk van het energiehub concept weergeeft in Mton CO₂.

Tabel 6.49: Evaluatie 2 Score - Klimaatverandering.

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
a					
Uitstoot van broeikasgassen (levenscyclusanalyse)	Hogere scores voor grotere impact, waarden gebaseerd op Mton CO ₂ per 24 GW energiehub	4.4	3.9	2.6	2.7

6.4.2.2 Ecologische Gevolgen tijdens de Bouw

Er zijn nu vier concepten om te vergelijken. Daarom is ervoor gekozen om de scores te vervangen voor een kwantitatieve benadering (Tabel 6.50). Het volledige eilandconcept 1 kreeg een 9, vergeleken met een 3 voor concept 2a. Dit komt overeen met de Belgische milieustudies, die de hoge ecologische impact van het eiland verklaren.

Concept 2b - Decentrale compressieplatforms

In dit concept worden meer platforms geïnstalleerd dan in concept 2a, waardoor meer locaties en dus ecosystemen verstoord zullen worden. Ook zullen er naar verwachting meer palen geïnstalleerd moeten worden. Omdat er in dit concept geen eilanden worden geïnstalleerd, is besloten om concept 2b een 4 te geven.

Concept 3 - Compressie en HVDC op een kunstmatig eiland

Tot slot is het compressie- en HVDC-eiland gescoord met een 6. Het oppervlak van dit eiland is aanzienlijk kleiner dan twee 12GW-eilanden. Daarom is ervoor gekozen om de stap van concept 1 naar 3 hoger te geven dan tussen concept 2b en 3.

Tabel 6.50: Evaluatie 2 Score - Ecologische impact tijdens de bouw .

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Ecologische gevolgen tijdens de bouw	Hogere scores voor hogere risico's en impact	9	6	3	4

6.4.2.3 Ecologische Impact tijdens Gebruik

De scores voor de ecologische impact tijdens gebruik worden gegeven in Tabel 6.51.

Concept 2b - Decentrale compressieplatforms

De locatie en capaciteit van de waterstofproductie verschilt niet met concept 2a en krijgt daarom dezelfde score.

Concept 3 - Compressie en HVDC op een kunstmatig eiland

De locatie en capaciteit van de waterstofproductie verschilt niet met concept 2a en krijgt daarom dezelfde score.

Tabel 6.51: Evaluatie 2 Score - Ecologische impact tijdens exploitatie .

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Ecologische impact tijdens gebruik	Hogere scores voor hogere risico's en impact	9	7	7	7

6.4.2.4 Resultaten Milieu

Tabel 6.52: Algemene score - Milieu

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b	Weging
Uitstoot van broeikasgas en (levenscyclus analyse)	Hogere scores voor grotere impact, waarden gebaseerd op Mton CO ₂ per 24 GW energiehub	4.4	3.9	2.6	2.7	100
Uitstoot van broeikasgas en (levenscyclus analyse)	Hogere scores voor grotere impact, waarden gebaseerd op Mton CO ₂ per 24 GW energiehub	4.4	3.9	2.6	2.7	0
Ecologische impact tijdens gebruik	Hogere scores voor hogere risico's en impact	9	7	7	7	20
Genormaliseerde resultaten	Hoogste score is het beste	85	90	100	100	

6.4.3 Economie

Hieronder volgt een samenvatting van de kostenramingen voor CapEx & OpEx en een analyse van de belangrijkste kostenveroorzakers, inclusief mogelijkheden voor de toeleveringsketen.

6.4.3.1 CapEx & OpEx Samenvattingen

Tabel 6.53: Concept 1 - Hub op eiland (analyse van Mott MacDonald).

Concept 1 - Island Based Hub: Summary Breakdown			
	CAPEX € Million	OPEX (%age of CAPEX)	OPEX € Million Per Annum
Wind Farm WTG's (For 24 GW)	46,000.0	3.50%	1,610.0
Array cables	2,000.0	1.50%	30.0
Sub-Sea Flexible and / or Ridgid Flow Lines	Not Applicable	1.50%	Not Applicable
Sub-Sea Manifold's / PLEM's	Not Applicable	2.00%	Not Applicable
HVDC Systems & Equipment (supplied & installed by others)	Excluded	Excluded	Excluded
Power Infrastructure (on WTG's)	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Power Infrastructure (on Off-Shore Compression Platforms(s))	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Power Infrastructure (on Caisson Island or located on-Shore)	708.5	1.50%	10.6
Electrolysers (6GW)	4,285.8	2.50%	107.1
Electrolyser BOP (on WTG's)	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Electrolyser BOP (on Off-Shore Compression Platforms)	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Electrolyser BOP (on Caisson Island or located on-Shore)	991.5	2.50%	24.8
Fabricated Structural Steel Platform(s) on WTG's for H2/Ptg Equip	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Caisson Island - 48m water depth	5,267.7	0.50%	26.3
Off-Shore Compression Platform(s) - 48m water depth	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Off-Shore Structural Platform(s) for HVDC Equip - 48m water depth	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
TOTALS PER ISLAND € Million	11,253.5	1.50%	168.9
OVERALL TOTAL € Million	70,506.9	2.81%	1,977.8

Tabel 6.54: Concept 2a - Gecentraliseerde compressie op platforms (analyse van Mott MacDonald).

Concept 2a - Centralised Compression on Platforms: Summary Breakdown			
	CAPEX € Million	OPEX (%age of CAPEX)	OPEX € Million Per Annum
Wind Farm WTG's (For 24 GW)	46,000.0	3.50%	1,610.0
Array cables	1,000.0	1.50%	15.0
Sub-Sea Flexible and / or Ridgid Flow Lines	1,000.0	1.50%	15.0
Sub-Sea Manifold's / PLEM's	200.0	2.00%	4.0
HVDC Systems & Equipment (supplied & installed by others)	Excluded	Excluded	Excluded
Power Infrastructure (on WTG's)	796.1	2.00%	15.9
Power Infrastructure (on Off-Shore Compression Platforms(s))	830.3	2.00%	16.6
Power Infrastructure (on Caisson Island or located on-Shore)	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Electrolysers (6GW)	5,092.8	2.00%	101.9
Electrolyser BOP (on WTG's)	357.6	2.75%	9.8
Electrolyser BOP (on Off-Shore Compression Platforms)	824.1	2.75%	22.7
Electrolyser BOP (on Caisson Island or located on-Shore)	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Fabricated Structural Steel Platform(s) on WTG's for H2/Ptg Equip	2,032.0	1.50%	30.5
Caisson Island - 48m water depth	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Off-Shore Compression Platform(s) - 48m water depth	459.7	1.50%	6.9
Off-Shore Structural Platform(s) for HVDC Equip - 48m water depth	3,259.9	1.50%	48.9
	TOTALS PER 12GW OF PLATFORMS € Million	13,652.5	1.85%
	OVERALL TOTAL € Million	75,505.0	2.85%

Tabel 6.55: Concept 2b - Decentrale compressie op platforms (Mott MacDonald analyse).

Concept 2b - Decentralised Compression on Platforms: Summary Breakdown			
	CAPEX € Million	OPEX (%age of CAPEX)	OPEX € Million Per Annum
Wind Farm WTG's (For 24 GW)	46,000.0	3.50%	1,610.0
Array cables	1,000.0	1.50%	15.0
Sub-Sea Flexible and / or Ridgid Flow Lines	1,000.0	1.50%	15.0
Sub-Sea Manifold's / PLEM's	200.0	2.00%	4.0
HVDC Systems & Equipment (supplied & installed by others)	Excluded	Excluded	Excluded
Power Infrastructure (on WTG's)	796.1	2.00%	15.9
Power Infrastructure (on Off-Shore Compression Platforms(s))	830.3	2.00%	16.6
Power Infrastructure (on Caisson Island or located on-Shore)	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Electrolysers (6GW)	5,092.8	2.00%	101.9
Electrolyser BOP (on WTG's)	357.6	2.75%	9.8
Electrolyser BOP (on Off-Shore Compression Platforms)	859.1	2.75%	23.6
Electrolyser BOP (on Caisson Island or located on-Shore)	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Fabricated Structural Steel Platform(s) on WTG's for H2/Ptg Equip	2,032.0	1.50%	30.5
Caisson Island - 48m water depth	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Off-Shore Compression Platform(s) - 48m water depth	1,056.4	1.50%	15.8
Off-Shore Structural Platform(s) for HVDC Equip - 48m water depth	3,259.9	1.50%	48.9
	TOTAL PER 12GW OF PLATFORMS € Million	14,284.3	1.84%
	OVERALL TOTAL € Million	76,768.5	2.83%

Tabel 6.56: Concept 3 - Gecentraliseerde compressie en HVDC op een eiland (Mott MacDonald analyse).

Concept 3 - Centralised Compression/HVDC on an Island: Summary Breakdown			
	CAPEX € Million	OPEX (%age of CAPEX)	OPEX € Million Per Annum
Wind Farm WTG's (For 24 GW)	46,000.0	3.50%	1,610.0
Array cables	1,000.0	1.50%	15.0
Sub-Sea Flexible and / or Ridgid Flow Lines	1,000.0	1.50%	15.0
Sub-Sea Manifold's / PLEM's	200.0	2.00%	4.0
HVDC Systems & Equipment (supplied & installed by others)	Excluded	Excluded	Excluded
Power Infrastructure (on WTG's)	1,194.1	2.00%	23.9
Power Infrastructure (on Off-Shore Compression Platform(s))	Excluded	Excluded	Excluded
Power Infrastructure (on Caisson Island or located on-Shore)	1,286.8	2.00%	25.7
Electrolysers (12GW)	8,660.9	2.00%	173.2
Electrolyser BOP (on WTG's)	536.4	2.75%	14.8
Electrolyser BOP (on Off-Shore Compression Platforms)	Excluded	Excluded	Excluded
Electrolyser BOP (on Caisson Island or located on-Shore)	1,718.0	2.75%	47.2
Fabricated Structural Steel Platform(s) on WTG's for H2/Ptg Equip	3,048.1	1.50%	45.7
Caisson Island - 48m water depth	3,544.2	0.50%	17.7
Off-Shore Compression Platform(s) - 48m water depth	Excluded	Excluded	Excluded
Off-Shore Structural Platform(s) for HVDC Equip - 48m water depth	3,259.9	1.50%	48.9
	TOTAL PER 12GW € Million	1.71%	397.2
	OVERALL TOTAL € Million	2.86%	2,041.2

Tabel 6.57: Evaluatie 2 Score - CapEx.

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
CapEx	Hogere scores voor hogere risico's, waarden gebaseerd op € miljard per 24 GW windparkconcept	70.5	71.5	75.5	76.8

Tabel 6.58: Evaluatie 2 Score - OpEx.

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
OpEx	Hogere scores voor hogere risico's, waarden gebaseerd op € miljoen/a per 24 GW windparkconcept	1977.8	2041.2	2150.3	2170.1

6.4.3.2 Noodzaak tot Voorinvestering

Concept 2b - Decentrale compressieplatforms

Concept 2b is nog modulaire dan concept 2a omdat het kleinere gedecentraliseerde compressieplatforms omvat en daarom heeft het ook een beperkte behoefte aan voorinvesteringen en krijgt het een lage score.

Concept 3 - Compressie en HVDC op een kunstmatig eiland

Aangezien concept 3 een groot eiland combineert - ongeveer 60 % van de capaciteit van de concept 1 eilanden - met meerdere platforms, ligt de behoefte aan voorinvesteringen tussen concept 1 en de concepts 2a en 2b in en krijgt het een gemiddelde score.

Tabel 6.59: Evaluatie 2 Score - Noodzaak van pre-investering.

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Noodzaak tot voorinvestering	Hogere scores voor hogere pre-investeringsbehoefte	Hoog	Medium	Laag	Laag

6.4.3.3 Resultaten Economie

Tabel 6.60: Algemene score - Economie

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b	Weging
CapEx	Hogere scores voor hogere risico's, waarden gebaseerd op €miljard per 24 GW windparkconcept	70.5	71.5	75.5	76.8	80
OpEx	Hogere scores voor hogere risico's, waarden gebaseerd op € miljoen/a per 24 GW windparkconcept	1977.8	2041.2	2150.3	2170.1	80
Behoeft	Hogere scores voor hogere pre-investeringsbehoefte	Hoog	Medium	Laag	Laag	100
Genormaliseerde resultaten	Hoogste score is het beste	92	96	100	100	

6.4.4 Realisatie en Technische Haalbaarheid

6.4.4.1 Ontwikkelingstijd tot Exploitatie

Het schema voor de eerste waterstof en HVDC op grote kunstmatige platforms resulteert in de eerste export van energie en offshore waterstofproductie in ongeveer 2034, met platformgebaseerde concepten die resulteren in de eerste export van energie mogelijk in 2030, gevolgd door waterstofproductie in 2031, vooruitlopend op de schema's voor de uitrol van infrastructuur in zoekgebieden 6 en 7 in 2032.

Concept 2b - Decentrale compressieplatforms

Om de vier concepten met elkaar te vergelijken, werd ervan uitgegaan dat meerdere kleinere compressieplatforms zoals in concept 2b gemakkelijker te bouwen en te installeren zijn dan grotere platforms, waarbij het aantal werven voor de bouw en het aantal schepen voor de installatie beperkter kan zijn. Bovendien moeten er in concept 2b meer platforms worden gebouwd en zal het tijdschema worden versneld wanneer de lessen van de eerste platforms kunnen worden toegepast. Dit kan resulteren in een kortere planning en een lager risico voor concept 2b in vergelijking met concept 2a.

Concept 3 - Compressie en HVDC op een kunstmatig eiland

Het kleinere kunstmatige eiland ter ondersteuning van compressie en HVDC in concept 3 is eenvoudiger te bouwen dan de grotere eilanden in concept 1. Het is echter nog steeds een groot

eiland in waterdieptes tot 50 m met de bijbehorende risico's en materiaalbeperkingen en de noodzaak om zomerweelperiodes te gebruiken voor de constructie van het eiland.

Op basis van deze overwegingen hebben de vier concepten een vergelijkende score gekregen zoals weergegeven in Tabel 6.61 waarbij hogere scores duiden op een langer ontwikkelingsschema.

Tabel 6.61: Evaluatie 2 Score - Ontwikkelingstijd tot exploitatie .

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Ontwikkelingstijd tot exploitatie	Hogere scores voor hogere ontwikkelingstijden	8	7	3	2

6.4.4.2 Constructie en Installatie

Eerdere scores voor constructie en installatie lieten zien dat eilanden complexer waren dan platforms, omdat een eiland in 50 m waterdiepte nog nooit eerder is gedaan, terwijl platforms vaker zijn geïnstalleerd in de Noordzee. De eilandoptie kreeg een hoge complexiteitscore en de platformoptie een lage. Alle scores zijn te vinden in Tabel 6.62.

Concept 2b - Decentrale compressieplatforms

Decentrale compressie (2b) introduceert een groter aantal kleinere compressieplatforms verspreid over de Noordzee, vergeleken met gecentraliseerde compressie (2a). Er zullen meer offshore activiteiten zijn omdat er meer platforms offshore getransporteerd moeten worden, hoewel de grootte van de platforms die getransporteerd worden veel kleiner zal zijn. De bouw van volgende platforms kan worden gestroomlijnd naarmate de bouw vordert, en lessen uit eerdere bouw kunnen worden gebruikt om de bouw- en installatieactiviteiten voor latere platforms te verbeteren. De toegenomen complexiteit van meer offshore-activiteiten wordt gezien als een grotere impact dan de afgenomen omvang van de platforms en de geleerde lessen. Daarom wordt gedecentraliseerde compressie als complexer beschouwd dan gecentraliseerde compressie en krijgt het een gemiddelde complexiteitsclassificatie.

Concept 3 - Compressie en HVDC op een kunstmatig eiland

In lijn met de vorige score resulteert een eiland in een hoge complexiteit voor bouw en installatie, aangezien er nog niet eerder een eiland is gebouwd in 50 m waterdiepte. Hoewel de grootte van het compressie- en HVDC-eiland kleiner is dan het volledig geïntegreerde eiland (~36% kleiner), moeten er ook platforms worden gebouwd en verscheept voor de waterstofproductie. Daarom heeft Concept 3 ook een hoge complexiteit voor constructie en installatie.

Tabel 6.62: Evaluatie 2 Score - Constructie-/installatiebeperkingen .

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Constructie-/installatiebeperkingen	Hogere scores voor hogere complexiteit	Hoog	Hoog	Laag	Medium

6.4.4.3 Complexiteit van de Toeleveringsketen

In eerdere scores voor de complexiteit van de toeleveringsketen werden eilanden als complexer beschouwd dan platforms vanwege de complexiteit van de levering van materiaal voor het eiland. Deze uitdagingen overschaduwden de complexiteit van de levering van materiaal voor platforms, transport- en bouwopties voor platforms en de levering van apparatuur. Een score van 0-10 (10

is complexer en minder gunstig) werd toegepast om het eilandconcept (Concept 1) voldoende te onderscheiden van het platformconcept (Concept 2a). Het eilandconcept kreeg een 10 en het platformconcept een 3.

Concept 2b - Decentrale compressieplatforms

Decentrale compressie (2b) introduceert een groter aantal kleinere compressieplatforms verspreid over de Noordzee, vergeleken met gecentraliseerde compressie (2a). Kleinere platforms bieden mogelijkheden voor meer bouwwerven en platformtransport (minder restricties qua grootte), hoewel er over het geheel genomen meer materiaal nodig zal zijn voor de bouw van de platformconstructie. Een voordeel van gedecentraliseerde compressie ten opzichte van gecentraliseerde compressie is dat er minder compressie zal zijn op gedecentraliseerde compressieplatforms en dat daardoor de toeleveringsketen voor de compressieapparatuur minder beperkend zal zijn (omdat alle machines op het platform geïnstalleerd moeten zijn voordat ze naar buiten drijven). Het effect van deze veranderingen op de complexiteit van de toeleveringsketen voor gedecentraliseerde compressieplatforms in vergelijking met gecentraliseerde platforms kan in dit stadium niet worden gedifferentieerd, en de complexiteit blijft op een 3 staan.

Concept 3 - Compressie en HVDC op een kunstmatig eiland

Een compressie- en HVDC-eiland zal kleiner zijn dan een volledig geïntegreerd eiland (ongeveer 36% kleiner), waardoor er minder materiaal hoeft te worden ingekocht om het eiland te bouwen. Hierdoor zijn er minder beperkingen voor de toeleveringsketen en is het kleinere eiland minder complex. Er moeten nu echter ook platforms worden gebouwd voor de waterstofproductie, waardoor er materialen nodig zijn voor de platforms en werven om de platforms te bouwen. Daarom is de complexiteit voor het bouwen van het eiland verminderd, maar het toegevoegde element van platforms verhoogt de complexiteit ook enigszins. Er wordt een score van 7 gegeven omdat de platforms en het kleinere eiland nog steeds minder complex zijn dan een groter eiland, maar aanzienlijk complexer dan een pure platformoplossing (Tabel 6.63).

Tabel 6.63: Evaluatie 2 Score - Complexiteit van de toeleveringsketen .

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Complexiteit van de toeleveringsketen	Hogere scores voor hogere complexiteit	10	7	3	3

6.4.4.4 Vergunning

De scores voor het toelaten van evaluatie 2 staan in Tabel 6.64.

Concept 2b - Decentrale compressieplatforms

Concept 2b wordt geacht een lagere vergunningscomplexiteit te hebben dan de eiland opties, en verwacht is dat de complexiteit van vergunningen vergelijkbaar is met concept 2a.

Concept 3 - Compressie en HVDC op een kunstmatig eiland

Aangezien concept 3 zowel een groot eiland als platforms omvat, ligt de complexiteit ervan tussen concept 1 en concept 2a in.

Tabel 6.64: Evaluatie 2 Score - Vergunning .

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Vergunning	Hogere scores voor hogere complexiteit	Hoog	Hoog	Medium	Medium

6.4.4.5 Technologische Gereedheid

Uit evaluatie 1 is gebleken dat de technologie van platforms installatie verder ontwikkeld is dan de technologie van eiland. Dit komt doordat platforms veel voorkomen in de Noordzee en er tot op heden nog geen eiland in 50 m waterdiepte is gebouwd. Het technologische gereedheidsniveau voor apparatuur op eilanden werd hoger geacht dan op platforms, met name voor gemodulariseerde elektrolyse en compressie, afgezien van PEM elektrolyserpakketten die gemakkelijk verkrijgbaar zijn. Een hoge score wijst op een hoog niveau van technologische gereedheid, waarbij platforms worden gezien als technologisch zeer ontwikkeld en eilanden als technologisch minder ontwikkeld, aangezien de lage gereedheid voor een nieuw eiland in 50 m waterdiepte zwaarder weegt dan de gereedheid van de apparatuur (Tabel 6.65).

Concept 2b - Decentrale compressieplatforms

Gedecentraliseerde compressie (2b) beperkt de hoeveelheid compressie op één platform tot maximaal 1 GW, vergeleken met gecentraliseerde compressie (2a) die tot 3-4 GW op één platform kan hebben. Hoewel de impact van compressortrillingen op de platforms niet kan worden verwaarloosd, zal deze naar verwachting minder ernstig zijn dan voor grotere platforms met maximaal 6 compressoren per platform. De decentrale compressieplatform oplossing krijgt daarom dezelfde hoge technologiegereedheidsscore als de gecentraliseerde oplossing.

Concept 3 - Compressie en HVDC op een kunstmatig eiland

In dit concept zal de waterstofproductie op platforms plaatsvinden. Hoewel gemodulariseerde grootschalige alkaline elektrolyse op een eiland verder ontwikkeld is dan gemodulariseerde PEM elektrolyse, zal elektrolyse op waterstofturbines waarschijnlijk een in containers verpakt PEM-pakket zijn dat gemakkelijk verkrijgbaar is.

Het verplaatsen van de waterstofproductie van het eiland naar platforms verkleint de omvang van het eiland en de complexiteit van de eilandconstructie, maar de diepte van het water waarin het eiland wordt gebouwd blijft 50 m en daarom wordt de technologische gereedheid van het compressie- en HVDC-eiland geacht dezelfde score te hebben als het grote geïntegreerde eiland.

Tabel 6.65: Evaluatie 2 Score – Technologische gereedheid .

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Technologische gereedheid	Hogere scores voor hogere technologiebereidheid	Medium	Medium	Hoog	Hoog

6.4.4.6 Waterdiepte

Concept 2b - Decentrale compressieplatforms

Net als Concept 2a bestaat Concept 2b uit platforms met een bewezen bouw- en installatiegeschiedenis in de Noordzee in waterdieptes van 50 m. Het bijbehorende risico en de complexiteit worden daarom als laag beschouwd.

Concept 3 - Compressie en HVDC op een kunstmatig eiland

Voor Concept 3 worden HVDC en compressieapparatuur geïnstalleerd op een groot eiland, wat nog niet eerder is gedaan in waterdieptes van 50 meter. Daarom worden, net als bij concept 1, de bijbehorende risico's en complexiteit als hoog beschouwd.

Tabel 6.66: Evaluatie 2 Score - Waterdiepte.

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Waterdiepte	Hogere scores voor hogere complexiteit	Hoog	Hoog	Laag	Laag

6.4.4.7 Systeemintegratie

Het systeemintegratiecriterium is opgenomen om de complexiteit van elk energiehubs concept te beoordelen in relatie tot het aantal partijen dat betrokken is bij de ontwikkeling ervan en het aantal vereiste interfaces tussen hen.

Tijdens evaluatie 1 was naar voren gekomen dat meerdere ontwikkelaars op de grote kunstmatige eilanden in concept 1 werkten. Dit zal de complexiteit van systeemintegratie vergroten in vergelijking met geografisch gedistribueerde platforms waar het toepassingsgebied, zoals waterstofcompressie en -productie, gescheiden is.

Concept 2b - Decentrale compressieplatforms

Concept 2b werd als iets complexer beschouwd dan Concept 2a, omdat de gedecentraliseerde compressieplatforms binnen de individuele windblokken door HNO zouden worden ontworpen, terwijl de rest van de blokinfrastructuur door de ontwikkelaar zou worden ontworpen.

Concept 3 - Compressie en HVDC op een kunstmatig eiland

Concept 3 wordt beschouwd als minder complex dan concept 1, maar complexer dan concept 2a, omdat de co-locatie van HVDC-apparatuur en waterstofcompressie apparatuur op hetzelfde eiland integratie vereist tussen HNO en TSO.

Op basis van deze overwegingen hebben de vier concepten een score gekregen zoals weergegeven in Tabel 6.67 waarbij een hoge score duidt op een grotere complexiteit van de systeemintegratie.

Tabel 6.67: Evaluatie 2 Score - Systeemintegratie.

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Systeemintegratie	Hogere scores voor hogere complexiteit	Hoog	Medium	Laag	Medium

6.4.4.8 Resultaten Realisatie en Technische Haalbaarheid

Tabel 6.68: Algemene score - Realisatie en technische haalbaarheid

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b	Weging
Ontwikkelings tijd tot exploitatie	Hogere scores voor langere ontwikkelingstijden	8	7	3	2	100
Constructie en installatie	Hogere scores voor hogere complexiteit	Hoog	Hoog	Laag	Medium	80
Complexiteit van de	Hogere scores voor	10	7	3	3	100

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b	Weging
toeleveringsk eten	hogere complexiteit					
Vergunning	Hogere scores voor hogere complexiteit	Hoog	Hoog	Medium	Medium	50
Technologie gereed	Hogere scores voor hogere technologiebe reidheid	Medium	Medium	Hoog	Hoog	80
Waterdiepte	Hogere scores voor hogere complexiteit	Hoog	Hoog	Laag	Laag	60
Systeeminteg ratie	Hogere scores voor hogere complexiteit	Hoog	Medium	Laag	Medium	60
Genormalise erde resultaten	Hoogste scores is het beste	74	79	100	97	

6.4.5 Gebruik en Onderhoud

6.4.5.1 Complexiteit van Gebruik

Eilanden werden voorheen geacht een lagere operationele complexiteit te hebben dan platforms, vanwege de aanwezigheid van operators, het hebben van slechts een paar werklocaties en een beschermde kade voor de overdracht van apparatuur en personeel. Eilanden kregen een lage complexiteitsscore van 3 en platforms een hoge complexiteitsscore van 8 (Tabel 6.69: Evaluatie 2 Score - Complexiteit van de).

Concept 2b - Decentrale compressieplatforms

Bij decentrale compressie zijn er simpelweg meer van dezelfde (maar kleinere) compressieplatforms als bij gecentraliseerde compressie, verspreid over meer locaties in de Noordzee. Daarom is de complexiteit iets groter dan bij gecentraliseerde compressie.

Concept 3 - Compressie en HVDC op een kunstmatig eiland

De operationele complexiteit van een compressie- en HVDC-eiland (3) is groter in vergelijking met het grote geïntegreerde eiland (1), omdat er nu sprake is van een combinatie van eilanden en platforms. De introductie van platforms brengt dezelfde logistieke uitdagingen met zich mee als alle andere platformopties, maar dan gecombineerd met een eiland. Controles door de operator en bijvullen van chemicaliën zullen moeten worden uitgevoerd op honderden platforms in vergelijking met een enkele eilandlocatie, waardoor de complexiteit van het gebruik zal toenemen. Daarom is de complexiteit hoger dan zowel een groot eiland als een platform gebaseerd concept.

Tabel 6.69: Evaluatie 2 Score - Complexiteit van de gebruik.

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Complexiteit van gebruik	Hogere scores voor hogere complexiteit	3	8	5	7

6.4.5.2 Complexiteit Onderhoud

Over het algemeen zal onderhoud op een eiland minder complex zijn dan op een platform, vanwege de beschikbare ruimte, het magazijn en de werkplaats ter plaatse, de permanente bemanning, de permanente, beschermde kade en de geconcentreerde locatie van de apparatuur, waardoor de logistieke uitdagingen kleiner zijn. Eilanden kregen een lage complexiteitsscore van 2 (omdat er nog steeds enkele uitdagingen zijn vanwege het offshore karakter) en platforms kregen een hoge complexiteitsscore van 8.

Concept 2b - Decentrale compressieplatforms

Bij decentrale compressie zijn er simpelweg meer van dezelfde (maar kleinere) compressieplatforms als bij gecentraliseerde compressie, verspreid over meer locaties in de Noordzee. Daarom is de complexiteit iets toegenomen ten opzichte van gecentraliseerde compressie en is een waardering van 9 toegekend.

Concept 3 - Compressie en HVDC op een kunstmatig eiland

De onderhoudscomplexiteit van een compressie- en HVDC-eiland (3) neemt toe in vergelijking met het grote geïntegreerde eiland (1), omdat er nu het element van waterstofplatforms bijkomt. De introductie van onbemande platforms brengt dezelfde logistieke uitdagingen met zich mee als alle andere platformopties, maar met het voordeel van een eilandbasis op zee in plaats van aan land (vergelijkbaar met het hybride concept dat in paragraaf 6.1 wordt besproken, waarbij de opslag/opslag op het eiland plaatsvindt en het personeel dichterbij de platforms is voor onderhoudswerkzaamheden). Waterstofproductie bij turbines (zoals verondersteld in deze evaluatie) zal waarschijnlijk gecontaineriseerde PEM elektrolyse zijn, die kleiner en lichter zal zijn en daarom gemakkelijker te vervangen in vergelijking met alkaline (waarschijnlijke keuze op een eiland), hoewel het op veel locaties zal zijn en vereist dat de windturbine offline is. Op basis van het NSWPH-programma kunnen windturbines met een capaciteit van 15-20 MW worden geïnstalleerd en een enkele windturbine die offline is, zal naar verwachting geen grote invloed hebben op de totale productie (elk blok van 2GW zal tussen de 100 en 200 windturbines hebben). Onderhoudsactiviteiten zullen moeten worden uitgevoerd op honderden platforms in vergelijking met een enkele eilandlocatie, waardoor het onderhoud complexer wordt. Daarom is de complexiteit hoger dan bij een groot eiland, maar lager dan bij een pure platformoplossing en is een score van 4 toegepast. De scores worden gegeven in Tabel 6.70.

Tabel 6.70: Evaluatie 2 Score - Onderhoudscomplexiteit .

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Complexiteit onderhoud	Hogere scores voor hogere complexiteit	2	4	8	10

6.4.5.3 Beschikbaarheid & Betrouwbaarheid

Op elk van de concepten is een score Laag, Middel en Hoog toegepast, waarbij "Hoog" staat voor een hoge beschikbaarheid en betrouwbaarheid (gunstiger). Voorheen kregen eilanden een hoge beschikbaarheids- en betrouwbaarheidsscore omdat ze permanent bemand waren en toegang

hadden tot reserveonderdelen op locatie. Platforms kregen een lage score voor beschikbaarheid en betrouwbaarheid omdat ze onbemand waren en geen reserveonderdelen ter plaatse hadden.

Concept 2b - Decentrale compressieplatforms

In het algemeen wordt de reservecapaciteit op platforms geminimaliseerd in vergelijking met eilanden om de omvang en het gewicht van de apparatuur te beperken. Om dit te omzeilen en toch de juiste mate van reserves en redundantie te bieden, stelt het NSWPH-programma voor om platforms onderling te koppelen en te verbinden, zodat in naburige platforms voor redundantie kan worden gezorgd. Dit is mogelijk voor gecentraliseerde compressie, die onderling verbonden zou zijn en 1-2 reservecompressoren voor het hele blok zou omvatten. Voor gedecentraliseerde oplossingen zouden er meer reservecompressoren nodig zijn (aangezien er meer blokken zijn), wat inherent resulteert in een robuuster en betrouwbaarder systeem vanwege het aantal beschikbare reservecompressoren. Er is geen sprake meer van een “single point of failure”, wat wel het geval zou kunnen zijn bij gecentraliseerde compressie, en met kleinere systemen (zoals bij gedecentraliseerd vergeleken met gecentraliseerd) is het eenvoudiger om weer op te starten dan met grotere systemen, waardoor de downtime afneemt. Om deze redenen heeft gedecentraliseerde compressie een hogere beschikbaarheid en betrouwbaarheid dan gecentraliseerde compressie en krijgt het een gemiddelde beschikbaarheids- en betrouwbaarheidsclassificatie. Gedecentraliseerde compressie neemt ook een enkel faalpunt weg (bijv. de energievoorziening naar de platforms) dat zou kunnen leiden tot een volledig verlies van de waterstofexport voor de hele energiehub.

Concept 3 - Compressie en HVDC op een kunstmatig eiland

Zoals eerder onderzocht is reserve apparatuur op een eiland veel gemakkelijker dan op platforms vanwege de gecentraliseerde locatie en de beschikbare ruimte. Door de waterstofproductie naar platforms te verplaatsen wordt de waterstofproductie over meerdere verschillende locaties verspreid. Het is niet praktisch om reserve elektrolysecapaciteit op elk van de platforms/turbines te installeren. Daarom zullen de platforms waarschijnlijk verbonden zijn door array kabels voor elektriciteit en flexibele waterstofleidingen en in het geval van een storing aan de elektrolyser op één waterstofturbine, kan de elektriciteit die op de turbine wordt opgewekt, worden omgeleid naar elektrolyzers op andere platforms. Bij elke onderhoudsactiviteit kan de turbine worden omgeleid naar een andere turbine of platform. Voor elke onderhoudsactiviteit zou de turbine offline moeten zijn, maar een enkele offline turbine (15-20 MW op windpark van 2GW) zal slechts een kleine impact hebben op de algemene beschikbaarheid en productie. De duur van stilstand zal langer zijn dan op een eiland vanwege de logistiek en over het geheel genomen is de betrouwbaarheid en beschikbaarheid voor concept 3 lager dan voor concept 1 (groot geïntegreerd eiland).

De beschikbaarheid en betrouwbaarheid voor concept 3 is nog steeds beter dan voor elk van de pure platformconcepten, en een score van Laag, Gemiddeld en Hoog is niet langer voldoende om de concepten te onderscheiden. In plaats daarvan wordt nu een numerieke score van 0-10 toegepast, waarbij een hoog cijfer staat voor een hoge beschikbaarheid en betrouwbaarheid (gunstig). Met behulp van deze schaal en de bovenstaande redenering worden de concepten gescoord zoals weergegeven in Tabel 6.71.

Tabel 6.71: Evaluatie 2 Score – Beschikbaarheid en Betrouwbaarheid .

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
a					
Beschikbaarheid en Betrouwbaarheid	Hogere scores voor hogere beschikbaarheid en betrouwbaarheid	6	5	3	4

6.4.5.4 Flexibiliteit

Hoewel het grote energie-eiland kruisverbindingen mogelijk maakt om elektriciteit te leveren aan het HVDC-systeem of om waterstof te produceren, wordt er voor de concepten 2a, 2b en 3 van uitgegaan dat de waterstofproductie bij de turbines plaatsvindt, wat maximale flexibiliteit biedt doordat de elektriciteit van elke windturbine naar het HVDC-systeem of naar de waterstofproductie kan worden geleid (Tabel 6.72).

Tabel 6.72: Evaluatie 2 Score - Flexibiliteit

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Flexibiliteit	Hogere scores voor meer flexibiliteit	Medium	Hoog	Hoog	Hoog

6.4.5.5 Resultaten Gebruik en onderhoud

Tabel 6.73: Algemene score – gebruik en onderhoud

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b	Weging
Complexiteit van gebruik	Hogere scores voor hogere complexiteit	3	8	5	7	100
Complexiteit onderhoud	Hogere scores voor hogere complexiteit	2	4	8	10	100
Beschikbaarheid / Betrouwbaarheid	Hogere scores voor hogere beschikbaarheid en betrouwbaarheid	6	5	3	4	100
Flexibiliteit	Hogere scores voor meer flexibiliteit	Medium	Hoog	Hoog	Hoog	50
Genormaliseerde resultaten	Hoogste scores is het beste	100	87	81	76	

6.4.6 Toekomstbestendigheid

6.4.6.1 Modulariteit en Schaalbaarheid

Dit criterium wordt grotendeels bepaald door het verschil in modulariteit tussen eilanden en platforms, zoals aangegeven in evaluatie 1.

Concept 3 - Compressie en HVDC op een kunstmatig eiland

Concept 3 omvat één eiland waarop alle waterstofcompressie apparatuur en de helft van de HVDC-apparatuur is geïnstalleerd (6GW). Het eiland is daarom essentieel voor de ontwikkeling van de energiehubs en zonder het eiland kan er geen waterstof worden geëxporteerd. Het krijgt daarom dezelfde score als concept 1, maar er wordt rekening gehouden met de 6GW HVDC-capaciteit die op de platforms is geïnstalleerd. Hoewel het eiland van Concept 3 kleiner is, is het

dus nog steeds een zeer groot eiland dat moeilijk te bouwen zal zijn in 50 m waterdiepte en waarvoor aanzienlijke voorinvesteringen nodig zullen zijn.

Concept 2b - Decentrale compressieplatforms

Concept 2b met gedecentraliseerde platforms wordt beschouwd als nog modulaarder en schaalbaarder dan Concept 2a.

Deze beoordeling is verwerkt in de scores in Tabel 6.74 waarbij een hoger cijfer duidt op een grotere modulariteit en schaalbaarheid.

Tabel 6.74: Evaluatie 2 Score - Modulariteit/Scalabiliteit .

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Modulariteit en schaalbaarheid	Hogere scores voor 4 en hogere modulariteit en schaalbaarheid	4	5	8	10

6.4.6.2 Toekomstige Uitbreidingscapaciteit

Deze beoordeling is verwerkt in de scores in Tabel 6.75.

Concept 2b - Decentrale compressieplatforms

Wat betreft de toekomstige uitbreidingscapaciteit werd geschat dat er geen significante verschillen zijn tussen concept 2a en 2b. In theorie kan de compressiecapaciteit gemakkelijker worden uitgebreid dan voor concept 2a, maar de impact wordt als beperkt beschouwd.

Concept 3 - Compressie en HVDC op een kunstmatig eiland

Aangezien concept 3 waterstofproductie en HVDC op platforms heeft, is de toekomstige uitbreidingscapaciteit van concept 3 hoger dan die van concept 1 en scoort daarom "medium".

Tabel 6.75: Evaluatie 2 Score - Toekomstige uitbreidingscapaciteit .

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Toekomstige uitbreidingscapaciteit	Hogere scores voor hoger toekomstig uitbreidingspotentieel	Laag	Medium	Hoog	Hoog

6.4.6.3 Ontwerp Leven

Op basis van het NSWPH-programma is de ontwerplevensduur van platforms 50 jaar, terwijl de ontwerplevensduur van kunstmatige eilanden ten minste 100 jaar is. De vier concepten hebben een score gekregen voor hun werkelijke ontwerplevensduur op basis van de combinatie van eilanden en platforms, waarbij concept 3 een gemiddelde ontwerplevensduur tussen eilanden en platforms heeft (Tabel 6.76).

Tabel 6.76: Evaluatie 2 Score - ontwerplevensduur .

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Ontwerp leven	Hogere scores voor een langere levensduur	100	75	50	50

6.4.6.4 Connectiviteit

Concept 2b - Decentrale compressieplatforms

Een gecentraliseerd compressieplatform (Concept 2a) zou een elektrische verbinding hebben met de twee dichtstbijzijnde HVDC-platforms of waterstofproductieplatform om de aanvoorzekerheid voor de export van waterstof naar de wal te garanderen. Het gecentraliseerde platform komt buiten de blokken te liggen, zodat toegang tot andere platforms mogelijk is.

Op basis van het NSWPH-programma wordt de stroomvoorziening voor een compressieplatform verzorgd door het via onderzeese kabels aan te sluiten op de wisselstroomschakelapparatuur van het HVDC-platform. Een decentraal platform wordt naar verwachting aangesloten op het dichtstbijzijnde HVDC-platform of op het waterstofproductieplatform. Concept 2b vereist meer kabelverbindingen en scoort daarom lager op connectiviteit in vergelijking met concept 2a.

Zoals uitgelegd in paragraaf 6.1.9.4 zijn voor volledige interconnectie stroomonderbrekers of HVDC-schakelstations nodig. Stroomonderbrekers zijn de enige verwachte mogelijkheid voor platforms. Decentrale compressie voegt extra complexiteit toe in een toch al beperkt gebied. Daarom krijgt concept 2b een lagere score dan concept 2a.

Concept 3 - Compressie en HVDC op een kunstmatig eiland

Concept 3 en concept 1 zijn vergelijkbaar wat betreft de aansluiting op het systeem. De compressoren bevinden zich naast het HVDC-systeem en er wordt elektriciteit geleverd vanuit meerdere blokken met een minimale kabelroute tussen de HVDC en de compressieplatforms.

Over het geheel genomen wordt verwacht dat concepten 1 en 3 even goed zullen presteren, aangezien de HVDC-apparatuur vergelijkbaar is. Concept 2a krijgt een lagere score zoals uitgelegd in paragraaf 6.1.9.4 en concept 2b scoort iets slechter vanwege de extra kabelverbindingen die nodig zijn.

Tabel 6.77 geeft de scores van de concepten, waarbij een hogere waarde duidt op een grotere connectiviteit.

Tabel 6.77: Evaluatie 2 Score - Connectiviteit .

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b
Connectiviteit	Hogere scores voor hogere connectiviteit	8	8	3	2

6.4.6.5 Resultaten Toekomstbestendigheid

Tabel 6.78: Algemene scores - Toekomstbestendigheid

Criteria	Schaal	Concept 1	Concept 3	Concept 2a	Concept 2b	Weging
Modulariteit en schaalbaarheid	Hogere scores voor hogere modulariteit en schaalbaarheid	4	5	8	10	100
Toekomstige uitbreidingscapaciteit	Hogere scores voor hoger toekomstig uitbreidingspotentieel	Laag	Medium	Hoog	Hoog	50
Ontwerp leven	Hogere scores voor een langere levensduur	100	75	50	50	20
Connectiviteit	Hogere scores voor hogere connectiviteit	8	8	3	2	80
Genormaliseerde resultaten	Hoogste scores is het beste	92	99	97	100	

7 Concepten voor Waterstofproductie

Als een groot offshore-eiland wordt gekozen, dan wordt alle infrastructuur voor de energieknooppunten (inclusief apparatuur voor waterstofproductie), behalve de windturbines en de arraykabels om elektriciteit te transporteren, op het eiland geïnstalleerd. Voor andere concepten wordt ervan uitgegaan dat de waterstofproductie plaatsvindt binnen de afzonderlijke blokken van het windpark en gescheiden is van de compressie (zie hoofdstuk 3).

De ontwikkeling van de individuele windblokken is de verantwoordelijkheid van de ontwikkelaars die zullen kiezen tussen waterstofproductie op waterstofturbines of op aparte platforms. Deze beslissing heeft geen invloed op de algehele lay-out van de zoekgebieden en hoeft daarom geen deel uit te maken van het initiële ontwerp van de overheid. Gezien de technische onvolwassenheid van beide opties is het zinvol om deze beslissing uit te stellen om te zien hoe de sector zich ontwikkelt. De drijfveren voor de keuze tussen deze opties kunnen per ontwikkelaar verschillen. Wat zowel voor individuele ontwikkelaars als voor de overheid van belang zal zijn, zijn de laagste kosten van waterstof, die het best bereikt kunnen worden door flexibiliteit in de besluitvorming toe te staan.

Elk windblok met een capaciteit van ongeveer 2 GW wordt verondersteld tot 1 GW waterstof te produceren (zie hoofdstuk 3). Als onderdeel van het NSWPH-programma zijn ontwerpen voor 500 MW waterstofproductieplatforms ontwikkeld, waarbij de grootste platforms zijn geselecteerd die praktisch konden worden gebouwd en vervolgens geïnstalleerd in overeenstemming met de aanpak van het gestandaardiseerde 2 GW HVDC-platform van TenneT. Dit ontwerp bevatte compressieapparatuur en daarom wordt aangenomen dat meer dan 500 MW waterstofproductieapparatuur op één platform kan worden geïnstalleerd, maar een redelijke benadering is aan te nemen dat voor elk blok van 2 GW twee waterstofproductieplatforms nodig zijn.

Als de waterstofproductie bij de windturbines plaatsvindt, zal de ontwikkelaar beslissingen moeten nemen over hoe het blok te ontwikkelen. Individuele windturbines kunnen ofwel specifiek voor waterstofproductie zijn of hybride, inclusief de capaciteit om ook direct elektriciteit te exporteren. De capaciteit van elke windturbine zal afhangen van de ontwikkelingen op de markt en de aanpak van de ontwikkelaar. Op basis van het werk dat is gedaan in het NSWPH-programma is de huidige maximale commercieel beschikbare windturbine-capaciteit 15 MW, maar het werd geloofwaardig geacht dat windturbines van 20 MW op tijd beschikbaar zullen zijn voor de geplande uitrol binnen zoekgebieden 6 en 7.

De aanpak voor het opdelen van zoekgebieden 6 en 7 in blokken met vergunningen moet nog worden bepaald. Op basis van gesprekken met belanghebbenden zijn er twee opties: ofwel licenties toewijzen voor 2 GW aan windopwekkingscapaciteit, ofwel vergelijkbare gebieden toewijzen aan de ontwikkelaars om hen te stimuleren de energie opwekking te maximaliseren. Dit kan worden bereikt door de windturbine-capaciteit te vergroten en door “overplanting”, waarbij de spreiding van de windturbines zo wordt gekozen dat de totale opwekking wordt gemaximaliseerd terwijl dit wordt afgewogen tegen toenemende windenergieverliezen. Gezien deze factoren is het redelijk om aan te nemen dat ontwikkelaars 20 MW windturbines met overplanting zullen uitrollen binnen zoekgebieden 6 en 7. De windturbines die in de zoekgebieden 6 en 7 worden geïnstalleerd, hebben een maximale capaciteit van 20 MW. Het installeren van grotere 20 MW windturbines kan ook de impact op ecologie en andere gebruikers minimaliseren.

Er zijn economische voordelen verbonden aan het kiezen van een combinatie van standaard en hybride windturbines binnen een blok en het verhogen van de waterstofproductiecapaciteit per hybride windturbine. Vanuit het NSWPH-programma zouden 20 MW windturbines in maximaal

50 m waterdiepte geïnstalleerd kunnen worden op monopiles in plaats van op duurdere jacket platforms en er wordt geschat dat tot 20 MW waterstofproductieapparatuur per windturbine geïnstalleerd zou kunnen worden. Het vermogen van de standaard windturbine kan worden overgebracht naar de hybride windturbines via arraykabels. Deze aanpak zou resulteren in ongeveer 100 windturbines per blok, waarvan ongeveer 50 hybride windturbines 50 standaard windturbines (Tabel 7.1).

Tabel 7.1: Vergelijking van opties voor waterstofproductie.

Concept	Aantal Windturbines	Aantal platforms voor waterstofproductie	Architectuur exporteren
Waterstofturbines	50 standaard en 50 hybride windturbines	Geen	Waterstof geëxporteerd naar compressie via flexibele leidingen.
Waterstofproductie platforms	op 100 windturbines	Standaard Twee	Stroom wordt via arraykabels naar waterstofproductieplatforms gestuurd. Waterstof overgebracht naar compressie via flexibele leidingen.

7.1.1 Potentiële Impact van Concepten voor Waterstofproductie

Welk waterstofproductieconcept uiteindelijk ook wordt gekozen, in beide gevallen is er sprake van aanzienlijke decentralisatie in vergelijking met het concept met het grote eiland (concept 1), waar alle waterstofproductieapparatuur centraal is geplaatst. Voor elk van de andere concepten (concepten 2a, 2b en 3) kan elk waterstofproductieconcept worden gekozen en in beide gevallen zou elektrolyse onder druk nodig zijn om de waterstof te transporteren, aangezien compressie apart zal zijn. Bij de afweging tussen de concepten zal het waterstofproductieconcept naar verwachting dan ook geen invloed hebben op de genomen beslissing, maar wel op de mate van variatie ten opzichte van het eilandconcept. In praktijk is het ook mogelijk dat het ene windblok kiest voor platforms en in een ander windblok waterstofturbines worden geïnstalleerd.

In de laatste fase van het NSWPH-programma werd een algemeen energiehub concept ontwikkeld op basis van waterstofturbines. Elke hybride windturbine bevatte 20 MW waterstofproductiecapaciteit; vanwege de kleine schaal werd gekozen voor waterstofproductiepakketten van 5 MW in containers. Er wordt aangenomen dat voor elke waterstofproductiecapaciteit een oplossing in containers zal worden ontwikkeld. De volgende apparatuur voor waterstofproductie bij de windturbines worden geïnstalleerd:

- Elektrolyser module (5 MW) inclusief:
 - Elektrolyseropstellingen (PEM onder druk, hoewel er ook alkalische alternatieven bestaan)
 - Transformator-gelijkrichters
 - Demineralisatie (RO/EDI)
 - Gas-vloeistofafscheiders
 - Gaszuivering
 - Besturingssysteem.
- Waterbehandeling
 - Voorbehandeling zeewater
 - Ontzilting (RO)
- Hulpprogramma's/Ondersteuning

- Bulkchemicaliën voor ontzilting/ demineralisatie/ zeewatervoorbehandeling
- Stikstofpakket
- Behandeling van afvalwater.

Aangenomen is dat de werkdruk van de elektrolyser 30 barg zal zijn - momenteel zijn elektrolyzers met een werkdruk tot 40 barg beschikbaar - om voldoende druk te leveren voor de waterstof die via flexibele waterstofleiding naar de afzonderlijke waterstofcompressielocatie wordt geleid. De waterstof moet gedehydrateerd worden om vloeistofvorming in de leidingen te voorkomen. Zuurstofverwijdering is niet nodig omdat PEM-elektrolyzers waterstof produceren die al voldoet aan de zuurstofspecificaties voor onderzeese en onshore pijpleidingen. Als een alkaline elektrolyser wordt gebruikt, is een elektrolytstelsel nodig en kan zuurstofverwijdering nodig zijn.

Als de ontwikkelaars als alternatief kiezen voor waterstofproductie op platforms, dan zou dezelfde apparatuur nodig zijn, maar de totale waterstofproductiecapaciteit wordt verondersteld 1 GW per blok te zijn, geïnstalleerd op één of twee platforms. Vanwege de aanzienlijke toename in capaciteit zou het ontwerp waarschijnlijk overgaan van een oplossing in containers naar elektrolyser modules met een capaciteit van 80 MW, bestaande uit 10 MW stapels. Terwijl 5 MW gecontaineriseerde PEM-oplossingen meer beschikbaar zijn, zijn er momenteel slechts 2,5 MW PEM-stacks beschikbaar en is de beschikbaarheid van 10 MW PEM-stacks sterk afhankelijk van de richting die de markt inslaat voor technologische vooruitgang.

De overstap van een oplossing in containers naar elektrolyser modules zou ook betekenen dat de BoP binnen dat platform wordt gecentraliseerd. Naast schaalvoordelen zullen er ook technologische overwegingen meespelen - een bepaalde ontwateringstechnologie kan bijvoorbeeld gunstiger zijn op schaal. Op basis van het NSWPH-programma is er naar schatting 420-550 m³ /h zeewater nodig voor 1 GW elektrolyser, en er zullen milieustudies moeten worden uitgevoerd om de effecten van het waterverbruik en de lozing voor een gecentraliseerde oplossing te bekijken versus kleinere verbruiken en lozingen op verschillende locaties in de Noordzee.

Voor waterstofturbines zou een ingewikkeld netwerk van leidingen nodig zijn om de waterstof van elke windturbine naar compressie te transporteren, rekening houdend met stromingstrajecten en drukprofielen en onderhoud (pigging en ontwatering). Voor gecentraliseerde waterstofproductie zouden er minder pijpleidingen nodig zijn om de waterstof te transporteren en zou de constructie en installatie minder complex zijn (hoewel goedkopere binnenschepen gebruikt zouden kunnen worden voor de installatie van pijpleidingen als ze van het flexibele/kunststof type zijn, zouden er nog steeds veel koppelingen nodig zijn).

Door elektriciteit rechtstreeks van de windturbines te gebruiken voor lokale waterstofproductie worden verdere elektrische verliezen (conversie en transmissie) vermeden die zouden optreden bij het routeren van de elektriciteit van de windturbine naar een waterstofproductieplatform. Dit voordeel is zichtbaar tijdens piekbelastingen wanneer alle elektriciteit die wordt opgewekt door de windturbine naar de lokale elektrolyser wordt gestuurd. Bij lagere belastingen zou de elektriciteit van standaard of naburige windturbines naar elektrolyzers kunnen worden geleid en dus vergelijkbare verliezen hebben. Een andere overweging is de werking van de stack, die gemaximaliseerd zou kunnen worden door de distributie van het vermogen naar de stack te regelen en die gemakkelijker zou kunnen zijn voor een gecentraliseerde locatie.

Een vermindering van het aantal waterstofproductielocaties zal de bouw en de exploitatie en het onderhoud vergemakkelijken. Bijvoorbeeld binnen een blok van 2 GW,

- Minder platforms (d.w.z. 2 gecentraliseerde platforms vs. platforms bij 50 windturbines) betekent natuurlijk minder offshore activiteiten voor constructie en installatie, van transport tot vastkoppeling.
- Operators zullen 2 platforms moeten bezoeken in plaats van 50 windturbines voor routine-inspectie en onderhoud.

- Chemicaliën (bijv. voor demineralisatie) moeten worden bijgevuld op 2 platforms in plaats van 50 windturbines.
- Katalysatorvervanging (voor deoxyreactor) zal op 2 platforms moeten gebeuren in plaats van 50 locaties.
- Afval dat niet in zee kan worden geloosd, moet van 2 platforms worden verwijderd in plaats van 50 locaties.
- Voor waterstofturbines zou de hele windturbines offline moeten zijn om de stack te vervangen, hoewel dit slechts een klein deel van de hele blokcapaciteit zou zijn.

De beschikbaarheid en betrouwbaarheid van het systeem zouden echter groter zijn voor waterstofturbines, omdat er weliswaar meer storingspunten zijn, maar de gevolgen minder groot zijn als slechts één platform uitvalt dan het hele waterstofproductieplatform.

In het NSWPH werd geconcludeerd dat het achteraf installeren van waterstofproductie bij de windturbines niet gunstig is. Daarom wordt voor beide opties aangenomen dat alle apparatuur op het platform wordt geïnstalleerd voordat het naar zee gaat. Elektrolyse op een windturbine vereist slechts 40 MW (maximaal) elektrolyse voor jacketed substructures en 20 MW (maximaal) voor monopiles die geïnstalleerd moeten worden voordat het platform naar zee gaat. Terwijl op een platform minstens 500 MW kan worden geïnstalleerd. Dit kan van invloed zijn op de tijdschema's van projecten en de risico's van de toeleveringsketen, afhankelijk van concurrerende projecten en van de vraag of de bulkfabricage van de modules klaar is voor offshore-installatie volgens het projectschema.

De grootste voordelen die zijn geïdentificeerd voor waterstofturbines zijn in termen van flexibiliteit om de totale energie-export te maximaliseren. De plaatsing van apparatuur voor waterstofproductie bij de windturbines biedt volledige flexibiliteit om elektriciteit naar wens te richten (hetzij voor waterstofproductie of als export van elektriciteit via een HVDC-platform). Deze flexibiliteit maakt het ook mogelijk om elektriciteit van de wal te importeren om waterstof op te wekken. Daarom wordt de score die aan de concepten 2a, 2b en 3 wordt gegeven voor voorzieningszekerheid beïnvloed door de keuze tussen waterstofturbines en platforms.

Deze opstelling vergroot ook de storingsbestendigheid, aangezien het uitvallen van een afzonderlijke windturbine of array waarschijnlijk een beperkte totale impact zal hebben (het uitvallen van de afzonderlijke waterstofproductie zal nog steeds de export van waterstof verhinderen). Waterstofturbines vereist optimalisatie van de ruimte, wat zou moeten worden bereikt door de keuze van gelijkrichtertechnologie. Voor de gelijkrichters kunnen twee mogelijke technologieën worden gebruikt: thyristor- en IGBT-gelijkrichters. De op IGBT gebaseerde gelijkrichters als onderdeel van gecontaineriseerde waterstofproductie-eenheden hadden de voorkeur voor hybride windturbines vanwege de voordelen in vergelijking met de op thyristoren gebaseerde oplossing. Dit zou van invloed kunnen zijn op de opties van de toeleveringsketen, aangezien er slechts één technologie zal worden gebruikt.

Impact van waterstofturbines op totale CO₂ voetafdruk

Tenslotte is de CO₂ voetafdruk van een windpark met waterstofturbines in kaart gebracht. Uit eerder werk aan het NSWPH is bekend dat een platform met 7,5 MW elektrolyservermogen ongeveer 438 ton constructiestaal toevoegt. Voor een platform met een vermogen van 20 MW aan elektrolyse wordt in totaal 580 ton staal toegevoegd. Een vierde concept werd toegevoegd aan de eerste levenscyclusanalyse van het eiland vs. hybride vs. platform, waarbij alle windturbines 7,5 MW electrolyse pakketten ondersteunen.

Omdat er nu extra transport van waterstof moet plaatsvinden, is er extra infrastructuur nodig. Uit de door het NSWPH-programma ontwikkelde pijpleiding ontwerpen is bekend dat een windpark van 4 GW met 15 MW windturbines die 7,5 MW electrolyse ondersteunen, in totaal 356 km aan 5"-flexibele pijpleidingen heeft. Daarom werd in totaal 2.136 km aan 5"-flexibele pijpleidingen aan

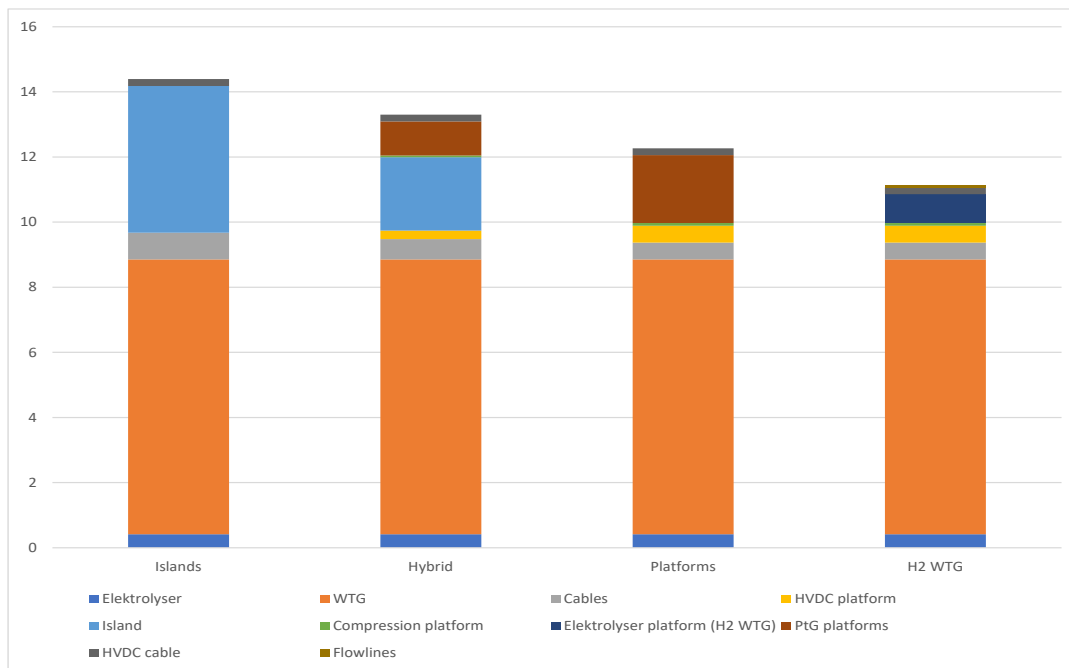
de berekeningen toegevoegd. In Tabel 7.2 worden de totale materialen voor 1 km stromingslijn weergegeven.

Tabel 7.2: Flexibele stroomlijnmaterialen per km.

Materiaal	Bedrag	Eenheid
PE	16.80	ton/km
EGF	1.69	ton/km
Magnetite	28.39	ton/km
Staal	15.37	ton/km
PP	0.57	ton/km

De resultaten van de berekeningen worden weergegeven in Figuur 7.1. Zoals te zien is, is de CO₂ voetafdruk van het waterstof turbineconcept aanzienlijk lager dan de andere concepten. Dit wordt verklaard door het feit dat de funderingen voor de windturbines op 50 m waterdiepte al een aanzienlijke hoeveelheid staal vereisen. De extra staalbehoefte voor de ondersteuning van de procesapparatuur op de Windturbines is relatief laag. De CO₂ voetafdruk voor een concept met 20 MW waterstof turbines zal naar verwachting nog lager zijn. Tot slot moet worden opgemerkt dat deze analyse geen rekening houdt met de BoP, die naar verwachting relatief meer zal zijn voor waterstof turbines.

Figuur 7.1: Levenscyclusanalyse inclusief waterstof turbines bij een 50:50 splitsing voor 15 MW windturbines.



8 Resultaten van de Evaluatie

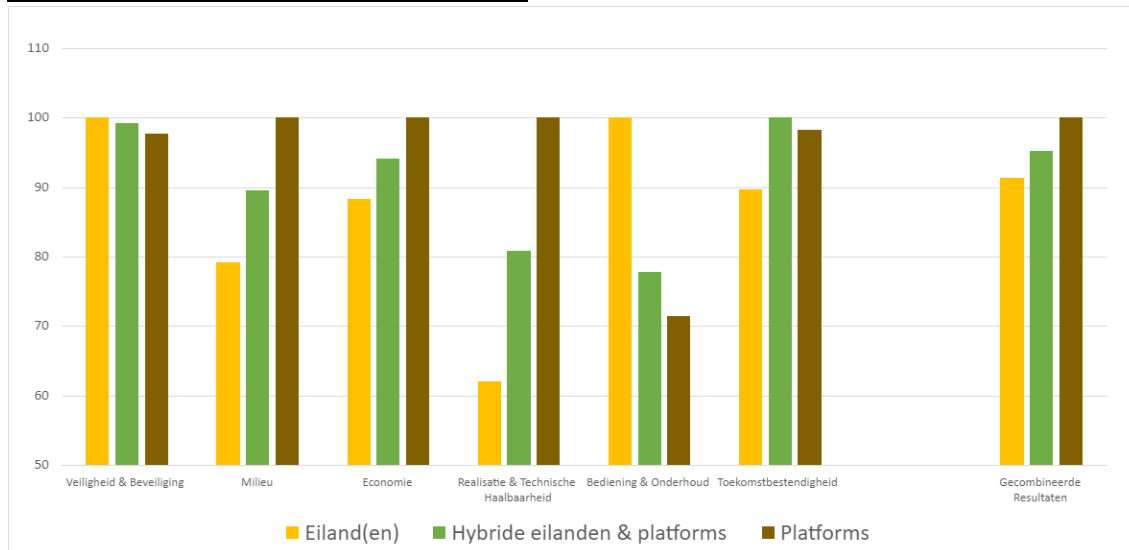
8.1 Evaluatie 1 - Eilanden vs Platforms vs Hybride Configuratie

Vanwege het grote aantal overwegingen, met veel tegenstrijdige voor- en nadelen, werd een systematische aanpak gekozen om de vergeleken opties te rangschikken en de cumulatieve bijdragen samen te voegen ter ondersteuning van de selectie van een voorkeursoptie.

Figuur 8.1 toont de resultaten van de ranglijsten voor de eerste evaluatie, waaruit blijkt dat platforms de voorkeursoptie zijn, gevolgd door een hybride oplossing en vervolgens een eilandoplossing. Hoewel de scoringsconventie beschreven in paragraaf 5.4.1 en gebruikt in hoofdstuk 6 gebaseerd is op het feit dat de hoogste scores het minst wenselijk zijn (bijv. hoge kosten, hoog risico, hoge complexiteit), werden de resultaten omgezet in een "hoogste score is beste" basis om ze gemakkelijker te kunnen visualiseren en interpreteren. Bovendien zijn de gegevens genormaliseerd naar 100 om de relatieve verschillen zichtbaar te maken. De manier waarop de scores en de gegevenstransformaties zijn uitgevoerd, wordt beschreven in de voorbeeldberekening in Bijlage A.

Figuur 8.1: Evaluatie 1 genormaliseerde resultaten per criterium (hoogste score is het beste)

https://mottmac.sharepoint.com/:x:/r/teams/pj-h1550/_layouts/15/Doc.aspx?sourcedoc={F0978CE1-5400-4932-BB83-70920DBB3878}&file=GNVL_Feasibility_Study_Interview_List_v.0.xlsx&action=default&mobileredirect=true



Een samenvatting van alle rangschikkingsgegevens in matrixformaat is te vinden in Bijlage A voor beide evaluaties.

8.1.1 Wegingen

Alle criteria van niveau 1 kregen een gelijke bijdrage aan de rangschikkingsevaluatie. De wegingen voor criteria van het tweede niveau werden gematigd op basis van de mening van ons multidisciplinaire team over de relatieve impact en het belang van het besluitvormingsproces. De samenvatting van wegingen en motiveringen voor de criteria van niveau 2 wordt gepresenteerd in Tabel 8.

Tabel 8.1: Samenvatting van de wegingen en motiveringen van niveau 2

Veiligheid		
Veiligheid (bouw)	100	Veiligheid tijdens de bouw en installatie krijgt de maximale score van 100 vanwege de bekende zorgen en onzekerheden die gepaard gaan met de bouw van offshore-eilanden in waterdieptes van 50 m. De schaal van de ontwikkeling en het aantal platforms en daaruit voortvloeiende SIMOP's verhoogt ook de risico's.
Veiligheid (O&M)	80	Veiligheid tijdens de exploitatie is ook een belangrijk punt van zorg en krijgt een gewicht van 80 op 100. Het gewicht is verlaagd omdat de exploitatie van platforms een bekend concept is. Het gewicht wordt verlaagd omdat de exploitatie van platforms een bekend concept is en de exploitatie op het eiland, zodra het gebouwd is, vergelijkbaar is met de activiteiten aan land, met uitzondering van de overbrenging van en naar het eiland.
Beveiliging	30	Aan veiligheid wordt slechts 30 gewicht toegekend vanwege het beperkte risico op indringers op deze afstand van de kust.
Milieu		
Levenscyclusanalyse (klimaatverandering)	100	Aangezien de impact van de klimaatverandering zeer groot is en overal ter wereld merkbaar is, krijgt de klimaatverandering een gewicht van 100 op 100.
Ecologie (Quickscan) 'bouwimpact	0	De ecologie-impact tijdens de bouw zal naar verwachting een significante impact hebben op de lokale ecosystemen en moet daarom een score van 100 op 100 krijgen. Omdat de resultaten van de quickscan nog binnen moeten komen, is ervoor gekozen om ecologie on hold te zetten, zodat de resultaten in een later stadium kunnen worden toegevoegd of aangepast.
Ecologie O&M impact (afvalbeheer /vervuiling)	20	De ecologische impact als gevolg van de exploitatieprocessen zal naar verwachting gering zijn, aangezien de toxiciteit van de verontreinigende stoffen laag is. De meeste chemicaliën waarmee wordt gewerkt zijn overvloedig aanwezig in de natuur en bestaan voornamelijk uit pekels, water, H ₂ en O ₂ . Bovendien zijn er mitigerende maatregelen beschikbaar die kunnen worden genomen. Daarom wordt voor vervuiling een weging van 20 op 100 geadviseerd.
Economie		
CapEx	80	De kapitaalinvesteringsramingen zijn gebaseerd op een niet erg gedetailleerd niveau (conceptontwikkelingsfase), wat overeenkomt met een klasse 4/5 AACE-raming met een onzekerheidsniveau van plus of min 50 procent. Het team was van mening dat hoewel de kostenramingen belangrijk zijn, ze minder belangrijk zijn dan de impact van de noodzaak van aanzienlijke voorinvesteringen die een fiscale last op de overheid zullen leggen.
OpEx	80	Net als Capex zijn Opex-schattingen gebaseerd op een conceptueel ontwikkelingsniveau met een relatief hoge mate van onzekerheid in de nauwkeurigheid van de schatting. Over de investeringshorizon wordt de impact van Opex als vergelijkbaar met Capex beschouwd, maar iets minder belangrijk dan de impact van voorinvesteringen.
Behoefte aan voorinvestering	100	Op basis van de feedback van sommige belanghebbenden en de inzichten uit de ervaring met het Deense

		eilandinitiatief, kreeg de impact van de voorinvestering een volledige weging van 100.
Technische haalbaarheid & realisatie		
Ontwikkelingstijd tot exploitatie	100	Om te voldoen aan de plannen van de regering voor de ontwikkeling van windenergie op zee is de ontwikkelingstijd tot aan de exploitatie van cruciaal belang en wordt deze gewogen op 100. Door ervoor te zorgen dat zowel de HVDC- als de waterstofproductiecapaciteit zo vroeg mogelijk gereed is, kan de optimale balans worden gevonden tussen stroom- en waterstofexport voor een netgeïntegreerde oplossing.
Bouw en installatie	80	Constructie en installatie heeft een gewicht van 80 omdat het haalbaar wordt geacht voor alle concepten, hoewel het bouwen van eilanden in 50 m waterdiepte nieuw is.
Complexiteit van de toeleveringsketen	100	De complexiteit van de toeleveringsketen krijgt een gewicht van 100 vanwege de bekende problemen met de beschikbaarheid van materialen voor de bouw van eilanden en de enorme uitbreiding van de capaciteit van de waterstofapparatuur die nodig is.
Complexiteit vergunningen	50	De complexiteit van vergunningen weegt 50 omdat deze beperking door de overheid kan worden beheerd.
Technologiecurve (gereedheid /TRL)	80	De TRL van de apparatuur is gewogen met 80 om rekening te houden met de bezorgdheid over de gereedheid van de waterstofproductieapparatuur en de conceptinfrastructuur.
Waterdiepte	60	De bezorgdheid over de bouwbaarheid in de waterdiepte is gewogen op 60, aangezien het haalbaar wordt geacht om beide platforms en eilanden in 50 m te bouwen.
Systeemintegratie	60	Systeemintegratie krijgt gewicht 60 omdat het potentieel complex is, maar dit kan worden beperkt door effectief projectmanagement.
Gebruik en onderhoud		
Werkbaarheid	100	Gebruik en onderhoud zijn belangrijke criteria om ervoor te zorgen dat de energiehub kan voldoen aan de eis om zoveel mogelijk van de onshore basislastvraag naar hernieuwbare elektriciteit en groene waterstof te dekken en daarom krijgen zowel de complexiteit van het gebruik als die van het onderhoud een gewicht van 100.
Onderhoud	100	
Beschikbaarheid en betrouwbaarheid	100	Beschikbaarheid/betrouwbaarheid krijgt dezelfde weging 100
Zekerheid (van levering)	50	Voorzieningszekerheid en flexibiliteit om de energieproductie en -inkomsten te maximaliseren worden beschouwd als een pluspunt van elk concept en krijgen een weging van 50
Toekomstbestendigheid		
Modulariteit en schaalbaarheid	100	Modulariteit en schaalbaarheid zijn essentieel voor de energiehub omdat veel factoren nog niet bekend zijn. Het kiezen van een concept waarbij het ontwerp kan worden aangepast naarmate de context en vereisten duidelijker worden, is een groot voordeel dat de hele ontwikkeling minder risicovol maakt en daarom voor 100 % wordt meegewogen.
Toekomstige uitbreidingscapaciteit	50	Toekomstige uitbreidingscapaciteit heeft een wegingsfactor van 50, omdat dit eerder als een potentieel voordeel wordt beschouwd dan als de sleutel tot het ontwerp van de energieknooppunten.
Ontwerplevensduur/levensduur/robuustheid	20	Op dezelfde manier wordt de ontwerplevensduur gewogen met 20 omdat de eerste projectfase binnen de ontwerplevensduur van alle concepten valt.

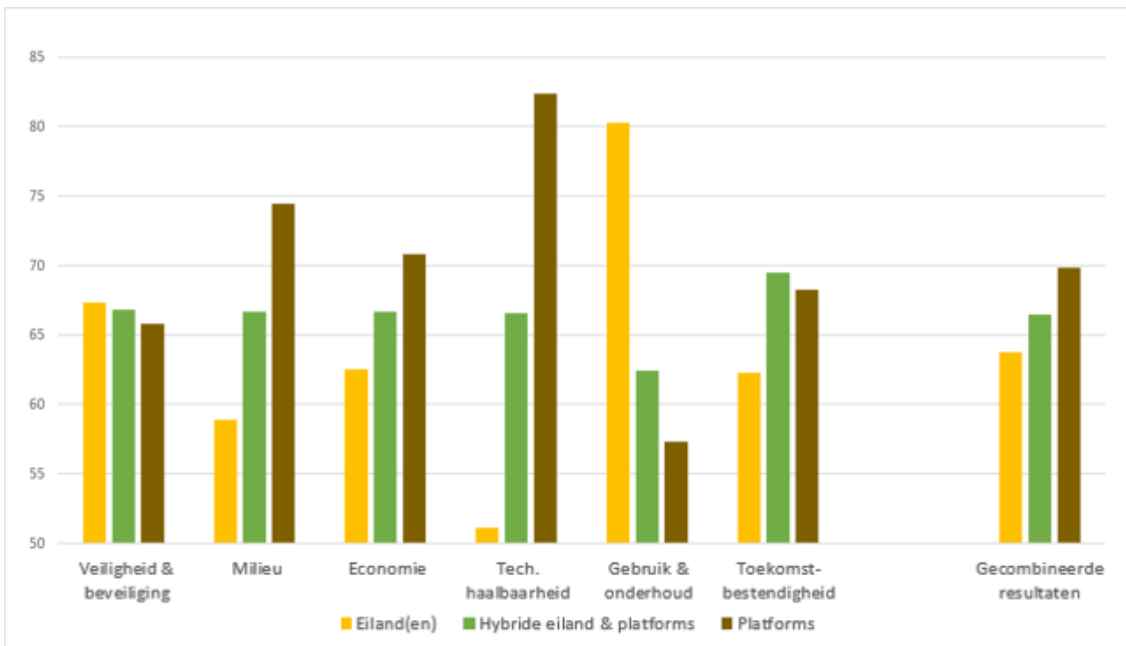
Connectiviteit (andere hubs en internationaal)	80	Connectiviteit weegt 80 omdat het essentieel is dat de selectie van het concept inter-hub en internationale connectiviteit niet in de weg staat.
--	----	--

8.1.2 Sensitiviteitsanalyse voor Weging

Tabel 7.1 geeft aan dat sommige criteria, wanneer ze afzonderlijk worden beschouwd, de rangschikking van de voorkeursopties kunnen veranderen (bijvoorbeeld de overwegingen met betrekking tot exploitatie en onderhoud). Er is een sensitiviteitsanalyse uitgevoerd door de individuele impact van elk criterium op de ranglijsten te evalueren terwijl de bijdrage van alle andere criteria stapsgewijs wordt verhoogd (van nul tot 100). Dit toont de toenemende invloed en bijdrage van de andere criteria naarmate ze steeds belangrijker worden in het besluitvormingsproces, tot het punt waarop ze hetzelfde gewicht hebben als het belangrijkste criterium.

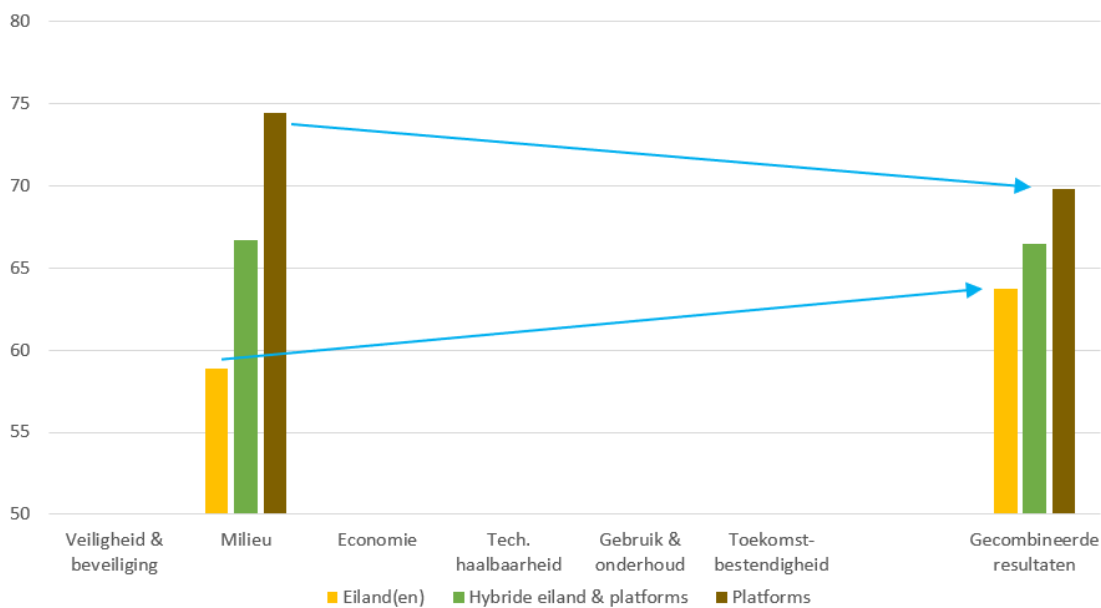
De sensitiviteitsanalyse wordt uitgevoerd op de gegevens in Figuur 8.2 die niet genormaliseerd zijn tot 100.

Figuur 8.2: Niet-genormaliseerde ranglijstresultaten voor evaluatie 1



De gevoeligheid begint met de relatieve ranglijstresultaten voor een enkel criterium (een voorbeeld wordt gepresenteerd in Figuur 8.3: 3 met het criterium milieu). Naarmate het gewicht van de andere criteria systematisch wordt verhoogd van nul tot 100, komen de ranglijstresultaten steeds dichterbij de gecombineerde ranglijstresultaten zoals gepresenteerd in Tabel 8.2: Voorbeeld van een sensitiviteitsanalyse.

Figuur 8.3: Illustratie van de sensitiviteitsanalyse voor milieucriteria

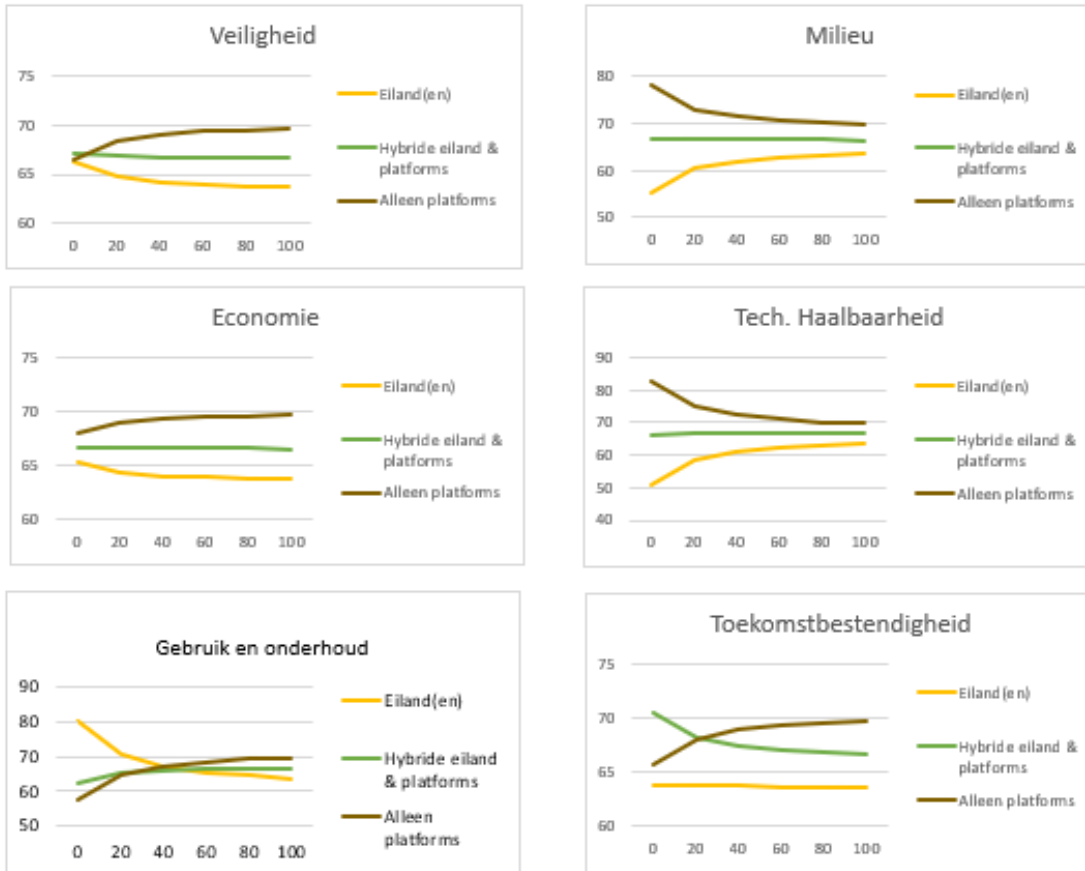


Tabel 8.2: Voorbeeld van een sensitiviteitsanalyse

Gewicht omgeving	100	100	100	100	100	100
Andere criteria gewichten gecombineerd	0	20	40	60	80	100
Eiland(en)	55	60	62	63	63	64
Hybride eiland & platforms	67	67	67	67	67	67
Alleen platforms	78	73	71	71	70	70

Deze methode voor sensitiviteitsanalyse is toegepast op elk van de criteria en de trends zijn grafisch weergegeven in Figuur 8.4.

Figuur 8.4: Sensitiviteitsanalyse van de weging van de criteria voor evaluatie 1



Elk van deze grafieken vertegenwoordigt de relatieve rangorde van de geëvalueerde opties op de y-as, waarbij de hoogste scores de voorkeur genieten volgens de scoringsconventie die we hebben gebruikt om de resultaten visueel weer te geven. Opties die met hoge waarden bovenaan de grafiek liggen, hebben de voorkeur. De schaal op de x-as vertegenwoordigt de bijdrage van alle andere criteria samen die geleidelijk meer gewicht in de schaal leggen bij het besluitvormingsproces, van nul aan de linkerkant tot 100 procent aan de rechterkant. De grafiek geeft in wezen weer hoe de relatieve rangorde verandert naarmate het besluitvormingsproces migreert van een evaluatie op basis van één criterium (aan de linkerkant, nul bijdrage van alle andere criteria) naar een evaluatie op basis van meerdere criteria waarbij alle criteria uiteindelijk hetzelfde gewicht hebben (aan de rechterkant op 100).

Met uitzondering van gebruik en onderhoud en toekomstbestendigheid lijken wijzigingen in de relatieve wegingen geen significante invloed te hebben op de ranglijstresultaten. Dit geeft aan dat de ranglijstresultaten grotendeels ongevoelig zijn voor overwegingen met betrekking tot veiligheid, milieu, economie en technische haalbaarheid. Wanneer rekening wordt gehouden met toekomstbestendigheidseisen is er een zwakke invloed bij zeer lage bijdrageniveaus, waar hybride oplossingen iets voor platforms gaan. De belangrijkste invloed komt tot uiting in de significantie van de bijdrage van overwegingen met betrekking tot gebruik en onderhoud, waarbij eilandoplossingen sterk de voorkeur genieten tot het punt waarop de andere criteria ongeveer half zo belangrijk worden geacht voor het besluitvormingsproces, op welk punt platforms de voorkeur op de ranglijst beginnen te domineren.

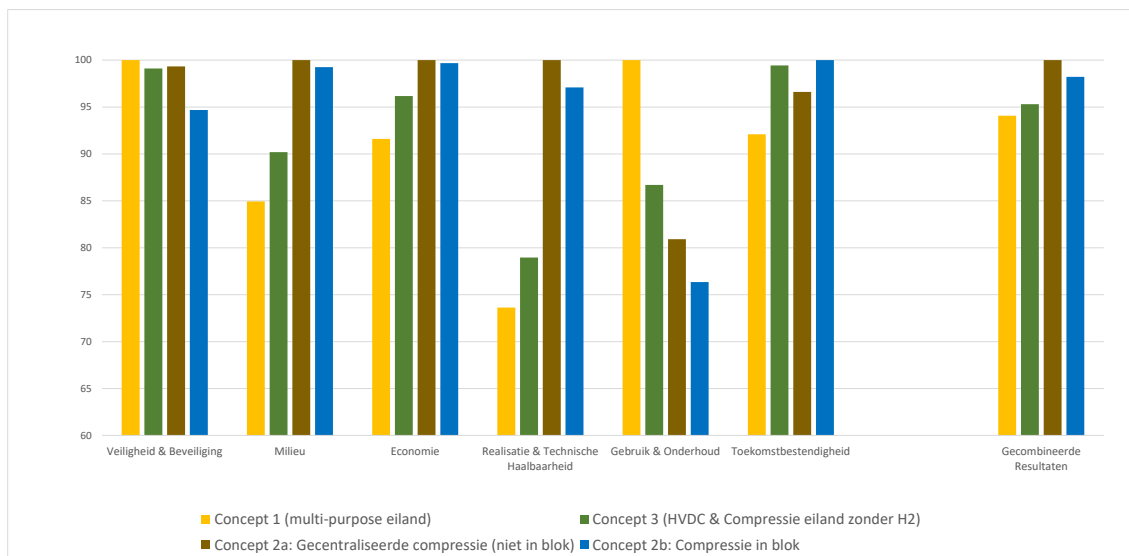
Onze algemene interpretatie van de sensitiviteitsanalyse is dat platforms een robuuste keuze lijken te zijn als de hoogst geplaatste en voorkeursoptie, ongeacht de mate waarin de wegingen

worden aangepast, tenzij individuele criteria (met name O&M en Future Proofing) bijna uitsluitend op zichzelf worden beschouwd .

8.2 Evaluatie 2 - Conceptvergelijking

Figuur 8.5 toont de resultaten van de ranglijsten voor de tweede evaluatie, waaruit blijkt dat een platformoplossing met gecentraliseerde compressie op één locatie binnen het voorgestelde zoekgebied (Concept 2a) de voorkeursoplossing is, gevolgd door de platformoptie met gedecentraliseerde compressie (Concept 2b), gevolgd door Concept 3 (een hybride ontwerp) en tot slot Concept 1 (een eilandontwerp).

Figuur 8.5: Evaluatie 2 genormaliseerde resultaten per criterium (hoogste score is beste)



Een samenvatting van alle rangschikingsgegevens in matrixformaat is te vinden in Bijlage A voor beide evaluaties.

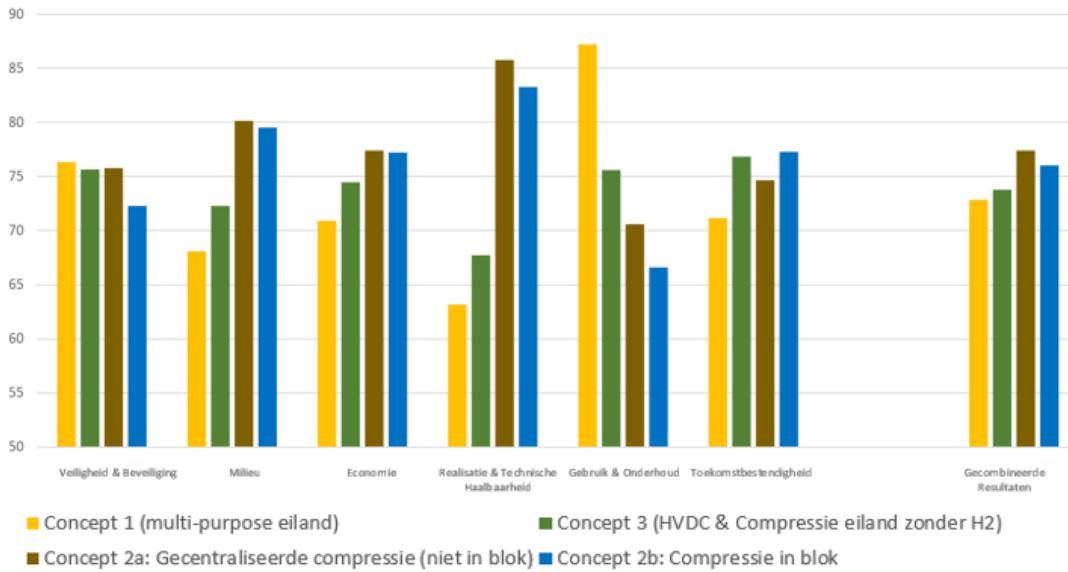
8.2.1 Wegingen

Dezelfde wegingen zijn gebruikt in de niveau 2-criteria-beoordelingen om dezelfde redenen als die welke zijn geselecteerd voor de eerste beoordelingsbeslissing.

8.2.2 Sensitiviteitsanalyse voor Weging

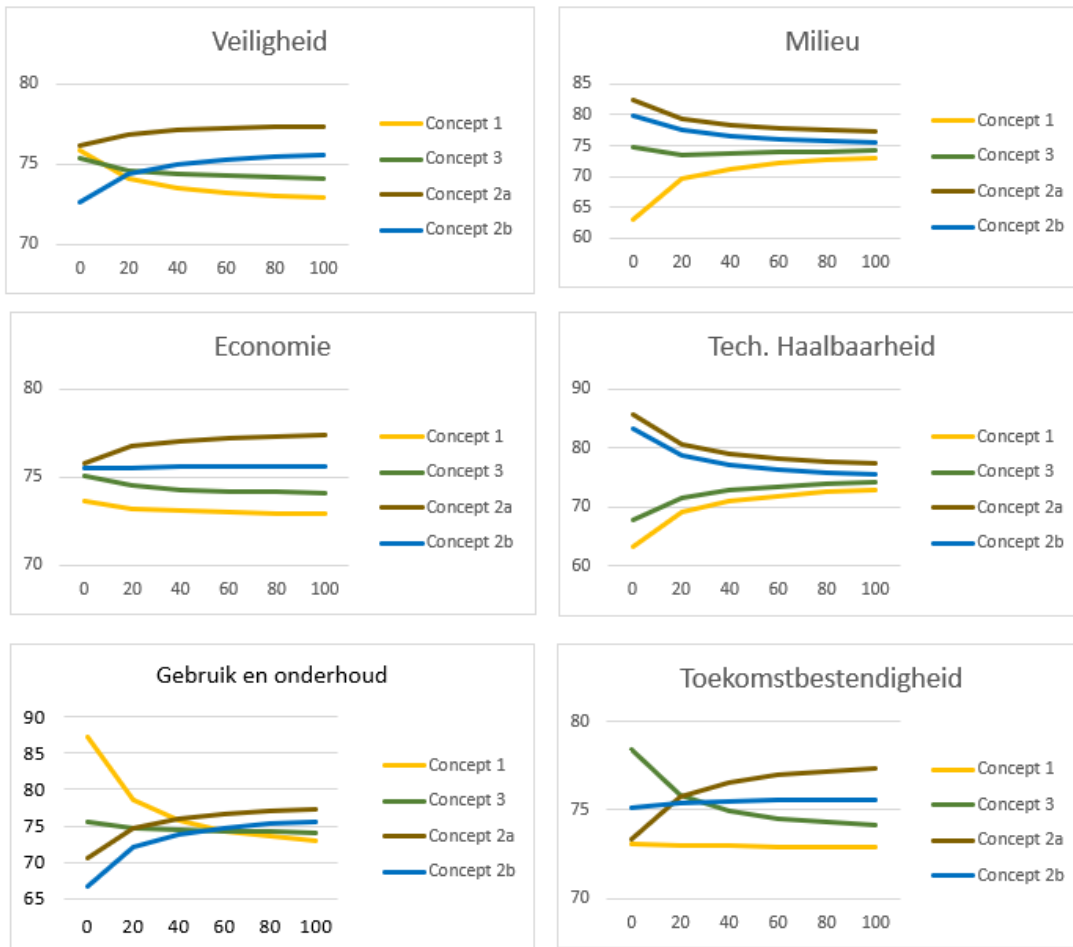
Tabel 7.3 geeft aan dat de meeste criteria erop lijken te wijzen dat de platformoplossingen, en specifiek Concept 2a, de voorkeur genieten. Op zichzelf beschouwd geven operationele en onderhoudsoverwegingen aan dat het multifunctionele eiland de voorkeur heeft. Dezelfde soort sensitiviteitsanalyse die eerder is beschreven in paragraaf 8.1.2 is uitgevoerd om het effect te testen van het veranderen van de gewichten van de niveau 1-criteria voor Evaluatie 2. De analyse is gebaseerd op de gegevens in niet-genormaliseerd formaat zoals weergegeven in Figuur 8.6 .

Figuur 8.6 : Niet-genormaliseerde ranglijstresultaten voor evaluatie 2



De resultaten van deze sensitiviteitsanalyse worden weergegeven als trends in Figuur 8.7 .

Figuur 8.7: Sensitiviteitsanalyse van criteriawegingen voor evaluatie 2



Met uitzondering van gebruik en onderhoud, en in kleine mate toekomstbestendigheid, lijken wijzigingen in de relatieve gewingen van niveau 1 geen significante invloed te hebben op de rangschikkingsresultaten. Dit wijst erop dat de rangschikkingsresultaten grotendeels ongevoelig zijn voor overwegingen met betrekking tot veiligheid, milieu, economie en technische haalbaarheid. Als we kijken naar toekomstbestendigheidseisen is er een zwakke impact op zeer lage bijdrageniveaus waar Concept 3 (het hybride ontwerp) en 2b (het platform ontwerp met gecentraliseerde compressie) van plaats wisselen in de rangschikking, maar we merken op dat het verschil niet significant is en zijn van mening dat toekomstbestendigheid het besluitvormingsproces niet op een significante manier domineert. De belangrijkste invloed komt tot uiting in de bijdrage van operationele en onderhoudsoverwegingen, waarbij Concept 1 (een eilandontwerp) aanvankelijk de ranglijstvoorkeur domineert. Deze rangschikking verandert ten gunste van de twee platformconcepten (in het bijzonder Concept 2a, het platformontwerp met gecentraliseerde compressie) wanneer de andere criteria meer dan een derde van het gewicht dat aan het O&M-criterium wordt toegekend, beginnen bij te dragen.

Onze algemene interpretatie van de sensitiviteitsanalyse is dat de twee platform concepten een robuuste keuze lijken te zijn als de hoogst geplaatste en voorkeursopties, ongeacht hoeveel de gewingen worden aangepast, tenzij individuele criteria (met name O&M en Future Proofing) bijna uitsluitend afzonderlijk worden bekeken. Bovendien presteert Concept 2a (platforms met gecentraliseerde compressie) consequent beter dan Concept 2b (platforms met gedecentraliseerde compressie) met een kleine marge.

8.3 Scenario's

Er zijn verschillende aannames gedaan over het ontwikkelingstempo in zoekgebied 6 en 7, de vraag naar elektriciteit en waterstof, de verhouding van de productie tussen deze twee, de beschikbaarheid van materialen en hulpbronnen in toeleveringsketens en de mogelijke grenzen aan de productie- en bouwcapaciteit. Het is praktisch onmogelijk om een multicriteria-analyse uit te voeren op alle mogelijke permutaties van aannames die zijn gemaakt. Dit creëert een zekere mate van onzekerheid in het besluitvormingsproces. De beste manier om met onzekerheid om te gaan is om te bekijken hoe het besluitvormingsproces, de evaluaties en de resultaten in verschillende scenario's zouden kunnen veranderen. De hoeksteen van een scenarioanalyse is het identificeren van de belangrijkste onzekerheden en te bekijken hoe deze van scenario tot scenario kunnen veranderen. In onze discussie met meerdere belanghebbenden en onze betrokkenheid bij vele onderzoeken in de afgelopen jaren die gericht waren op onshore en offshore waterstofproductie in combinatie met elektriciteitsopwekking uit windenergie, hebben we vastgesteld dat de belangrijkste onzekerheden te maken hebben met:

- Groei van de vraag naar waterstof in de tijd en een verandering in de verhouding tussen waterstof en elektriciteitsproductie
- Mogelijke uitdagingen bij het opschalen van technologie
- De evolutie van systeemoplossingen naarmate leren wordt toegepast op nieuwe ontwikkelingsfasen

In al deze gevallen is de waarde van aanpassingsvermogen en flexibiliteit essentieel.

In onze evaluatiecriteria hebben we verschillende waarden overwogen die geassocieerd worden met toekomstbestendigheid. In eerste instantie namen we een niveau 2 subcategorie van aanpasbaarheid en flexibiliteit op, maar we ontdekten dat de kenmerken die geassocieerd worden met schaalbaarheid en modulariteit dezelfde principes en ideeën voor evaluatie bevatten. Daarom beschouwden we schaalbaarheid en modulariteit als de kenmerken flexibiliteit en aanpasbaarheid.

In een scenario waarin er een hoge mate van onzekerheid bestaat over de timing, fasering en evolutie van oplossingen voor de Noordzee zouden we de eis van aanpasbaarheid en flexibiliteit

als belangrijker beschouwen dan alle andere overwegingen in termen van relatief belang. Als we kijken naar de rangorde van opties die in overweging worden genomen bij het evalueren van modulariteit en schaalbaarheid, plaatsen we de platformoplossingen veel hoger dan alle eiland oplossingen. Aangezien deze rangschikking consistent is met de rangschikkingsresultaten wanneer rekening wordt gehouden met alle andere criteria, vonden we het niet nodig om een aparte formele scenarioanalyse uit te voeren. Wij zijn van mening dat platforms de meest robuuste en flexibele keuze zijn als constructievorm in de Noordzee.

9 Conclusies en Vervolgstappen

9.1 Conclusies

Bij de conceptdefinitie voor de energiehub in zoekgebieden 6 / 7 wordt gekeken naar de selectie van de constructievorm voor de energiehub en andere belangrijke beslissingen die van invloed zijn op de ruimtelijke ontwikkeling. De energiehub kan worden ondersteund door platforms, kunstmatige eilanden of een combinatie van beide. Verdere beslissingen zijn nodig voor de waterstofcompressie. Deze kan centraal of binnen de individuele windparkblokken geplaatst worden. Voor de centraal geplaatste compressie is er dan nog de keuze deze op een eiland te installeren of op platforms te plaatsen.

Deze factoren leiden tot een keuze tussen de volgende mogelijke constructievormen van de energiehub:

- Grote eilanden die de hele energiehub ondersteunen, inclusief de productie van waterstof.
- Platforms ter ondersteuning van HVDC-apparatuur, waterstofproductie en waterstofcompressie.
- Een combinatie van een groot eiland en platforms, met aanvankelijk uitbreiding op platforms en later infrastructuur inclusief waterstofproductie geïnstalleerd op het eiland.

Bij de analyse is zorgvuldig overwogen of er strikte beperkingen zijn voor de keuze van eilanden of platforms, met nadruk op bekende uitdagingen van de bouw van grote eilanden in waterdieptes tot 50 m. De conclusie is dat zowel eilanden als platforms levensvatbare concepten zijn en dat hun relatieve voordelen moeten worden beoordeeld om het optimale concept te bepalen. De keuze voor waterstofturbines is hierbij niet inbegrepen, omdat veronderstelt wordt dat dit een keuze is die gemaakt kan worden op een later moment. Ook zal een uiteindelijk hub concept op platforms mogelijk een combinatie worden van gestandaardiseerde 500 MW platforms en waterstofturbines.

Bij de evaluatie van de concepten wordt rekening gehouden met de volgende criteria:

- Veiligheid
- Milieu
- Economie
- Realisatie & technische haalbaarheid
- Gebruik & onderhoud
- Toekomstbestendigheid

Veiligheid

Hoewel de bouw en exploitatie van eilanden of platforms haalbaar wordt geacht, was de veiligheid tijdens de bouw de belangrijkste zorg, met name voor eilanden. De eilanden moeten worden gebouwd tijdens de zomerperiode, waardoor grote aantallen bouwvakkers gedurende meerdere jaren in een uitdagende offshore-omgeving moeten werken. De bouw en installatie van platforms is minder uitdagend omdat platforms, inclusief de gehele topside, op werven aan land kunnen worden gebouwd en dan offshore worden getransporteerd om op hun vooraf geïnstalleerde substructuren te worden gehesen. Dit zorgt ervoor dat de periode van offshore constructie activiteiten beperkter is dan bij de bouw van eilanden, waardoor het personeel korter aan gevaarlijke offshore condities wordt blootgesteld.

De veiligheid tijdens de gebruik werd voor beide concepten beheersbaar geacht; er is uitgebreide ervaring met de exploitatie van offshore platforms in de olie- en gasindustrie en de werkzaamheden op een eiland zouden vergelijkbaar zijn met die op het vasteland als ze eenmaal gebouwd zijn. Door de grotere omvang van eilanden kunnen veiligheidsoverwegingen beter worden meegenomen in het ontwerp doordat er meer ruimte is. Daarnaast zullen de eilanden permanent bemand zijn en de operators de veilige gebieden dicht bij de accommodatie alleen verlaten om essentiële activiteiten uit te voeren. Hierdoor worden de veiligheidsrisico's tijdens het gebruik voor platforms groter geacht dan voor eilanden. Voor beide concepten zijn geen significante veiligheidsproblemen geïdentificeerd, ondanks hun locatie op meer dan 100 km uit de kust. Als de veiligheidsrisico's tijdens de bouw worden afgewogen tegen de risico's tijdens de exploitatie, hebben eilandconcepten een lichte voorkeur voor veiligheid en beveiliging, met de hybride combinatie daartussenin.

Milieu

De milieu impact analyse is gebaseerd op een levenscyclusanalyse (LCA) van de CO₂ voetafdruk in de bouwmaterialen en de ecologie impact van offshore waterstofproductie. De LCA-resultaten gaven aan dat de bouw van een eiland een aanzienlijk hogere CO₂ voetafdruk heeft dan het platformconcept. Dit komt voornamelijk door de grote hoeveelheden zand en steen die nodig zijn voor het eiland.

De impact van de constructie wordt momenteel door IenW onderzocht in de quickscan, en dit is niet meegenomen in de totaalscore. De verwachting is dat de ecologische impact van gebruik hoger zal zijn voor de eilandconcepten vanwege de meer geconcentreerde afvoer van afvalstromen. De impact van de afvalstromen is naar verwachting niet erg groot door de aard van de samenstelling (voornamelijk pekel), bovendien kan de impact eenvoudig worden gemitigeerd.

Vanwege de impact op zowel broeikasgasemissies als de lokale ecologie van waterstofproductie, worden platforms vanuit milieuoogpunt aanzienlijk voordeliger gezien dan eilanden met het hybride concept ertussenin.

Economie

Voor elk van de concepten zijn kostenramingen ontwikkeld op basis van veronderstelde configuraties. De kostenramingen uit het NSWPH-programma zijn gebruikt als basis voor de analyse. Deze kostenramingen gaven maar een klein verschil aan tussen de totale CAPEX en OPEX voor de concepten, ruim binnen de nauwkeurigheid van de ramingen. Het eiland gebaseerde concept heeft de laagste CAPEX en OPEX, gevolgd door het hybride concept en vervolgens het platform gebaseerde concept. Een belangrijke opmerking is dat een vergelijkbare analyse door Gasunie het tegenovergestelde resultaat opleverde, ook weer binnen de nauwkeurigheidsgrenzen van de schatting, waaruit blijkt dat de kosten geen duidelijke drijfveer zijn voor de keuze tussen de concepten.

Concepten op basis van eilanden vereisen veel grotere voorinvesteringen dan platform gebaseerde concepten met het hybride concept daartussen. Deze voorinvestering zal mogelijkwerwijs gefinancierd moeten worden vanuit de regering. Dit was ook belangrijke factor in de overweging in de afwijzing van het Deense energie-eiland.

Realisatie & technische haalbaarheid

De conclusie van de analyse suggereert dat de keuze voor alleen eilanden het zeer moeilijk zou maken om de streefdatum voor de eerste uitrol van directe export van elektriciteit en waterstof in 2032 te halen. In het ideale schema voor de bouw van eilanden, waarbij geen rekening wordt gehouden met technische of andere beperkingen voor de ontwikkeling, wordt de eerste export van energie en waterstof in 2034 verwacht. Gezien de feit dat van de bouw van eilanden in 50 m waterdiepte nog nooit is uitgevoerd, bestaat er een aanzienlijk risico dat dit schema uitloopt.

Naast de risico's over de langere tijd constructietijd voor eilanden, zijn er ook over de haalbaarheid van eilanden op 50 m waterdiepte zorgen. Voor platforms zijn er verschillende opties voor het ontwerp van de onderbouw, waaronder GBS, jackets en monopiles, die zich op deze diepte hebben bewezen. De inschatting is dat constructie van eilanden mogelijk is op basis van een analyse van het eilandontwerp in ondieper water. Caisson-eilanden kunnen worden geïnstalleerd tot een waterdiepte van ongeveer 20 m; voor dieper water moet de zeebodem worden opgebouwd met behulp van steen (grote keien) tot een diepte onder de impact van de golfslag (ongeveer 30 m). Daaronder kan de zeebodem worden opgebouwd met lokaal gebaggerd zand. Voor de aanleg van het eiland zijn zeer grote hoeveelheden steen en opgebaggerd zand nodig, waarvoor mogelijk een nieuwe steengroeve moet worden geopend. Het plaatselijk opgebaggerde zand en de brede zeebodemoppervlakte van het eiland vergroten de ecologische impact.

De apparatuur die op de eilanden of platforms moet worden geïnstalleerd, is ongeveer in dezelfde fase van ontwikkeling. Er zijn aanzienlijke ontwikkelingen nodig om grootschalige offshore waterstofproductie te realiseren. De integratie van de vele partijen die betrokken zijn bij de ontwikkeling van de energiehub kan complexer worden als alle infrastructuur centraal op de eilanden wordt geïnstalleerd.

Over het algemeen kunnen zowel eiland- als platformconcepten worden gerealiseerd en zijn ze technisch haalbaar, maar er zijn aanzienlijk grotere uitdagingen voor eilanden, vooral tijdens de bouw.

Gebruik & onderhoud

Aangezien eilanden verondersteld worden permanent bemand te zijn en opslagruimte hebben voor gereedschappen en reserveonderdelen, worden deze als minder complex beschouwd dan platforms met betrekking tot gebruik en onderhoud. De bediening van platforms wordt verder bemoeilijkt doordat het personeel niet bekend is met de verschillende platformontwerpen en door ruimtebeperkingen. Voor de hybride configuratie wordt de combinatie van beide platforms en een eiland als nog gecompliceerder beschouwd.

De capaciteit in flexibiliteit van energie export wordt als goed beschouwd voor zowel eilanden als platforms. Voor eilandconcepten maakt de co-locatie van HVDC- en waterstofproductieapparatuur op het eiland het mogelijk om elektriciteit naar wens te gebruiken. Dit kan ook worden bereikt voor platform concepten wanneer wordt gekozen voor hybride waterstofproductie of wanneer HVDC platforms en waterstofplatforms dermate dicht bij elkaar geïnstalleerd worden dat crossconnecties mogelijk zijn.

Over het algemeen hebben de eiland concepten aanzienlijke voordelen ten opzichte van platform concepten wat betreft complexiteit van gebruik & onderhoud en flexibiliteit bij de export van energie.

Toekomstbestendigheid

De ontwikkeling van zoekgebieden 6 / 7 is onzeker en er zijn meerdere factoren die van invloed kunnen zijn op het ontwerp van de energiehub, waaronder:

- Totale wind op zee capaciteit.
- Verhouding tussen de export van elektriciteit en offshore waterstofproductie.
- Ruimtelijke ontwikkeling van zoekgebieden 6 / 7.

Gezien deze onzekerheden is het vermogen van een concept om zich aan te passen aan veranderende omstandigheden essentieel. Als het eiland eenmaal ontworpen is, ligt de oppervlakte ervan vast. Hoewel er flexibiliteit is om de infrastructuur die erop gebouwd is aan te passen, kan de locatie niet veranderd worden. Platformconcepten zijn inherent flexibeler met

modulaire ontwerpen die kunnen worden uitgerold in overeenstemming met de eisen en planning van het project. Daarnaast kunnen platforms worden aangepast aan een veranderend hubontwerp, zowel qua concept als qua locatie. Over het algemeen worden platformconcepten gezien als aanzienlijk flexibeler dan eilandconcepten. Wanneer alle factoren die van invloed zijn op de toekomstbestendigheid in beschouwing worden genomen, krijgt het hybride concept een lichte voorkeur boven het platform gebaseerde concept.

Gecombineerde resultaten

Wanneer alle criteria samen worden bekeken, krijgen platform concepten de voorkeur boven eiland gebaseerde concepten, met het hybride concept ertussenin.

Compressie

Zodra de constructievorm ter ondersteuning van de energiehub is gekozen, moet de keuze tussen gecentraliseerde en gedecentraliseerde compressie worde overwogen en of gecentraliseerde compressie op een eiland moet plaatsvinden.

Uit de evaluatie is gebleken dat de voorkeur ligt bij één van de twee platformconcepten (2a en 2b). Over het geheel genomen heeft de analyse gecentraliseerde compressie verkozen boven gedecentraliseerde compressie, maar de verschillen zijn beperkt. Deze voorkeur komt voornamelijk door de voordelen in gebruiksgemak, de schaalbaarheid, het tijdschema en de milieu-impact. In de hoofdstukken 6 en 8 wordt een volledige uitleg van de verschillen tussen gecentraliseerde en gedecentraliseerde compressieconcepten gegeven.

De keuze van een eiland voor gecentraliseerde compressie zou waarschijnlijk alleen worden gemaakt als er technische beperkingen zijn in de installatie van compressoren op platforms. De belangrijkste zorg is de impact van compressortrillingen op platforms. Het werk van het NSWPH-programma suggereert dat deze risico's kunnen worden beperkt, maar verder onderzoek is nodig om de haalbaarheid te bevestigen. Een compressie-eiland dat ook HVDC-apparatuur zou ondersteunen is ongeveer tweederde van de grootte van de 12 GW eilanden die de waterstofproductie ondersteunen. Gezien de uitdagingen van het bouwen van eilanden zouden meerdere kleinere compressieplatforms als alternatief kunnen worden gekozen.

Over het geheel genomen hebben platform gebaseerde concepten, rekening houdend met alle criteria, de voorkeur boven de andere concepten, gevolgd door een eiland met gecentraliseerde compressie, gedecentraliseerde compressie en het compressie- en HVDC-eilandconcept en als laatste het grote eilandenconcept.

9.2 Vervolgstudies

Het belangrijkste aspect van de initiële besluitvorming waarvoor meer inzicht nodig is, is de keuze tussen platforms en eilanden voor gecentraliseerde compressie. Hoewel dit rapport deels een vergelijkende evaluatie is, zijn er ook technische factoren die de keuze voor een eiland kunnen bepalen, voornamelijk de impact van compressortrillingen op platforms. Dit is bestudeerd als onderdeel van het NSWPH-programma, waarbij mogelijke maatregelen zijn geïdentificeerd. Volledige zekerheid dat een compressieplatform ontwerp praktisch kan worden ontwikkeld, kan echter alleen worden verkregen door het platformontwerp verder te ontwikkelen en een pulsatie- en trillingsstudie uit te voeren volgens API 618, evenals een dynamische analyse van de skidbevestiging op de dekstructuur.

De resultaten van de ecologische Quickscan-studie en de beoordeling van het sabotagerisico voor de energiehub moeten verder worden geëvalueerd.

9.3 Samenvatting en advies

De keuze van het energiehub concept is een beslissing die de overheid zal moeten nemen. Dit rapport is bedoeld om achtergrondinformatie en analyses te verschaffen ter ondersteuning van het besluitvormingsproces. In het algemeen wordt op basis van de beoordeling van werkstroom 3 de voorkeur gegeven aan platform gebaseerde concepten boven eilanden, voornamelijk vanwege de grotere risico's bij de bouw van eilanden, de grotere behoefte aan voorinvesteringen om de bouw van eilanden te realiseren en vanwege het grotere aanpassingsvermogen van platform gebaseerde concepten.

De langere ontwikkelingstijd van eilanden in vergelijking tot platforms legt mogelijk te veel beperkingen op aan de keuze voor een concept met alleen eilanden. Aangezien de eerste bouw van het hybride concept op platforms zal plaatsvinden, is de tijdlijn voor de bouw van eilanden langer. Zelfs uitgaande van een ideale planning voor de bouw van eilanden, zal de eerste energie-export en waterstofproductie pas in 2034 plaatsvinden. Gezien de risico's die inherent zijn aan de bouw van eilanden, bestaat er een reëel risico dat dit tijdschema niet wordt gehaald, wat betekent dat een eiland zelfs voor een hybride concept niet klaar zou zijn wanneer nodig. Het concept met de minste risico's is het platformconcept.

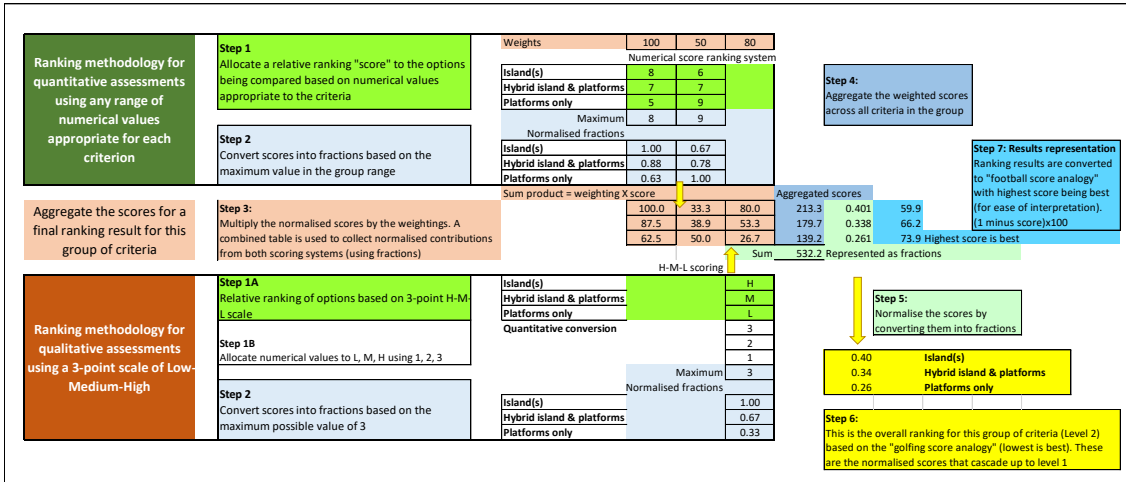
In het algemeen wordt op basis van de beoordeling van werkstroom 3 de voorkeur gegeven aan energiehub op platform concepten boven eilanden, grotendeels vanwege de grotere risico's bij de doorlooptijd van het ontwikkelen van een eiland in relatie tot de gestelde doelen, de grotere behoefte aan voorinvesteringen om de bouw van eilanden te realiseren en vanwege het grotere aanpassingsvermogen en de lagere milieueffecten van energiehub op platform. Verder is een vergelijking gemaakt van decentrale en centrale compressie. Van alle concepten die geëvalueerd zijn ligt de voorkeur bij concept 2a: een energiehub op platformen met centrale compressie.

Binnen de (elektrolyse) platform concepten is er een keuze tussen gestandaardiseerde elektrolyse platformen en waterstofturbines. De keuze tussen deze twee concepten kan gemaakt worden in overleg tussen de ontwikkelaar en de overheid en is geen keuze die op dit moment gemaakt dient te worden. Naar verwachting zal een deel van de elektrolyse in gebied 6/7 op gestandaardiseerde platforms plaats vinden en een deel op waterstofturbines. De ontwikkeling van waterstofturbines tot een hoog TRL zal door marktpartijen opgepakt worden, in tegenstelling tot de gestandaardiseerde elektrolyse platformen. Het advies is daarom ook om los van Demo2 ook de ontwikkeling van deze gestandaardiseerde elektrolyseplatforms te stimuleren vanuit de overheid.

De keuze voor de constructievorm van de energiehub (platforms of eilanden) is een beslissing van de Nederlandse overheid en dit rapport is bedoeld om achtergrondinformatie en analyses te verschaffen ter ondersteuning van het besluitvormingsproces.

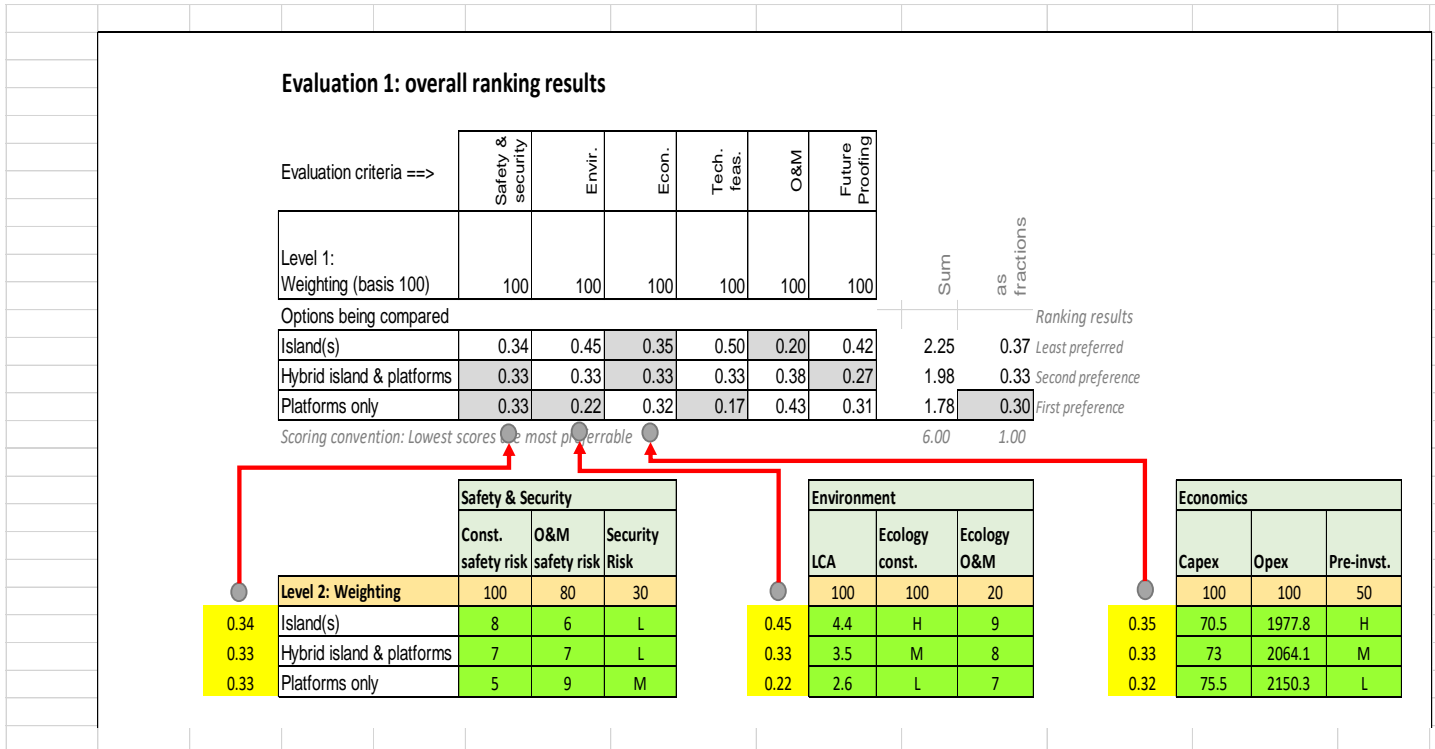
Vanwege de tijd die nodig is om een van beide concepten te ontwikkelen, wordt er geadviseerd om in 2024 een besluit te nemen over de energiehub constructievorm en compressie locatie. Dit is van essentieel belang voor de ontwikkeling van gebieden 6 en 7 en het behalen van de doelstellingen voor 2032.

A. Overzicht van Scores

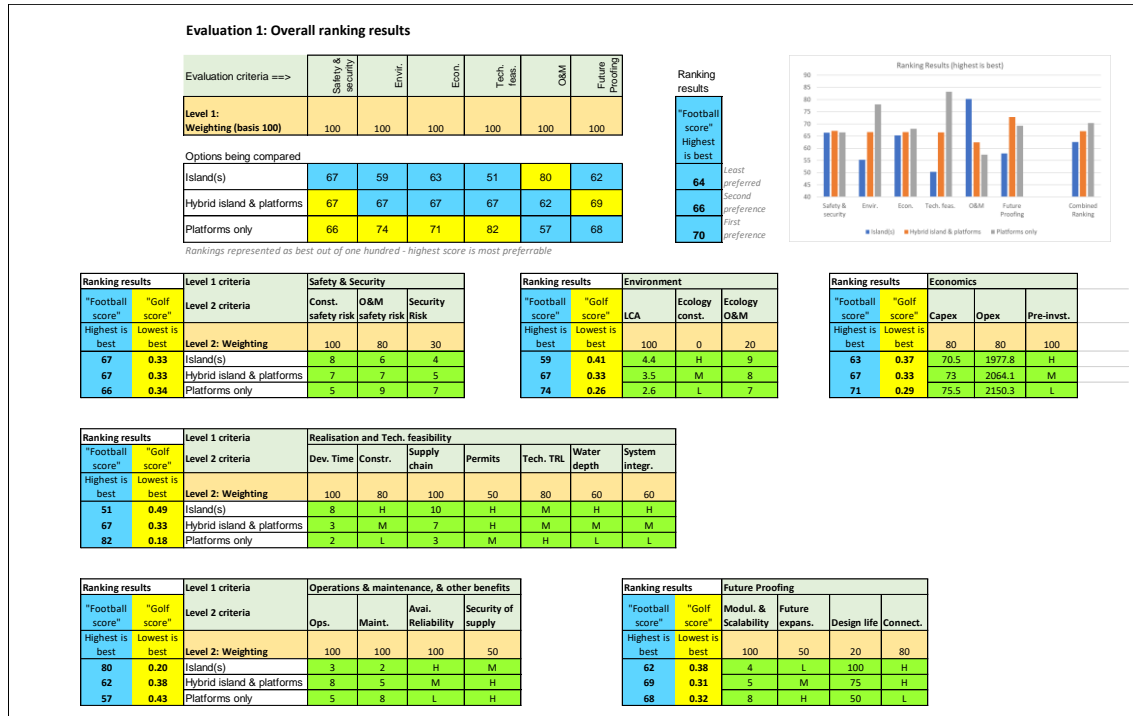


B. Overzicht van de Scoringsvolgorde

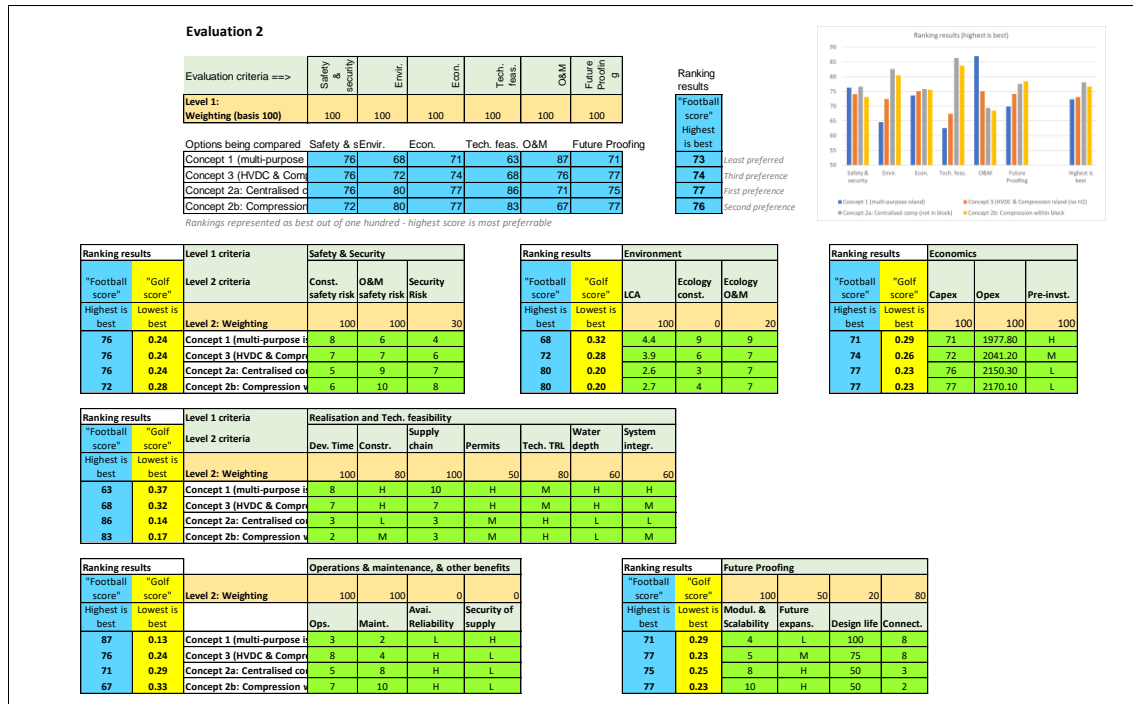
Figuur B.1: Scorecascade van criteria van niveau 2 naar niveau 1



B.2: Evaluatie 1 - Samenvatting van de ranglijstscores.



B.3: Evaluatie 2 - Samenvatting van de ranglijstscores.



C. Feedback van Belanghebbenden

Na de eerste herziening hebben de belanghebbenden commentaar geleverd op de initiële scores. Tijdens een workshop op 13th oktober 2023 werd het commentaar besproken en werd de score indien nodig aangepast. Hieronder vindt u een samenvatting van het commentaar:

6.1.4.1.: *Veiligheid tijdens gebruik en onderhoud*

Gasunie merkte op dat de belangrijkste veiligheidsrisico's betrekking hebben op elektrolyse - het risico van waterstof- of zuurstofoverdracht over het membraan met explosie als gevolg - en dat het combineren van compressie en elektrolyse op één locatie op het grote eiland het risico voor de operators vergroot vanwege de noodzaak van regelmatig onderhoud aan de compressoren en. Ze merkten ook op dat de nabijheid van HVDC-faciliteiten mogelijk zou kunnen leiden tot een grotere hoeveelheid bijkomende schade en zelfs slachtoffers. Dit risico werd meegenomen in onze oorspronkelijke puntentelling en besproken in het rapport. Tijdens de nieuwe scoringworkshop was het team nog steeds van mening dat door de scheiding tussen elektrolyse, compressie, HVDC en woonverblijven op het eiland en de mogelijkheid van mitigerende maatregelen zoals explosie- en brandmuren, operators die op het eiland zijn en onderhoud uitvoeren aan compressoren niet overmatig blootgesteld zouden worden aan risico's van de elektrolyzers. Dit moet zorgvuldig overwogen worden bij het ontwerp van eilanden naarmate het project vordert. Per saldo werden de risico's van het betreden van meerdere onbemande platforms voor gebruik en onderhoud groter geacht dan die van een permanent bemand eiland met meer ruimte voor het maken van veilige ontwerpkeuzes.

Gasunie verklaarde dat de risico's van alkaline elektrolyse op het eiland beheersbaar worden geacht en vroeg waarop dit is gebaseerd. Tijdens het NSWPH-programma ontwikkelden we het ontwerp van een waterstofproductiefaciliteit op een caissoneiland met alkalische elektrolyse. Tijdens dit onderzoek hebben we de risico's van alkaline elektrolyzers zorgvuldig overwogen en de aanpak aanbevolen om deze risico's te begrijpen en te beperken naarmate het project vordert.

6.1.4.3.: *Beveiliging*

Gasunie vroeg waarom een lage en gemiddelde score voor veiligheid zou worden gebruikt als het risico voor platforms nog steeds als laag wordt beschouwd en adviseerde om in plaats daarvan een numerieke score te gebruiken. Tijdens de nieuwe scoringsworkshop was het team het eens met deze opmerking en werd de score aangepast zoals weergegeven in tabel 6.4.

TenneT gaf aan het niet eens te zijn met de puntentelling en vroeg of er rekening is gehouden met het eiland als groot faalpunt waardoor de platforms de voorkeur zouden krijgen. Deze overweging zou van toepassing zijn op sabotage, wat buiten de scope van werkstroom 3 valt. Het veiligheids criterium heeft betrekking op het risico dat onbevoegd personeel toegang krijgt tot de infrastructuur van de energieknooppunten. Het team achtte een significante storing door onbevoegd personeel niet geloofwaardig en achtte het voorkomen van toegang eenvoudiger op een bemand eiland dan op verspreide onbemande platforms.

6.1.4.4 *Weging van veiligheid en beveiliging*

Tennet verklaarde dat veiligheid altijd de hoogste waardering zou moeten krijgen omdat het een kernwaarde is. De oorspronkelijke weging van 80 voor veiligheid tijdens de werkzaamheden was gekozen ten opzichte van de weging van 100 voor veiligheid tijdens de bouw omdat de risico's tijdens de bouw groter werden geacht. Tijdens de nieuwe scoringsworkshop was het team echter van mening dat veiligheid altijd de hoogste prioriteit moet hebben en verhoogde het de weging voor veiligheid tijdens werkzaamheden naar 100, zoals weergegeven in tabel 6.5.

6.1.6.2 Economie

Gasunie vroeg of de platforms die bij de grote eilanden horen en die nodig zijn om de kabels van de array op het eiland te brengen, zijn opgenomen in de kostenraming. De kabelinvoerplatforms (inclusief kabelbrug) zoals weergegeven in figuur 6.7 hierboven zijn kleinschalig en alleen bedoeld om de arraykabels naar het eiland te brengen. Ze zijn nodig ongeacht de gekozen spanning van de arraykabels en zijn opgenomen in de kostenraming voor de aanleg van het eiland binnen het onderdeel Energie-infrastructuur van de CAPEX-opbouw (voor ongeveer € 3,5 miljoen per stuk, geleverd en geïnstalleerd).

6.1.6.4 Economische weging

De Gasunie merkte op dat vanwege de onzekerheid van de tolerantienauwkeurigheid (tot wel 50%) van de CAPEX- en OPEX-schattingen een groter relatief gewicht moet worden toegekend aan de noodzaak van voorinvesteringen. Uit informatie van het Deense eiland blijkt ook dat de zeer hoge eis van voorinvestering een van de redenen was waarom het eiland niet werd geselecteerd. Gasunie deelde ook mee dat haar economische evaluatie van hubs op eilanden en hubs op platforms hetzelfde resultaat opleverde als wij, namelijk dat de CAPEX voor eilanden hoger waren dan voor platforms, hoewel ook hier de nauwkeurigheid van de schatting in acht werd genomen. Hun economische evaluatie gebruikte dezelfde basisinformatie van het NSWPH-programma, maar ontwikkelde de kostenramingen onafhankelijk met bekende verschillen, waaronder de hoeveelheid HVDC-apparatuur die op de eilanden was geïnstalleerd. Al deze factoren suggereren dat er geen duidelijk verschil in kosten is tussen de concepten dat een drijvende factor zou zijn bij de keuze van het concept en daarom stemde het team ermee in om de weging van CAPEX, OPEX en de noodzaak van voorinvestering aan te passen zoals aangegeven in tabel 6.20.

6.1.7.1 Ontwikkelingstijd tot gebruik

Gasunie raadde aan om de tijd die nodig is voor de ontwikkeling tot aan de uitvoering een criterium op niveau één te maken. Het team heeft dit overwogen in de follow-up scoringsworkshop, maar heeft besloten dat het onderdeel moet blijven van realisatie en technische haalbaarheid. Het wordt beschouwd als een belangrijk criterium, maar er bestaat twijfel over de tijdlijn voor de uitrol van zowel offshore windopwekking als offshore waterstofproductie, wat betekent dat er geen specifieke datum is waarna een concept wordt geëlimineerd. Daarom wordt het beschouwd als een van de criteria die bijdragen aan de vraag of het project kan worden gerealiseerd.

6.1.7.4 Vergunningen

TenneT vroeg zich af waarom de risico's in verband met vergunningen niet hoog waren, omdat ze van mening waren dat dit een punt van zorg was voor het Deense energie-eiland. Tijdens de nieuwe scoringsworkshop was het team het erover eens dat er uitdagingen zouden zijn om goedkeuring te krijgen voor de vergunningen voor zowel de eilanden als de platforms.

6.1.7.6 Waterdiepte

TenneT vroeg waarom de hybride configuratie een gemiddeld risico heeft en het eilandconcept een hoog risico, terwijl beide een groot eiland bevatten dat elektrolyse ondersteunt. In de nieuwe scoringsworkshop nam het team het standpunt in dat de bouw van één eiland gemakkelijker is dan twee, maar ook dat aangezien de platforminfrastructuur nodig is vóór het eiland voor het hybride concept, deze langere tijdlijn de risico's van de bouw van het eiland vermindert en daarom werd de score niet gewijzigd.

6.1.9.1 Modulariteit en schaalbaarheid

Tijdens de afsluitende commentaarsessies was er veel discussie over de haalbare modulariteit en schaalbaarheid van eilanden. De consensus was dat, hoewel ze aanzienlijk minder modulair en schaalbaar zijn dan een platformgebaseerd concept, de oorspronkelijke scores niet genoeg

krediet gaven aan de mogelijkheid om de op de eilanden geïnstalleerde infrastructuur te veranderen binnen de geselecteerde eilandgrootte en ook te veel de nadruk legden op de beperking van een vaste eilandlocatie ten opzichte van de rest van de energieknooppunt. De relatieve scores voor eilanden en platforms zijn bijgewerkt zoals weergegeven in Tabel 6.35.

Vanwege het grote belang van modulariteit en schaalbaarheid als criteria werd het relatieve gewicht van de impact en het belang van connectiviteit teruggebracht van 100 naar 80 binnen de toekomstbestendigheidspportefeuille van niveau 2-criteriarangschikkingen.

6.4.1.1 Veiligheid tijdens de bouw

Gasunie merkte op dat SIMOPs aanzienlijk lager is voor het TSO/HNO-eiland dat deel uitmaakt van Concept 3 – platform gebaseerde hub maar met compressie en 6GW HVDC op een eiland - dan voor een groot eiland met elektrolyse dat deel uitmaakt van Concept 1. Tijdens de workshop over nieuwe scores was het team het hiermee eens en besloot het dat er meer gewicht moest worden toegekend aan de risico's van de bouw naast een werkende installatie die inherent zijn aan de uitrol van waterstofproductieapparatuur op het grote eiland met elektrolyse. Het HNO/TSO-eiland zou alle compressieapparatuur van 6GW aan HVDC-apparatuur omvatten, maar de aanname is dat dit allemaal in eerste instantie geïnstalleerd zou zijn. De puntentelling in tabel 6.41 is aangepast om dit weer te geven.

6.4.1.3 Veiligheid tijdens gebruik en onderhoud

De Gasunie vroeg waarom de veiligheid beter is voor gecentraliseerde compressie (Concept 2a) dan voor gedecentraliseerde compressie (Concept 2b), aangezien bij gecentraliseerde compressie een explosie in één compressor gevolgen kan hebben voor andere compressoren. Bij veiligheid tijdens bedrijf en onderhoud werd gekeken naar de gevolgen voor de operators en niet zozeer naar de gevolgen voor de apparatuur. Als alle compressoren zich op één locatie bevonden, zou dat het risico en de complexiteit van de werkzaamheden en het onderhoud verminderen in vergelijking met het bezoeken van meerdere locaties.

Gasunie merkte ook op dat er geen veiligheidsrisico is verbonden aan het combineren van elektrolyse en compressie op het HNO/TSO-eiland dat compressie en 6GW HVDC ondersteunt in Concept 3. Dit klopt, maar het team was van mening dat de risico's die verbonden zijn aan het combineren van elektrolyse en compressie op een groot eiland beheersbaar zijn. Dit is correct, maar het team was van mening dat de risico's die gepaard gaan met het combineren van elektrolyse en compressie op een groot eiland beheersbaar zijn.

TenneT merkte op dat verschillend personeel toegang zal krijgen tot de HVDC-, waterstofproductie- en waterstofcompressieplatforms, zodat ze vertrouwd kunnen raken met het platformontwerp. Tijdens de workshop over nieuwe puntentellingen erkende het team dit, maar het was nog steeds van mening dat er een groot aantal van elk type platform zou zijn, elk met een ander ontwerp, en dat bedienings- en onderhoudsploegen vaak zouden wisselen in een offshoreomgeving, wat betekent dat onbekendheid met elk platform nog steeds een punt van zorg zou zijn.

6.4.3 Economie

Gasunie merkte op dat vanwege de tolerantienauwkeurigheid tot 50% van de CAPEX- en OPEX-ramingen een groter gewicht moest worden toegekend aan de noodzaak van voorinvesteringen. Uit informatie van het Deense eiland blijkt ook dat de zeer hoge eis van voorinvestering een van de redenen was waarom het eiland niet werd geselecteerd. Gasunie gaf ook aan dat haar economische evaluatie van hubs op eilanden en hubs op platforms hetzelfde resultaat opleverde als wij, in die zin dat de CAPEX voor eilanden hoger waren dan voor platforms, hoewel ook hier de nauwkeurigheid van de schatting in acht werd genomen. Hun economische evaluatie gebruikte dezelfde basisinformatie van het NSWPH-programma, maar ontwikkelde de kostenramingen

onafhankelijk met bekende verschillen, waaronder de hoeveelheid HVDC-apparatuur die op de eilanden was geïnstalleerd. Al deze factoren suggereren dat er geen duidelijk verschil in kosten is tussen de concepten dat een drijvende factor zou zijn bij de keuze van het concept en daarom ging het team akkoord om de weging van CAPEX, OPEX en de noodzaak van voorinvestering aan te passen naar 80:80:100.

6.4.5.1 Complexiteit van de werking

Gasunie merkte op dat zij van mening is dat de exploitatie en het onderhoud aanzienlijk beter zijn voor Concept 2a - platformgebaseerde hub met gecentraliseerde compressie in vergelijking met Concept 2b - platformgebaseerde hub met gedecentraliseerde compressie. Tijdens de nieuwe scoringsworkshop was het team het eens met deze opmerking, omdat het van mening was dat de gecombineerde locatie van gekoppelde centrale platforms voor compressie exploitatie en onderhoud eenvoudiger maakt dan op meerdere locaties in concept 2b en de score is aangepast in tabel 6.64.

6.4.5.2 Complexiteit van onderhoud

Gasunie merkte op dat zij van mening is dat de exploitatie en het onderhoud aanzienlijk beter zijn voor Concept 2a - platformgebaseerde hub met gecentraliseerde compressie in vergelijking met Concept 2b - platformgebaseerde hub met gedecentraliseerde compressie. Tijdens de nieuwe scoringsworkshop was het team het eens met deze opmerking, omdat het van mening was dat de gecombineerde locatie van gekoppelde centrale platforms voor compressie exploitatie en onderhoud eenvoudiger maakt dan op meerdere locaties in concept 2b en de score is aangepast in tabel 6.65.

6.4.5.3 Beschikbaarheid en betrouwbaarheid

Gasunie verklaarde dat de betrouwbaarheid/beschikbaarheid van Concept 2a hoger zou zijn dan die van Concept 2b, omdat de gecentraliseerde compressieplatforms in Concept 2a gemakkelijker te bedienen en te onderhouden zijn. Het team heeft dit overwogen en was het ermee eens dat dit de betrouwbaarheid/beschikbaarheid zou verbeteren, maar dat dit moest worden afgewogen tegen andere factoren, waaronder:

- Gedecentraliseerde platforms zouden elk hun apparatuur moeten sparen, waardoor de totale besparing zou kunnen toenemen.
- De impact van een storing zou mogelijk kleiner zijn op kleinere gedecentraliseerde platforms dan op één centrale locatie.
- Kleinere platforms met minder compressoren zijn mogelijk minder gevoelig voor trillingen, wat de betrouwbaarheid ten goede komt.

Per saldo was het team van mening dat de huidige scores voor beschikbaarheid/betrouwbaarheid, die Concept 2b licht bevoordelen ten opzichte van Concept 2a, correct waren.

6.4.6 Toekomstbestendigheid

De Gasunie vroeg waarom de toekomstvastheidsscore gelijk was tussen Concept 2a - platformhub met gecentraliseerde compressie en Concept 2b - platformhub met gedecentraliseerde compressie, terwijl Concept 2b dezelfde modulaire benadering lijkt toe te passen als Concept 2a, maar met kleinere compressorplatforms. De algehele toekomstbestendigheidsscore is iets hoger voor Concept 2b, maar de voordelen ten opzichte van Concept 2a worden als beperkt beschouwd omdat het allebei platformgebaseerde hubs zijn met meerdere HVDC-, waterstofproductie- en compressieplatforms.

6.4.6.1 Modulariteit en schaalbaarheid

Tijdens de afsluitende commentaarsessies was er veel discussie over de haalbare modulariteit en schaalbaarheid van eilanden. De consensus was dat, hoewel ze aanzienlijk minder modulair en schaalbaar zijn dan een platformgebaseerd concept, de oorspronkelijke scores niet genoeg krediet gaven aan de mogelijkheid om de op de eilanden geïnstalleerde infrastructuur te veranderen binnen de geselecteerde eilandgrootte en ook te veel de beperking van een vaste eilandlocatie ten opzichte van de rest van de energieknooppunt benadrukten. De relatieve scores voor eilanden en platforms zijn bijgewerkt zoals weergegeven in Tabel 6.68.

Vanwege het grote belang van modulariteit en schaalbaarheid als criteria werd de weging van connectiviteit teruggebracht van 100 naar 80 binnen future proofing.

D. Aangepaste Schema's van het NSWPH Programma

