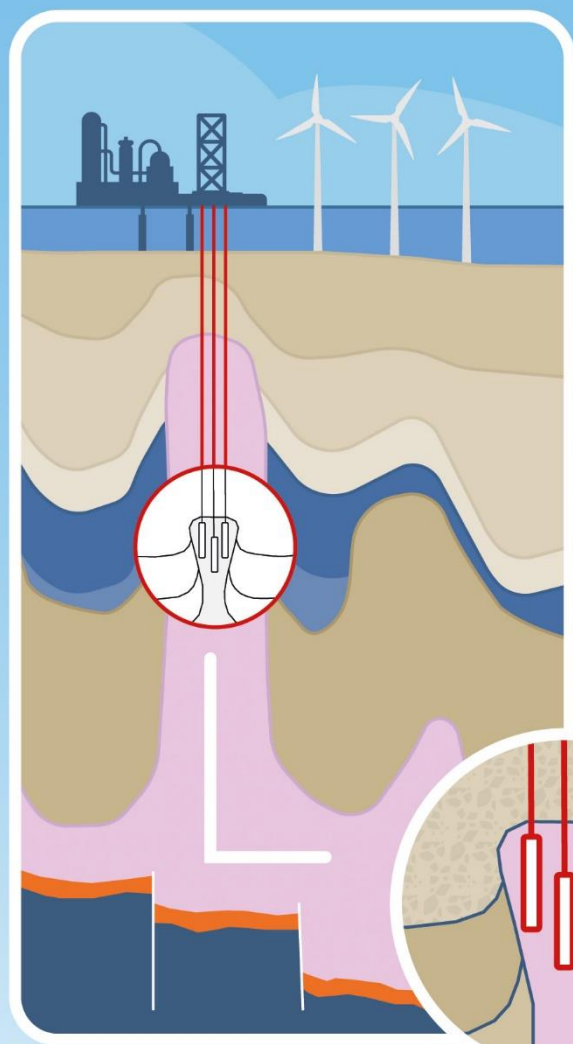
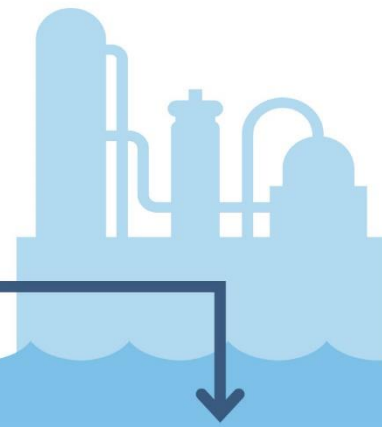
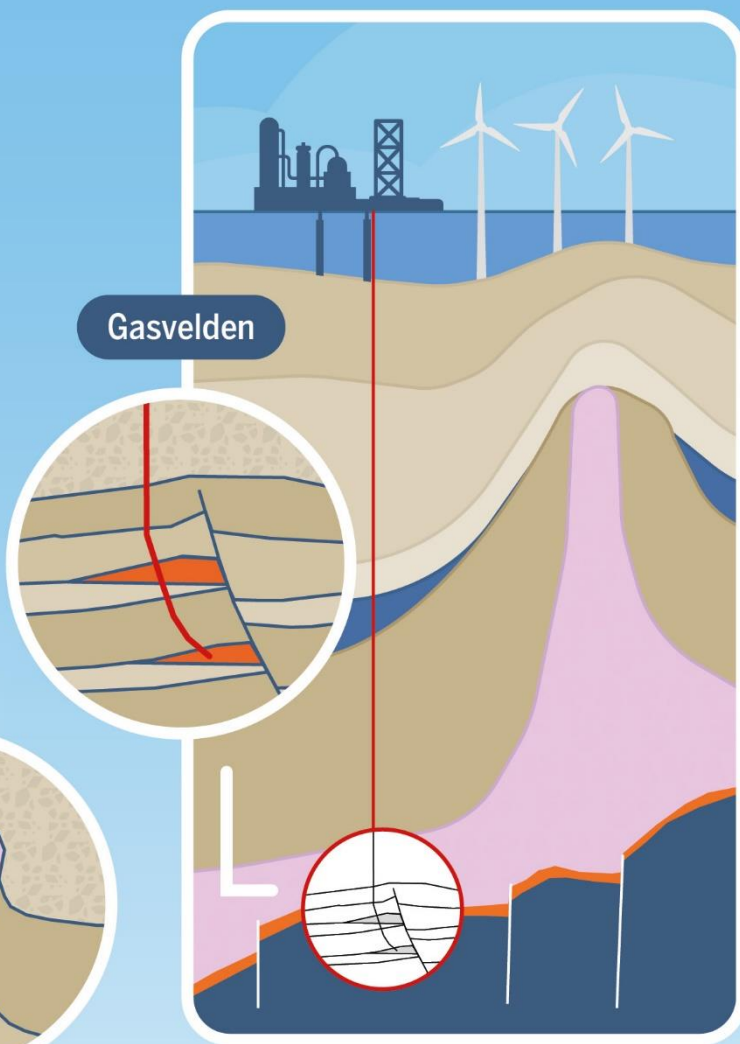


HAALBAARHEIDSTUDIE OFFSHORE ONDERGRONDSE WATERSTOFOPSLAG



Zoutcavernes



Gasvelden



TNO & EBN rapport

TNO
Princetonlaan 6
3584 CB Utrecht
Postbus 80015
3508 TA Utrecht

www.tno.nl

T +31 88 866 42 56

Haalbaarheidsstudie offshore ondergrondse waterstofopslag

EBN
Daalsesingel 1
3511 SV Utrecht

www.ebn.nl

T +31 30 233 9000

Datum	1 juli 2022
Auteur(s)	Serge van Gessel (TNO) Bastiaan Jaarsma (EBN) Remco Groenenberg (TNO) Dennie Kleijweg (EBN) Joaquim Juez-Larré (TNO) Silke van Klaveren (EBN) Walter Eikelenboom (EBN) Gijs Remmelts (TNO) Renske van Slooten (EBN) Esmée Boter (EBN) Thijs Huijskes (EBN) Maartje Koning (TNO)
Reviewer(s)	Barthold Schroot (EBN) Bouko Vogelaar (TNO)
Exemplaarnummer	TNO2022_R11212
Oplage	
Aantal pagina's	74 (incl. bijlagen)
Aantal bijlagen	4
Opdrachtgever	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectnaam	Waterstof offshore
Projectnummer	060.51941/01.09.04

Alle rechten voorbehouden.

Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

Samenvatting

Dit rapport presenteert de resultaten van een generieke verkenning- en haalbaarheidsstudie op hoofdlijnen naar de mogelijkheden om ondergronds waterstof op te slaan binnen het Nederlandse deel van het Noordzee continentaal plat ('de offshore'). Met de studie wordt een handelingsperspectief geboden voor beleidsmakers bij de afwegingen rond de ontwikkeling van waterstofopslag op land en/of op zee. Hieronder volgt een samenvatting van de bevindingen en conclusies, en van de aanbevelingen en handelingsperspectief.

Bevindingen

Ondergrondse waterstofopslag op zee lijkt een technisch gezien haalbare optie. Er zijn voor waterstofopslag op zee op voorhand geen algemene showstoppers anders dan eventuele showstoppers die ook een rol spelen bij aanleg op land. Dit betreft met name de technische en economische validatie van ondergrondse waterstof opslag in het algemeen en de geschiktheid van gasvelden in het bijzonder. Bij de ontwikkeling van locaties op zee zijn er wel aanvullende technische, economische, ruimtelijke en juridische uitdagingen en zullen de impacts voor de omgeving anders van aard zijn.

Technische en geologische haalbaarheid

Zoutcavernes vormen een technisch bewezen optie, er zijn benoorden de Waddeneilanden 12 zoutstructuren geïdentificeerd die in theorie ruimte bieden voor de aanleg van genoeg cavernes, dit moet bevestigd worden door exploratieboringen. Sommige zoutstructuren liggen in Natura2000 gebied of in (toekomstige zoekgebieden voor) windparken, wat leidt tot aanvullende randvoorwaarden. Pekellozing op zee is mogelijk een goedkopere optie, maar vereist aanvullende regelgeving. In de Nederlandse Noordzee zijn er 80 gasvelden die in de basis in aanmerking zouden komen en beschikbaar zouden zijn voor kort-cyclische opslag dan wel seizoensopslag en/of strategische opslag van waterstof. De technische haalbaarheid van waterstofopslag in gasvelden moet nog definitief worden vastgesteld door pilot en demonstratieprojecten.

Ontwikkeloptyes voor waterstofopslag op de Noordzee

Een voor de hand liggende ontwikkeloptie voor waterstofopslag op zee (voor gasvelden en zoutcavernes) is die, waarbij de bovengrondse opslagfaciliteiten voor compressie en gasbehandeling op land worden aangelegd, terwijl injectie en terugwinning vanaf een platform op zee plaatsvinden. Beide locaties zijn dan via een hogedruk gastransportleiding met elkaar verbonden. Deze optie is al toegepast bij enkele ondergrondse aardgasopslagen op zee in het buitenland. Hergebruik van bestaande olie-/gasplatforms en -putten voor de injectie en terugwinning kan bij deze optie resulteren in besparingen op investeringskosten. Bestaande offshore gastransportleidingen kunnen eventueel geschikt worden gemaakt voor waterstoftransport maar dit vereist onderzoek van deze leidingen.

Een volledige ontwikkeling op zee lijkt niet haalbaar met bestaande platforms. (Kunstmatige) energie-eilanden kunnen daarvoor een alternatieve ontwikkeloptie zijn, waarbij de waterstofproductie (elektrolyse met stroom van nabije windparken) dan ook op het eiland plaats vindt. Hiervoor moet dan vooraf rekening worden gehouden met de benodigde ruimte, veiligheidsaspecten en de benodigde aansluitingen op transportsystemen. Voor de ontwikkeling van deze opties moet rekening worden gehouden met significante aanlooptijden, in de orde van 5-10 jaar per locatie. Op zee speelt mee dat er extra tijd nodig zal zijn voor het aanleggen van de waterstoftransportleidingen en (in het geval van zoutcavernes) exploratieboringen en aanleg van infrastructuur voor pekelfvoer. Voor een tijdige aanleg van waterstofopslag in gasvelden (tussen 2030 en 2040), zal er voor die tijd een pilot moeten worden gerealiseerd. Pilots met kleinschalige injectie en productietests voor (pure) waterstof in lege gasvelden zijn waarschijnlijk wel in te passen op een bestaand platform. In dit geval zijn geen grootschalige compressie- en zuiveringsfaciliteiten nodig.

Inzicht in investeringskosten

De aanlegkosten van alle benodigde faciliteiten en infrastructuur voor ondergrondse waterstofopslag zijn op zee tussen de anderhalf en tweeëneenhalf keer hoger dan op land, afhankelijk van het ontwikkelconcept. Voor



seizoensopslag en strategische opslag vormen de kosten van het kussengas het grootste aandeel (tot wel 75%) van de kosten, hierin is geen verschil tussen opslag op land of op zee.

Wet- en regelgeving

Ondergrondse opslag van waterstof in gasvelden op land en op zee valt in beide gevallen onder de Mijnbouwwet en is in juridische zin vergelijkbaar. Voor het aanleggen van opslagfaciliteiten en het uitvoeren van opslagactiviteiten op zee zijn verder geen algemene show-stoppers gevonden binnen de bestaande wet- en regelgeving. Per locatie kan sprake zijn van specifieke randvoorwaarden of beperkingen bij vergunningverlening en aanleg (bijvoorbeeld in gebieden met specifieke functies zoals scheepvaart, Natura2000, etc.). De nieuwe Omgevingswet zal implicaties hebben voor onshore waterstofopslag met (nog) meer restricties en uitgebreidere procedures dan offshore tot gevolg. Voor pekellozing bij de aanleg van cavernes op zee zouden regels geformuleerd moeten worden, en is het logisch dat in de Milieueffectrapportage (MER) ook wordt onderzocht of de pekel niet alsnog nuttig gebruikt kan worden.

Ruimtelijke inpassing, interferentie met andere activiteiten op de Noordzee

Andere bestaande en toekomstige activiteiten staan de aanleg van ondergrondse waterstofopslag op zee in principe niet in de weg. Een aanzienlijk deel van de onderzochte locaties ligt in open gebied. Voor andere locaties gelden nu al beperkingen, randvoorwaarden of uitsluitingen. Harde uitsluitingen spelen mogelijk in of nabij militaire oefengebieden, scheepvaartroutes of windparken. Voorkomens in Natura2000 gebieden en visserijgebieden moeten voldoen aan specifieke randvoorwaarden en voorschriften. Voor ondergrondse waterstofopslag op zee zijn er ook mogelijke synergiën met andere activiteiten geïdentificeerd. Mogelijke synergiën zijn hergebruik van al aanwezige gasinfrastructuur op zee, de combinatie van opslag en productie van waterstof uit windenergie op / rond kunstmatige eilanden op zee en de grotendeels gunstige ligging van mogelijke opslaglocaties t.o.v. (geplande) windparken. Andere synergiepotentieel is er mogelijk tussen waterstofopslag en CO₂-opslag (bij voorbeeld door het gebruik van CO₂ als kussengas) en tussen waterstofopslag en gaswinning (door afstemming in planning). Wat betreft de beschikbaarheid van gasvelden 'concurreren' waterstofopslag en CO₂-opslag slechts in beperkte mate onderling; bij de keuze zullen verschillende criteria meewegen waaronder de volumegrootte, specifieke reservoir eigenschappen en de verbinding met bestaande infrastructuur.

Ontwikkeling in de tijd

Tot 2030 wordt de behoefte aan waterstofopslag gedekt door de plannen voor 4 cavernes rond Zuidwending. Tussen 2030 en 2040 kan de behoefte aan waterstofopslag alleen worden gedekt met opslag in gasvelden op zee als voor die tijd een (succesvolle) pilot is gerealiseerd. Daarbij speelt, dat veel van de nu producerende gasvelden in de komende 5-10 jaar beschikbaar komen voor hergebruik voor CO₂- of waterstofopslag. Tussen 2030 en 2040 kan de behoefte aan waterstofopslag alleen worden gedekt met opslag in zoutcavernes op zee als voor die tijd het benodigde opsporingsonderzoek is uitgevoerd en kan worden begonnen met het logen van cavernes. Dat is een complex traject met een aanlooptijd in de orde van 10-15 jaar (van initiatief tot ingebruikname) waarbinnen vergunningen moeten worden verleend, winningsplannen en opslagplannen moeten worden goedgekeurd en ook de benodigde infrastructuur voor het logen van cavernes moet worden aangelegd.

Alternatief gebruik opslaglocaties in het buitenland

Van de landen rond Nederland heeft Duitsland het grootste theoretische potentieel voor aanleg van ondergrondse waterstofopslag in zoutcavernes. Er zijn daar al enkele pilots en demonstratieprojecten van waterstofopslag in cavernes in voorbereiding waarvan er drie relatief dicht bij de Nederlandse grens liggen. Deze locaties zijn reeds verbonden met het Nederlandse gastransportnetwerk en kunnen mogelijk een gedeelde opslag realiseren. Het is nog niet bekend hoeveel opslagcapaciteit Duitsland zal aanleggen en hoeveel daarvan exclusief beschikbaar kan worden gemaakt voor de Nederlands waterstofmarkt. In andere omliggende landen waaronder Frankrijk, het Verenigd Koninkrijk en Denemarken zijn eveneens pilot- en demonstratieprojecten voor waterstofopslag voorgenomen of in uitvoering. Het theoretische potentieel in deze landen is kleiner dan dat in Duitsland. Verder kan de grotere afstand mogelijk een beperking vormen voor een exclusieve bediening van het Nederlandse waterstofnetwerk.



Aanbevelingen

Handelingsperspectief op de Noordzee

- Om vanuit beleid te kunnen beschikken over de mogelijkheid van wateropslag op zee voor de periode tussen 2030 en 2040 is het van belang om tijdig te beginnen met de voorbereidingen.
- Betrek de mogelijkheid voor ontwikkeling van ondergrondse waterstofopslag op zee bij de planning en uitrol van de energie-hoofdinfrastructuur, waarmee eveneens kansen op synergie worden benut.
- Bij keuze voor grootschalige aanleg van opslagcavernes op zee is het zinvol om beleidsalternatieven met en zonder steenzoutwinning te vergelijken.

Geschiktheid van gasvelden en kennis omtrent inzet offshore infrastructuur

- Investeer in een pilotproject voor waterstofopslag in een gasveld op zee.

Aanleg van de opslagfaciliteit op een kunstmatig eiland

- Houd bij de planning en ontwikkeling van een energie-eiland op zee rekening met de mogelijkheid om dit te combineren met ondergrondse waterstofopslag op zee.

Gebruik van buitenlandse opslaglocaties

- Onderzoek in internationaal verband de mogelijkheden om opslagcapaciteit over de grens in Duitsland aan te leggen, in samenwerking met Duitsland.



Summary

This report presents the results of a generic reconnaissance and feasibility study on high level outlines of the possibilities of storing hydrogen underground within the Dutch part of the North Sea continental shelf ('the offshore'). The study offers policymakers suggestions and considerations regarding the development of hydrogen storage on land and/or at sea. Below is a summary of the findings, conclusions and recommendations.

Findings

Underground hydrogen storage at sea seems a technically viable option. There are no general showstoppers for hydrogen storage at sea other than any showstoppers that also play a role in construction on land. This is the case for the technical and economic validation of underground hydrogen storage in general and the suitability of gas fields in particular. For the development of storage locations at sea, there will be additional technical, economic, spatial and legal challenges and the impacts on the environment will be different in nature.

Technical and geological feasibility

Salt caverns are a technically proven option, 12 salt structures have been identified north of the Wadden Islands that in theory offer space for the construction of sufficient caverns, however their suitability still must be confirmed by exploration drilling. Some salt structures are located in Natura2000 areas or in (future search areas for) wind farms, which leads to additional preconditions. Discharge of may be a cheaper option, but requires additional regulations. In the Dutch North Sea, 80 gas fields are identified that theoretically qualify and would be available for short-cycle storage or seasonal storage and/or strategic storage of hydrogen. The technical feasibility of hydrogen storage in gas fields has yet to be proven by pilot and demonstration projects.

Development options for hydrogen storage in the North Sea

A logical development option for hydrogen storage at sea (for gas fields and salt caverns) is with above-ground storage facilities for compression and gas treatment constructed on land, while injection and recovery take place from a platform at sea. Both locations are then connected to each other via a high-pressure gas transport pipeline. This option has already been put in practice at some underground natural gas storage facilities at sea abroad. Re-use of existing oil/gas platforms and wells for injection and recovery can result in savings on investment costs under this option. Existing offshore gas transport pipelines can possibly be re-purposed for hydrogen transport, but this requires research regarding the suitability of these pipelines.

A full development at sea does not seem feasible with existing platforms. (Artificial) energy islands can be an alternative development option, whereby hydrogen production (electrolysis with electricity from nearby wind farms) also takes place on the island. For the development of these options, the required space, safety aspects and the necessary connections to transport systems must be taken into account well in advance as the expected lead times are significant (in the order of 5-10 years per location). At sea, extra time is required for the construction of the hydrogen transport pipelines and (in the case of salt caverns) exploration drilling and construction of infrastructure for brine discharge. For a timely construction of hydrogen storage in gas fields (between 2030 and 2040), a pilot is required before that time. Pilots with small-scale injection and production tests for (pure) hydrogen in empty gas fields can probably be fitted into an existing platform. In this case, large-scale compression and purification facilities are not necessary.

Insight into investment costs

The construction costs of all the necessary facilities and infrastructure for underground hydrogen storage are between one and a half and two and a half times higher at sea than on land, depending on the development concept. For seasonal storage and strategic storage, the cost of cushion gas accounts for the largest share (up to 75%) of the costs, in which there is no difference between storage on land or at sea.



Laws and regulations

Underground storage of hydrogen in gas fields on land and at sea is in both cases covered by the Mining Act and is comparable in legal terms. For the construction of storage facilities and the execution of storage activities at sea, no general show-stoppers have been found within the existing laws and regulations. For each location, there may be specific preconditions or restrictions for granting permits and construction (for example, in areas with specific functions such as shipping, Natura2000, etc.). The new Environment and Planning Act will have implications for onshore hydrogen storage, resulting in (even) more restrictions and more extensive procedures than offshore. Rules should be formulated for discharge of brine during the construction of caverns at sea, and it is logical that the Environmental Impact Assessment (MER) also investigates whether the brine can be utilised profitably instead of discharging it.

Spatial integration, interference with other activities in the North Sea

In principle, other existing and future activities do not limit the construction of underground hydrogen storage at sea. A significant part of the investigated locations is situated in open / free areas. Other locations are already subject to restrictions, preconditions or exclusions. Exclusions may play a role in or near military training areas, shipping routes or wind farms. Occurrences in Natura2000 sites and fishing areas must comply with specific framework conditions and rules. For underground hydrogen storage at sea, potential synergies with other activities have also been identified. Possible synergies are the re-use of existing gas infrastructure at sea, the combination of storage and production of hydrogen from wind energy on / around energy islands at sea and the largely favourable location of possible storage locations compared to (planned) wind farms. Other synergy potential is possible between hydrogen storage and CO₂ storage (e.g. through the use of CO₂ as cushion gas) and between hydrogen storage and gas production (through coordination in planning). With regard to the availability of gas fields, hydrogen storage and CO₂ storage only 'compete' to a limited extent; various decision criteria will be taken into account, including the volume size, specific reservoir properties and the connection to existing infrastructure.

Development over time

Until 2030, the requirement for hydrogen storage is covered by the plans for 4 caverns around Zuidwending. The need for hydrogen storage between 2030 and 2040, can only be covered by storage in gas fields at sea if a (successful) pilot has been realized before that time. In addition, many of the currently producing gas fields will become available for re-use for CO₂ or hydrogen storage in the next 5-10 years. The need for hydrogen storage between 2030 and 2040, can only be covered by storage in salt caverns at sea if the necessary exploration and investigation work has been carried out before that time and the leaching of caverns can be started. This is a complex process with a lead time of 10-15 years (from initiative to commissioning) within which permits must be granted, salt mining plans and storage plans must be approved and the necessary infrastructure for the leaching of caverns must be constructed.

Alternative use of storage locations abroad

Of the countries nearby the Netherlands, Germany has the greatest theoretical potential for the construction of underground hydrogen storage in salt caverns. There are already a number of pilots and demonstration projects of hydrogen storage in caverns in preparation, three of which are relatively close to the Dutch border. These locations are already connected to the Dutch gas transport network and there may be opportunities to develop shared storage. It is not yet known how much storage capacity Germany will build and how much of it can be made exclusively available for the Dutch hydrogen market. In other neighbouring countries, including France, the United Kingdom and Denmark, pilot and demonstration projects for hydrogen storage are also planned or in progress. The theoretical potential in these countries is smaller than that in Germany. Furthermore, the greater distance may be a limitation for an exclusive operation of the Dutch hydrogen network.



Recommendations

Action perspective on the North Sea

- In order to have the possibility of underground hydrogen storage at sea for the period between 2030 and 2040, it is crucial to start preparations well in advance.
- Include the possibility of developing underground hydrogen storage at sea in the planning and deployment of the national energy infrastructure, allowing for opportunities for synergy.
- When opting for large-scale construction of storage caverns at sea, it is suggested to compare policy alternatives with and without rock salt extraction.

Suitability of gas fields and knowledge about the use of offshore infrastructure

- Invest in a pilot project for hydrogen storage in a gas field at sea.

Construction of the storage facility on an energy island

- When planning and developing an energy island at sea, take into account the possibility of combining this with underground hydrogen storage at sea.

Use of foreign storage locations

- Research in an international context the possibilities of building storage capacity across the border in Germany, in collaboration with Germany.

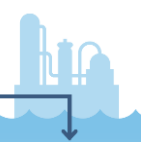


Inhoudsopgave

Samenvatting.....	3
Bevindingen	3
Aanbevelingen	5
Summary.....	6
Inhoudsopgave	9
1 Inleiding	11
1.1 Achtergrond en vraagstelling	11
1.2 Doelstelling, scope en afbakening.....	12
1.3 Aanpak	12
1.4 Rapportstructuur.....	13
1.5 Afkortingen en Definities	13
2 Opslag als onderdeel van het (internationale) waterstofsysteem	15
2.1 Introductie.....	15
2.2 Factoren van het (inter)nationale waterstofsysteem die impact hebben op de ontwikkeling van ondergrondse waterstofopslag op zee	16
2.3 Ontwikkelingen in het buitenland.....	18
3 Definitie en randvoorwaarden van het offshore waterstofopslagsysteem.....	20
3.1 Algemene beschrijving van een waterstofopslagsysteem en bijbehorende componenten	20
3.2 Randvoorwaarden voor waterstofopslag op zee, integratie met het energiesysteem en ruimtelijke inpassing op de Noordzee	22
4 Evaluatie van elementen binnen het offshore waterstofopslagsysteem	25
4.1 Geologische potentie voor opslag offshore	25
4.1.1 Gasvelden	25
4.1.2 Zoutcavernes	30
4.2 Infrastructuur	34
4.2.1 Faciliteiten voor compressie en gasbewerking.....	34
4.2.2 Platforms voor injectie en productie	35
4.2.3 Putten	36
4.2.4 Transportleidingen.....	37
4.3 Andere Noordzee gebruiksfuncties.....	38
4.3.1 Inleiding	38
4.3.2 Structuurvisie.....	38
4.3.3 Energie	41
4.3.4 Randvoorwaarden voor activiteiten	42
4.3.5 Wet- en Regelgeving.....	43



5	Doorrekening kosten opslagconcepten	45
5.1	Inleiding.....	45
5.2	Beschrijving varianten.....	45
5.3	Doorrekening kosten opslagvarianten	46
5.3.1	Aanpak	46
5.3.2	Uitleg kostenberekeningen.....	48
5.3.3	Resultaten.....	49
6	Stakeholder interviews	55
6.1	Introductie en Aanpak.....	55
6.2	Samenvatting kernpunten uit interviews.....	55
7	Conclusies, Handelingsperspectief en Aanbevelingen	58
7.1	Bevindingen en conclusies	58
7.2	Aanbevelingen.....	60
8	Ondertekening	62
9	Appendices	63
	Appendix A - Theoretische Opslagcapaciteit (werkvolume) en Debieten voor waterstofopslag in gasvelden	63
	Appendix B – Kaart: overzicht van mogelijke opslaglocaties in vergelijking met (huidige en toekomstige) gebruiksfuncties van de Noordzee	67
	Appendix C – Doorrekening opslagconcepten - Aannames voor de kostenberekeningen en resultaten voor Low Case en High Case	68
	Appendix D – Voorbeelden van opslagprojecten	71
	Appendix E – Lijsten van figuren en tabellen.....	73



1 Inleiding

1.1 Achtergrond en vraagstelling

Twee recente studies van TNO en EBN^{1,2} geven inzicht in de toekomstige behoefte aan grootschalige ondergrondse opslag van o.a. waterstof en in de mogelijkheden om die opslag in Nederland te realiseren. Er zijn drie verschillende vormen van waterstof opslagbehoefte geïdentificeerd en gedefinieerd: kortcyclische opslag, seizoensopslag, en strategische opslag. Een belangrijke conclusie uit de studies is dat ondergrondse waterstofopslag een groot beslag gaat leggen op de beschikbare ruimte in onder- en bovengrond. Voor wat betreft de te gebruiken ondergrondse ruimte zien we twee mogelijkheden. Ten eerste is opslag mogelijk in zoutcavernes. Dat zijn door zoutwinning gecreëerde holtes in steenzoutpakketten. De verwachting is dat de ontwikkeling van deze vorm van waterstofopslag zal starten voor 2030 in (nieuw aan te leggen) zoutcavernes. Ten tweede is opslag denkbaar in reservoirs (meestal bestaand uit poreuze zandsteen) van (deels of vrijwel) leeg geproduceerde gasvelden. De extra ondergrondse ruimte die deze gasvelden kunnen bieden is naar verwachting pas nodig na 2030 indien de vraag naar opslag een grote omvang krijgt en/of de aanleg van een groot aantal zoutcavernes op praktische en maatschappelijk belemmeringen zou gaan stuiten.

In de technische evaluaties van TNO en EBN zijn zowel steenzoutformaties als gasvelden op land en op zee (inclusief bestaande aardgasopslagen) geëvalueerd. Ontwikkeling op land ligt technisch en economisch gezien het meest voor de hand, maar hier is ook een grotere kans op impact voor omwonenden. Het bekende potentieel is vooral geconcentreerd in Noord- en Noordoost-Nederland; een gebied dat van oudsher bekend is met zoutwinning, gaswinning en gasopslag, maar ook met de negatieve gevolgen die mijnbouwactiviteiten kunnen hebben. Daarnaast zijn mogelijk geschikte gasvelden geëvalueerd in Zuid- en Noord-Holland waar meer overlap is met stedelijke gebieden of met natuur- en grondwaterbeschermingsgebieden.

Op zee zijn er naar verwachting minder maatschappelijke belemmeringen voor het aanleggen van waterstofopslaglocaties, maar er zijn wel grotere technische en economische uitdagingen. Voor de geïdentificeerde gasvelden en zoutformaties op zee geldt bovendien dat het gebruik als opslagfaciliteit zou kunnen interfereren met andere (bestaande en toekomstige) activiteiten en functies zoals bijv. wind op zee, zeevaartroutes, visserij, natuurgebieden, gas- en oliewinning en ondergrondse CO₂-opslag. In zekere zin is het inmiddels op zee niet minder druk dan op land.

Er is behoefte aan nader inzicht in de concrete (technische en economische) haalbaarheid van grootschalige ondergrondse waterstofopslag op zee. Deze informatie is nodig om deze optie adequaat af te wegen tegen de aanleg op land of andere (mogelijke) alternatieven zoals het gebruik maken van opslaglocaties over de grens met Duitsland. Naast de techno-economische haalbaarheid gaat deze afweging ook over factoren zoals milieueffecten, wet- regelgeving, maatschappelijke acceptatie en belangen van andere stakeholders op de Noordzee (waarbij verschillende activiteiten kunnen interfereren of synergie kunnen hebben).

Hierbij zijn de volgende vragen geformuleerd voor deze studie:

- Welke technische concepten zijn in beeld voor de aanleg van waterstofopslag in zoutcavernes, gasvelden en aquifers op zee? Wat zijn de belangrijkste technische uitdagingen, randvoorwaarden en belemmeringen?

¹ TNO/EBN, 2018: Ondergrondse opslag in Nederland: Technische verkenning (TNO, EBN 2018:

<https://www.nlog.nl/nieuws/publicatie-rapport-tbvtechnische-verkenning-voor-visie-ondergrondse-opslag>)

² TNO/EBN, 2021: Ondergrondse Energieopslag in Nederland 2030-2050; Technische evaluatie van vraag en aanbod

<https://kennisbank.ebn.nl/wp-content/uploads/2021/10/Ondergrondse-energieopslag-in-Nederland-2030-%E2%80%93-2050-%E2%80%93-Technische-evaluatie-van-vraag-en-aanbod.pdf>



- Specifiek voor zoutcavernes: wat is het technische en economische potentieel voor aanleg van cavernes in de gekarteerde zoutformaties op zee? Wat zou het betekenen voor de Nederlandse wet- en regelgeving wanneer we zoutcavernes offshore willen gaan aanleggen (bijv. ten aanzien van noodzaak om pekel in zee te lozen)?
- Welke bestaande gasinfrastructuur zou kunnen worden hergebruikt voor transport en opslag van waterstof (inclusief evt. verbindingen tussen de Noordzeelanden) en hoe beïnvloedt dit de haalbaarheid van offshore waterstofopslag?
- Op welke termijn zou waterstofopslag op zee in beeld kunnen komen en hoe verhoudt dit zich tot de timing van het aanleggen van zoutcavernes dan wel het vrijkomen van gasvelden?
- In welke mate wordt het afwegingskader voor opslag op land vs. zee bepaald door factoren zoals technische haalbaarheid, economische haalbaarheid, milieueffecten, wet- regelgeving, en maatschappelijke draagvlak?
- Hoe verhoudt waterstofopslag op zee zich tot andere activiteiten die op het continentaal plat (zullen gaan) plaatsvinden (o.a. CO₂ opslag, windparken, locatie van zeevaartroutes)? Waar zal mogelijk sprake zijn van synergie en interferentie?

1.2 Doelstelling, scope en afbakening

Deze studie presenteert een generieke technische verkenning en haalbaarheidsstudie op hoofdlijnen naar de mogelijkheden om ondergrondse opslag van waterstof binnen de Nederlandse offshore³ aan te leggen. De studie biedt een handelingsperspectief aan beleidsmakers bij de afwegingen rond de ontwikkeling van waterstofopslag op land en/of op zee. Voor de analyses zijn de (publieke) portfolio's van gasvelden en zoutstructuren gebruikt, er zijn geen project-specifieke onderzoeken uitgevoerd. Waar nodig zijn aanbevelingen voor toekomstig onderzoek en verzameling van ontbrekende gegevens en kennis gedaan die verder zouden kunnen bijdragen aan het inzicht krijgen in de haalbaarheid van opslag op zee. In deze studie is uitgegaan van drie verschillende behoeften/ functies van waterstofopslag (vergelijkbaar met de behoeften aan aardgasopslag): kortcyclische opslag, seizoensopslag en strategische opslag (deze worden in hoofdstuk 3 nader uitgelegd).

1.3 Aanpak

De studie is in een aantal stappen opgedeeld, van generieke naar meer specifieke evaluaties. In de eerste stap zijn de meest kritische elementen voor de ondergrondse opslag van waterstof op zee bepaald en is er vervolgens gekeken welke mogelijkheden, barrières en kennisvragen er zijn voor die elementen en welke verschillen er dan zijn tussen opslag op land en zee. Hierbij is gekeken naar:

1. Beschikbaarheid van geschikte gasvelden op zee.
2. Mogelijkheden voor de aanleg/ontwikkeling van zoutcavernes op zee.
3. (Her)gebruik van bestaande infrastructuur op zee.
4. Noordzee gebruiksfuncties.
5. Regelgeving & maatschappij en
6. Kosten & baten.

Op basis van de realiseerbaar geachte elementen, is een aantal concepten voor ondergrondse waterstofopslag op zee opgesteld. Deze zijn vervolgens technisch en juridisch uitgewerkt. Deze concepten zijn doorgerekend voor verschillende opslagbehoeften/-functies, te weten kortcyclische opslag, seizoensopslag en strategische opslag. Deze zijn vervolgens vergeleken met ondergrondse opslag van waterstof op land. Parallel aan de evaluatie is ook een aantal interviews afgenomen met relevante belanghebbenden met verschillende (mogelijke) rollen in de

³ met 'offshore' wordt hier bedoeld het Nederlands deel van het Continentaal Plat, buiten de 12-mijlszone



toekomstige waterstofopslag (operator van opslag, toezichthouder en infrastructuurbeheerder) om aannames en inzichten te verifiëren.

1.4 Rapportstructuur

Hoofdstuk 2 beschrijft waterstofopslag als onderdeel van het (internationale) waterstofsysteem en behandelt een aantal randfactoren die een grote rol zullen spelen bij de ontwikkeling van ondergrondse waterstofopslag.

Hoofdstuk 3 geeft een algemene beschrijving van systeemconcepten en bijbehorende componenten voor de ondergrondse opslag van waterstof op land en op zee.

Hoofdstuk 4 geeft een samenvatting van de evaluatie van de meest kritische componenten van het offshore opslagsysteem.

Hoofdstuk 5 geeft de resultaten van de doorrekening van de kosten voor de geselecteerde offshore opslagconcepten.

Hoofdstuk 6 geeft de uitkomsten en inzichten uit de stakeholderinterviews van het project.

Hoofdstuk 7 beschrijft de conclusies, het handelingsperspectief en de aanbevelingen die uit deze studie volgen.

Appendix A bevat de details van een aantal technische analyses uit de studie, Appendix B bevat een kaart met daarop aangegeven de (toekomstige) gebruiksfuncties van de Nederlandse Noordzee en de mogelijke kandidaten (gasvelden en zoutvoorkomens) voor de ontwikkeling van waterstofopslag.

Appendix C bevat de details van de doorrekening van de verschillende opslagconcepten.

Appendix D bevat een lijst van alle figuren en tabellen, inclusief onderschrift.

1.5 Afkortingen en Definities

In dit rapport zal (technische) terminologie gebruikt worden. Dit is onvermijdelijk gezien de vaak technische aard van de studie. Hieronder wordt een overzicht gegeven van een aantal van de gebruikte termen en afkortingen. Sommige termen of principes worden in de tekst zelf toegelicht.

Aquifer: een watervoerende laag in de ondergrond (bijvoorbeeld bestaande uit doorlatend zandsteen).

CAPEX: Capital Expenditures of kapitaaluitgaven/ investeringsuitgaven. Het betreft de kosten voor ontwikkeling of levering van niet-verbruikbare onderdelen van een product of systeem (investering).

OPEX: Operating Expenditures, betreft de terugkerende kosten voor een product of systeem, bijvoorbeeld voor het gebruik, beheer en onderhoud voor het in stand houden van het systeem

CCS: – Carbon Capture & Storage of Carbon Capture & Sequestration (= vastleggen) is het proces van het afvangen van koolstofdioxide (CO₂) (in plaats van dat het in de atmosfeer komt), het transporteren en opslaan (vastleggen) gedurende eeuwen of millennia.

Debiet: de hoeveelheid voorbijstromend water/vloeistof of gas per tijdseenheid. In de context van dit rapport wordt bedoeld: de snelheid waarmee de waterstof geïnjecteerd kan worden.

Geometrisch cavernevolumen: Dit is het volume van een "lege" (aangelegde) zoutcaverne, die standaard gevuld is met (zout-)verzadigde pek. Het werkgasvolume is in de regel veel groter door de hoge druk en samendrukbaarheid van gassen.



GIIP-volume: Deze term (Gas Initially In Place) hangt specifiek samen met gasvelden en betreft het totale aardgasvolume dat voor aanvang van gasproductie in het veld aanwezig was. Dit volume is medebepalend voor de omvang van de opslagcapaciteit.

Kussengasvolume (KV) of Kussengas: Dit betreft het aandeel van het opgeslagen volume dat niet meedoet aan de opslagcyclus. Dit volume is aanwezig om de minimale druk in de opslag te onderhouden die nodig is om de gevraagde productiesnelheid te realiseren. Het kussengas kan hetzelfde of een ander gas zijn dan het werkgas.

'Mottenballen': - het tijdelijk buiten werking stellen en afsluiten van offshore installaties of infrastructuur met het idee om deze later weer te openen en te hergebruiken, evt. voor een andere toepassing. Dit wordt gedaan uit duurzaamheids- en kostenoverwegingen.

'Pigging': het schoonmaken van een ondergrondse pijpleiding met een flexibele reinigingsprop, dit is een standaardpraktijk in de olie-/gasindustrie om vaste bestanddelen uit de pijpleiding te kunnen verwijderen voor een optimale vloeistofstroom (gas, olie).

Piston compressors: oudste en meest gebruikte type industriële compressor. Ze zuigen het te comprimeren gas in naar een gesloten compressie cilinder waar een zuiger (Engels: "piston") ervoor zorgt dat het volume gecomprimeerd wordt. Hierdoor wordt de druk van het gas verhoogd.

Tubing: een buis met een relatief kleine diameter die in een put geplaatst wordt als een kanaal voor de doorgang van olie en gas naar de oppervlakte voor verwerking.

UGS: Underground gas storage

UHS: Underground hydrogen storage

Waterstof in kleuren:

Grijze waterstof – wordt geproduceerd uit aardgas of kolen, waarbij CO₂ vrijkomt in de atmosfeer.

Blauwe waterstof – wordt ook geproduceerd uit aardgas of kolen, maar de CO₂ die bij de productie vrijkomt, wordt (grotendeels; tot 95% is mogelijk) afgevangen en vervolgens opgeslagen, bijvoorbeeld in lege gasvelden op zee. Hiermee is blauwe waterstof CO₂-arm.

Groene waterstof - wordt gemaakt van water met behulp van duurzame elektriciteit. Door elektrolyse worden watermoleculen gesplitst. Daardoor ontstaan zuurstof (O₂) en waterstofgas (H₂). Ook waterstof gemaakt door (bio)chemische omzetting (vergassing) van biomassa of plastic afval wordt groen genoemd.

Paarse of roze waterstof – wordt gemaakt van water met behulp van elektriciteit afkomstig van een kerncentrale. Door elektrolyse worden watermoleculen gesplitst. Daardoor ontstaan zuurstof (O₂) en waterstofgas (H₂). Deze waterstof wordt gezien als wel CO₂-vrij maar niet duurzaam.

Waterstofbackbone: het landelijk hoofdnetwerk voor waterstof dat de komende jaren door Gasunie op land gerealiseerd zal worden. Door dit hoofdnetwerk worden onder andere industrieclusters, waterstofopslagen en productielocaties met elkaar verbonden. Ook kan het systeem verbonden worden met de buurlanden. Dit gebeurt hoofdzakelijk via bestaande, en voor een klein deel via nieuw aan te leggen, transportpijpleidingen infrastructuur.

Werkgasvolume (WV) of Werkgas: Het (gas)volume in een (ondergrondse) opslag dat daadwerkelijk bijdraagt aan de opslagfunctie, oftewel het maximale volume dat tijdens een volledige opslagcyclus kan worden geïnjecteerd en geproduceerd. Vaak wordt dit volume weergegeven in energie-inhoud (TWh, GWh, etc.). In dat geval betreft het de energie-inhoud van de energiedrager in het werkvolume.



2 Opslag als onderdeel van het (internationale) waterstofsysteem

2.1 Introductie

De ontwikkeling van ondergrondse waterstofopslag op land of zee kan niet los gezien worden van het totale (internationale) waterstofsysteem dat zich de komende jaren/ decennia zal gaan ontwikkelen. Het Nederlandse waterstofsysteem, geïllustreerd in Figuur 2-1, zal vermoedelijk gaan bestaan uit centra van grootschalige productie van waterstof, clusters van grootschalig verbruik van waterstof, verbonden door een aantal pijpleidingen. Naarmate dit systeem zich ontwikkelt zullen de ondergrondse waterstofopslagen een steeds belangrijker onderdeel worden van het systeem, ze vormen dan 'de longen' waarmee fluctuaties in vraag en aanbod gebalanceerd worden. Wat duidelijk is, is dat veel aspecten van dat waterstofsysteem van grote invloed zullen zijn op de ontwikkeling van de ondergrondse waterstofopslag. Tegelijkertijd kunnen de grootte en timing van de impact van die aspecten in veel gevallen nog niet vastgesteld worden.

In dit hoofdstuk beschrijven we eerst een aantal factoren van het waterstofsysteem die naar onze verwachting van invloed zullen zijn op ondergrondse waterstofopslag op zee, vooral vanuit het Nederlandse perspectief. Vervolgens beschrijven we een aantal ontwikkelingen in het buitenland die ook effect zullen hebben. Daarbij geven we ook voorbeelden van relevante projecten. De mogelijkheden voor ondergrondse waterstofopslag in het buitenland, als alternatief voor opslag in de Nederlandse ondergrond, wordt hierbij ook kort aangestipt.



Figuur 2-1: Schets van de (mogelijke) waterstofketen op basis van bestaande projecten waarin waterstofproductie, -opslag en -gebruik verbonden zijn door grootschalig pijpleidingennetwerk dat ook verbonden is met het buitenland. Locaties zijn indicatief.

2.2 Factoren van het (inter)nationale waterstofsysteem die impact hebben op de ontwikkeling van ondergrondse waterstofopslag op zee

In deze paragraaf beschrijven we een aantal factoren van het waterstofsysteem die naar onze verwachting van invloed zullen zijn op mogelijke ontwikkeling van ondergrondse waterstofopslag op zee, vooral vanuit het Nederlands perspectief.

Aanbod van waterstof – productie van groene en blauwe waterstof

De Nederlandse ambitie voor de ontwikkeling van wind op zee is groot, ca. de 21 GW aan offshore windcapaciteit rond 2030. Daarbij is recent ook de Nederlandse ambitie voor elektrolysecapaciteit verhoogd naar 8 GW. In de recente Esbjerg Verklaring⁴ spreken België, Nederland, Duitsland en Denemarken van een gezamenlijke ambitie van tenminste 65 GW aan offshore wind in 2030 en tenminste 150 GW in 2050. Hiervan zou in 2030 al zo'n 20 GW moeten bijdragen aan de productie van groene waterstof (onshore en offshore). Recent onderzoek van North Sea Wind Power Hub⁵ en North Sea Energy⁶ toont aan dat de productie van groene waterstof op zee technisch haalbaar lijkt en kostencompetitief kan zijn met de productie van groene waterstof op land. De ontwikkelingen rond windturbines die (ook) waterstof (kunnen) produceren laten we in deze studie buiten beschouwing omdat de schaal waarop deze technologie zal worden toegepast, en de behoefte aan centrale opslag van de op deze manier geproduceerde waterstof nog onduidelijk zijn.

Ervan uitgaande van dat 1 GW aan geïnstalleerde windcapaciteit overeenkomt⁷ met minimaal 1 caverne aan benodigde waterstofopslagcapaciteit bevestigen deze ambities dat er rond 2030 al behoefte is aan meerdere cavernes, en dat de behoefte aan capaciteit van waterstofopslag in cavernes en gasvelden daarna snel stijgt, zoals ook beschreven in TNO/EBN, 2021⁸. De snelheid van deze ontwikkeling en de timing van het beschikbaar komen van substantiële hoeveelheden waterstof zijn niet te voorspellen, wat het risicovol maakt om beslissingen te nemen over de ontwikkeling van kostbare waterstofopslagsystemen, zeker voor marktpartijen. Dit terwijl de doorlooptijd van deze projecten juist erg lang is.

Tegelijkertijd is de ontwikkeling in de productie van blauwe waterstof ook moeilijk te voorspellen, mogelijk dat deze op korte termijn snel zal groeien. In deze fase voorzien we vooral waterstofgebruik waarbij er een direct verband is tussen (internationaal) aanbod van waterstof en het gebruik daarvan (in bij voorbeeld energiecentrales en industrie) waardoor er minder noodzaak is voor grootschalige ondergrondse waterstofopslag (UHS).

Nationaal transportsysteem

Het Ministerie van EZK en Gasunie hebben vergevorderde plannen voor een nationaal hoofdnetwerk voor waterstof op land, bestaande uit, deels bestaande en deels nieuwe, (aardgas)pijpleidingen, de zgn. 'backbone'⁹, zie ook Figuur 2-1. Bij de ontwikkeling moeten beslissingen met (maatschappelijke en/of financiële) grote impact genomen worden, terwijl vraag en aanbod van de waterstof nog grote onzekerheden kennen (Hoeveel? Waar? Wanneer?). Voor marktpartijen is het dan lastig keuzes te maken zonder grote financiële risico's te lopen. Bij

⁴ <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2022/05/18/nederland-en-noordzee-buurlanden-gaan-voor-150-gigawatt-productie-windenergie-op-zee-in-2050>

⁵ https://northseawindpowerhub.eu/sites/northseawindpowerhub.eu/files/media/document/NSWPH_Grid-integrated%20offshore%20Power-to-Gas_Discussion%20paper%20%231_16.05.2022.pdf

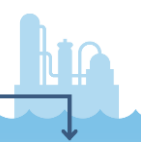
⁶ www.north-sea-energy.eu, <https://north-sea-energy.eu/static/febe7ba6215a46d7319967594bc5699d/1FINAL1.pdf>

⁷ Schattingen van de hoeveelheid benodigde opslagcapaciteit voor het absorberen van de variabiliteit in productie van een bepaalde hoeveelheid geïnstalleerde windcapaciteit lopen erg uiteen en hangen af van een aantal parameters die grote onzekerheden kennen, zoals het aantal draaiuren, de efficiëntie van elektrolyse en het percentage van het waterstof dat opgeslagen wordt. Voor deze studie gaan we bij de behoefte aan waterstofopslagcapaciteit uit van TNO/EBN, 2021.

⁸ TNO/EBN, 2021: Ondergrondse Energieopslag in Nederland 2030-2050; Technische evaluatie van vraag en aanbod

<https://kennisbank.ebn.nl/wp-content/uploads/2021/10/Ondergrondse-energieopslag-in-Nederland-2030-%E2%80%93-2050-%E2%80%93-Technische-evaluatie-van-vraag-en-aanbod.pdf>

⁹ <https://www.gasunie.nl/expertise/waterstof/waterstofbackbone>, <https://www.hyway27.nl/actueel/hyway-27-realisatie-van-het-landelijk-waterstofnetwerk>



ontwikkeling van grootschalige waterstofopslag op land en zee zal de ontwikkeling van dit hoofdnetwerk belangrijk zijn. Deels zal de besluitvorming, voorzover mogelijk, gelijktijdig moeten zijn vanwege de lange doorlooptijden.

Import en export van waterstof

De behoefte aan ondergrondse waterstofopslag in Nederland zal mede afhangen van hoe geïntegreerd het internationale waterstofsysteem zal zijn, in hoeverre vraag en aanbod in Nederland opgelost worden met import en export en in hoeverre Nederland een internationale rol wil spelen in de internationale waterstofmarkt met ondergrondse waterstofopslag als belangrijk element daarin. Met enkele buurlanden zijn er gezamenlijk grote ambities voor de productie van wind op zee en groene waterstof. Het is mogelijk dat er ook grootschalige import vanuit verder gelegen landen zal zijn, waar zon- en windenergie in overvloed aanwezig zijn. Grootschalige, lange afstand transport met tankers is dan een scenario, met de Rotterdamse en andere havens als aanlandingspunten voor invoer in de backbone en mogelijk ook de Deltacorridor¹⁰. Dit vraagt om enige mate van (kortdurende) opslag maar tegelijkertijd zou dit de vraag om grootschalige ondergrondse waterstofopslag voor langere duur kunnen verkleinen vanwege de grote frequentie en flexibiliteit waarmee dit transport plaats kan vinden en omdat de waterstof hier ook in andere vormen (bijvoorbeeld ammonia, methanol) getransporteerd kan worden. Bij grootschalige, lange afstand transport door pijpleidingen kan grootschalige ondergrondse waterstofopslag de rol van systeembuffer van (gasvormige) waterstof vervullen.

Toepassingen

De mate waarin waterstof ingezet zal worden als brandstof voor verwarming in de **gebouwde omgeving** zal een impact kunnen hebben op de opslagbehoefte. Hoe groter die inzet, hoe groter de behoefte aan seizoensopslag. Als er (ook) gekozen wordt voor de **strategische opslag** van substantiële hoeveelheden waterstof om 'achter de hand te houden' vraagt dit vanzelfsprekend om de ontwikkeling van (langcyclische) opslag. Opslag in gasvelden lijkt hier het meest voor de hand liggend omdat het bij deze toepassing gaat om grotere volumes en lagere injectie-/productiesnelheden.

Energie-eilanden

In de eerdergenoemde Esbjerg-verklaring wordt gesproken over de mogelijke ontwikkeling in internationaal verband van meerdere energie- eilanden. Wij gaan er van uit dat energie-eilanden niet aangelegd zullen worden puur en alleen voor het mogelijk maken van ondergrondse waterstofopslag op zee. Maar als er concrete plannen zijn voor een energie-eiland is het goed om te kijken of deze ook de ontwikkeling van de productie en opslag van groene waterstof uit offshore wind kan faciliteren, bijvoorbeeld doordat compressie- en zuiveringsinstallaties op het eiland geplaatst kunnen worden en door het eiland in de buurt van een mogelijke locatie voor offshore ondergrondse waterstofopslag te ontwikkelen. In de doorrekeningen in hoofdstuk 5 zijn er daarom ook varianten met een energie-eiland meegenomen.

Combinatie van ondergrondse waterstofopslag met ontwikkeling van nieuwe gasvelden en/of CO₂-opslag

Door de recente ontwikkelingen op de gasmarkt (mede door de ontwikkelingen in Oekraïne) is er meer discussie over de mogelijkheden tot vergrote inspanningen bij het zoeken naar gasvoorkomens en het ontwikkelen van nieuwe gasvelden in het Nederlandse deel van de Noordzee. Gelet op de tijdslijnen van gasexploratie en – exploitatie enerzijds en ondergrondse waterstofopslag in gasvelden anderzijds zouden deze activiteiten mogelijk op bepaalde locaties gecombineerd kunnen worden, mits de technische haalbaarheid van waterstofopslag in gasvelden aangetoond is. In eerste instantie zou er dan ontwikkeling en productie van het gasveld plaats kunnen vinden, na een aantal jaren zou het dan inmiddels deels gedepleteerde veld als ondergrondse waterstofopslag in gebruik genomen kunnen worden.

¹⁰ <https://www.portofrotterdam.com/nl/nieuws-en-persberichten/brede-steun-industrie-voor-delta-corridor-project>. Het Havenbedrijf Rotterdam en verschillende industriepartners werken aan de ontwikkeling van het Delta Corridor-project, bestaande uit een bundel van vier pijpleidingen voor transport van (o.a.) groene waterstof, CO₂, propyleen en LPG tussen de Rotterdamse haven, Chemelot en het Duitse Rijnland, met vertakkingen langs de hele corridor. Hiermee zal ook het aantal vervoersbewegingen kunnen verminderen. De Delta Corridor is opgenomen in het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK).



Er zou een mogelijke synergie tussen activiteiten rond ondergrondse waterstofopslag en CO₂-opslag kunnen ontstaan als CO₂ als kussengas voor de UHS zou kunnen dienen. Er zou hier dan eerst een fase van grootschalige injectie van CO₂ (kussengas) plaatsvinden, alvorens injectie van waterstof (werkgas) begint. Dit zou tot flink lagere kosten voor de ontwikkeling van een UHS-project kunnen leiden. Over de mogelijke effecten van het ondergronds mengen van de verschillende (reactieve) gassen bestaan nog vragen, hier vindt momenteel onderzoek naar plaats. Hierbij kan ook geleerd worden uit projecten met ondergrondse methanisatie, zoals bij voorbeeld bij het Sun.Conversion (USC-FlexStore) project¹¹ van RAG in Oostenrijk.

Beschikbaarheid van bestaande aardgasopslagen

De bestaande aardgasopslagen op land in Nederland zouden mogelijk gebruikt kunnen worden voor de opslag van waterstof. De technische geschiktheid moet nog bevestigd worden maar de vragen en uitdagingen hierbij zijn niet anders dan die voor aardgasvelden (LSES, Groenenberg et al., 2021¹²). Met name vanwege de grootte is het denkbaar dat ze voor onderling verschillende functies ingezet zouden kunnen worden, vergelijkbaar met de verschillende rollen die ze nu in het aardgassysteem vervullen. Op dit moment zijn er grote onzekerheden over de toekomstige rol van deze UGS-installaties in het aardgassysteem en hoe lang ze daarvoor nog nodig zijn en dus wanneer ze beschikbaar zouden komen voor conversie naar waterstofopslag.

2.3 Ontwikkelingen in het buitenland

In Zuidwending loopt ten tijde van het schrijven van dit rapport het pilotproject van HyStock¹³ voor de ontwikkeling van ondergrondse waterstofopslag in een zoutcaverne, deze wordt in hoofdstuk 5 beschreven. De voorgaande paragraaf maakt duidelijk dat de ontwikkeling van ondergrondse waterstofopslag in Nederland niet los gezien kan worden van ontwikkelingen in het buitenland. Momenteel vinden in het buitenland diverse veldschaal pilots en demonstraties voor ondergrondse waterstofopslag plaats of zijn deze in voorbereiding (haalbaarheidsstudies). Hieronder volgt een kort overzicht van projecten die over de grens in Duitsland worden ontwikkeld. Diverse studies tonen aan dat Duitsland over een groot geologisch potentieel beschikt om cavernes voor waterstof aan te leggen¹⁴. De recente Hy3^{15,16} studie laat zien dat bestaande en in ontwikkeling zijnde caveerneopslaglocaties in de grensregio tussen Nederland en de deelstaten Noordrijn-Westfalen en Nedersaksen (bijv. in Krummhörn,, Epe, en Etsel) mogelijk onderdeel kunnen gaan vormen van een gedeelde waterstof backbone tussen Duitsland en Nederland. Om vraag en aanbod van waterstof in balans te houden in een waterstofsysteem in de geografische regio van Nederland en Noordrijn-Westfalen wordt in de studie de waterstofopslag behoefte voor 2030 geschat op 0.2-1.5TWh (1-6 cavernes) en voor 2050 op 12-14TWh (48-56 cavernes), (uitgaande van 250GWh opslagcapaciteit per caverne). Hieronder volgt een kort overzicht van projecten die over de grens in Duitsland worden ontwikkeld.

- Westküste 10017: Het WESTKÜSTE 100-project is bedoeld om een regionale waterstofeconomie op industriële schaal tot stand te brengen in Sleswijk-Holstein. De hernieuwbare energie van windturbines wordt gebruikt om groene waterstof te maken door middel van elektrolyse op de raffinaderij van Heide. De waterstof wordt ingevoerd in een nieuw waterstofnet, dat de raffinaderij, de waterstofopslag, een waterstoftankstation en het bestaande gemeentelijke aardgasnet van Stadtwerke Heide met elkaar verbindt. Waterstof wordt ingevoerd in het bestaande aardgasnet van Stadtwerke Heide. Een caverne zal

¹¹ <https://www.underground-sun-conversion.at/en/>

¹² LSES Project Findings (2021), <https://www.tno.nl/en/focus-areas/energy-transition/roadmaps/system-transition/towards-a-reliable-affordable-and-fair-energy-system/energy-conversion-and-storage/large-scale-energy-storage/>

¹³ <https://www.hystock.nl/>

¹⁴ BGR, Leibniz Universität Hannover and KBB 2016: Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potentialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien (Wasserstoff und Druckluft). Sachbericht 03ESP323B

¹⁵ <https://publications.tno.nl/publication/34638465/CKIHiu/peters-2021-Hy3.pdf>

¹⁶ Caglayan, D.G., Weber, N., Heinrichs, H.U., Linßen, J., Robinius, M., Kukla, P.A., Stolten, D., 2020. Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 45, Issue 11, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>.

¹⁷ <https://oge.net/en/us/projects/our-hydrogen-projects/westkueste-100>

dienen als waterstofopslag, waardoor het project ondanks de wisselende windomstandigheden een continue stroom waterstof kan leveren.

- SaltHy¹⁸: Storengy exploiteert drie opslagfaciliteiten in zoutcavernes in Duitsland, waarvan één in Harsefeld bij Hamburg. Deze wordt momenteel gebruikt om aardgas op te slaan. Het lange-termijn doel is om groene waterstof op te slaan in de zoutcavernes van Harsefeld en de waterstof via pijpleidingen of per spoor te transporteren naar lokale afnemers in de mobiliteits- en industriële sector. Het opslaan van waterstof in zoutcavernes biedt flexibiliteit bij het balanceren van fluctuaties in productie en consumptie, inclusief import uit het buitenland. De waterstof wordt regionaal geproduceerd door middel van elektrolyse met hernieuwbare elektriciteit (on- en offshore), met onder meer een 100 MW elektrolyser in Harsefeld.
- Get H2 @ Epe¹⁹: Als onderdeel van het GET H2-initiatief wil RWE Gasopslag West in 2027 een waterstofopslag bouwen in Gronau-Epe. Opslagfaciliteiten zijn ook een belangrijk onderdeel van een toekomstige Europese infrastructuur voor groene waterstof. Het grootste deel van de faciliteit zal worden gebouwd op het RWE-terrein in Kottiger Hook. De aansluiting van de caveerne op de bovengrondse faciliteit en de aansluiting op een toekomstig waterstoftransportnetwerk zullen via pijpleidingen buiten de opslaglocatie plaatsvinden.
- H2Cast – Etzel: Het H2CAST Etzel-project is bedoeld om de haalbaarheid van grootschalige ondergrondse opslag van waterstof aan te tonen en om de geschiktheid van de zoutcavernes in Etzel voor waterstofopslag aan te tonen. Operationele waterstofopslag activiteiten zullen worden getest en dienen om een waterstofservice-industrie op te bouwen. H2CAST staat voor H2 CAvern Storage Transition, oftewel het ombouwen van bestaande cavernes en faciliteiten in Etzel voor de toekomstige noodzakelijke opslag van waterstof als bouwsteen voor een toekomstig energiesysteem.

Ook in andere West-Europese landen vinden diverse relevante pilots en haalbaarheidsstudies voor ondergrondse waterstofopslag plaats of zijn deze in voorbereiding. Voorbeelden hiervan zijn:

- Het Underground Sun Storage 2030 (USS-2030) project²⁰ van RAG in Oostenrijk, waar vanaf Q1 2023 injectie van pure waterstof in een gasveld zal starten. Dit is het vervolg op het USS project waar een mix van 10-20% waterstof en aardgas werd geïnjecteerd.
- Het Hypster project²¹ (gefinancierd uit de gelden van de H2020 Clean Hydrogen Joint Undertaking van Storengy, een pilot/demo van waterstofopslag in een (mini) caveerne.
- Het H21²² project in het Humber gebied in Noord-Engeland: dit project richt zich op de vervanging van aardgas door waterstof voor 8 miljoen huishoudens. De productie van (blauwe) waterstof wordt hier gecombineerd met ondergrondse opslag van de CO₂ op zee en de opslag van waterstof in nieuwe en bestaande zoutcavernes op land. De opslag zal zowel seizoensopslag (~8 TWh) als kortcyclische opslag ('intraday') betreffen.
- Het Green Hydrogen Hub Denmark in Noord-Jutland in Denemarken: dit project richt zich op de productie van groene waterstof, in combinatie met opslag van waterstof (en perslucht) in zoutcavernes op land. Dit project is bestempeld als een Project of Common Interest.

¹⁸ <https://www.storengy.de/en/medias/news/emergence-green-hydrogen-economy>

¹⁹ <https://www.rwe.com/en/press/rwe-gasstorage-west-gmbh/2022-03-04-planning-for-hydrogen-storage-in-gronau-underway>

²⁰ <https://www.uss-2030.at/en/>

²¹ <https://hypster-project.eu/>

²² <https://h21.green/>



3 Definitie en randvoorwaarden van het offshore waterstofopslagsysteem

3.1 Algemene beschrijving van een waterstofopslagsysteem en bijbehorende componenten

In geologisch opzicht bieden zowel land als zee mogelijkheden om ondergronds waterstof op te slaan in zoutcavernes, in gasvelden (inclusief de bestaande aardgasopslagen) en/of in waterhoudende lagen (diepe 'aquifers'). Op de ruimtelijke verdeling van deze opties na, is er in dit opzicht weinig verschil tussen land en zee. Het betreft merendeels dezelfde geologische intervallen op vergelijkbare diepte van ~1 tot 3 km. Het belangrijkste verschil tussen onshore en offshore waterstofopslagsystemen ligt bij de ruimtelijke inpassing en maatschappelijke inbedding op land en op zee. De schaal van de verschillende componenten is verschillend en de verbinding met het energiesysteem zal anders kunnen zijn. Met 'gasvelden' bedoelen we bestaande gasvelden die al in productie zijn (geweest) waardoor ze deels leeg-geproduceerd zullen zijn en de huidige reservoirdruk lager zal zijn dan de oorspronkelijke druk. De mate van 'depletie' zal verschillen van veld tot veld, dit hangt af van het productieverleden. In de praktijk zal een veld nooit helemaal 'leeg' geproduceerd zijn. De vier in Nederland bestaande ondergrondse aardgasopslagen die ontwikkeld zijn in voormalige aardgasvelden (Alkmaar, Bergermeer, Grijpskerk en Norg) worden meegenomen in de categorie gasvelden, tenzij anders vermeld.

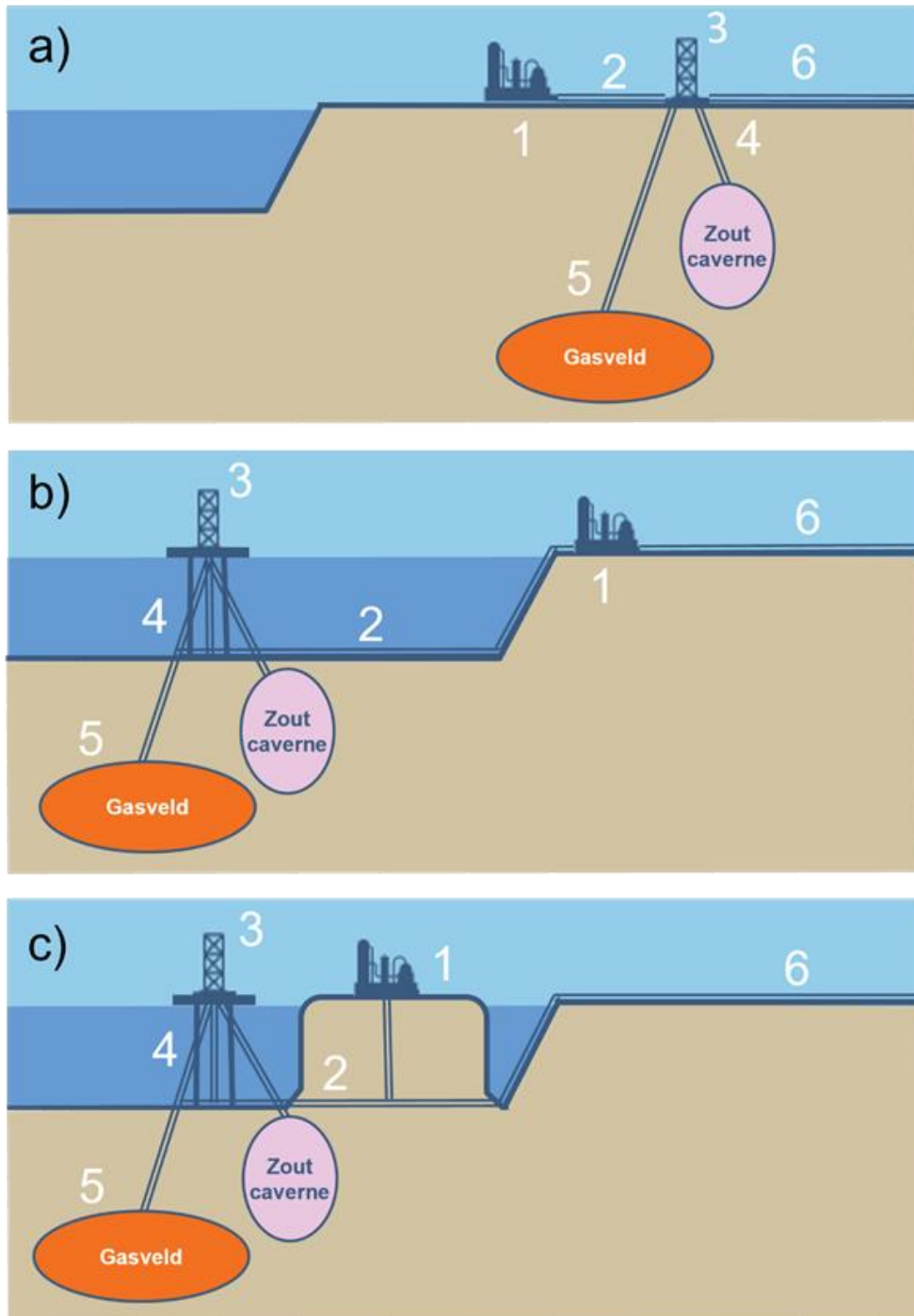
Opslag in aquifers (reservoirs die met water gevuld zijn in plaats van gas) wordt buiten beschouwing gelaten in deze haalbaarheidsstudie. Het belangrijkste argument hiervoor is dat er in Nederland, zowel op land als op zee, reeds een groot aantal technische mogelijkheden bestaan voor de aanleg van waterstofopslag in zoutcavernes en in gasvelden. Deze opties hebben een hogere technische maturiteit; bewezen generieke technische geschiktheid in het geval van zoutcavernes en aangetoonde en ontwikkelde reservoirs in het geval van gasvelden die vaak al decennia gas produceren. Bij aquifers zal zowel de geschiktheid van het ondergrondse reservoir als ook de generieke technische geschiktheid voor waterstofopslag moeten worden aangetoond. Waarbij de verwachting is dat een van nature aardgashoudend reservoir in veel gevallen doelmatiger zal zijn voor de opslag van andere gassen (zoals H₂ of CO₂) dan een van nature watervoerend reservoir.

Om ondergrondse waterstofopslag op zee mogelijk te maken moeten verschillende infrastructurele componenten aanwezig zijn (zoals hieronder beschreven). Deze zijn op meerdere manieren te configureren. Zo kunnen gasbewerkingsfaciliteiten op land, op een platform op zee, of op een kunstmatig energie-eiland in zee geplaatst worden, wat resulteert in drie verschillende opslagsysteemconcepten zoals geschetst in Figuur 3-1. Zo heeft bijvoorbeeld de locatie van de gasbewerkingsfaciliteiten vervolgens implicaties voor de lengte van de pijpleidingen (2) vanaf gasbewerkingsfaciliteiten (1) tot het injectiepunt (4), wat vervolgens implicaties heeft voor welke drukken bereikt moeten worden om deze afstand te overbruggen.

In deze studie wordt het opslagsysteem gedefinieerd als het totaal van componenten dat nodig is voor de uitvoering van ondergrondse waterstofopslag (op land of op zee) (zie Figuur 3-1a-c). Dit systeem omvat de volgende componenten:

1. de gasbewerkingsfaciliteiten, waaronder compressiestations en drogings- en zuiveringsinstallaties,
2. de pijpleidingen tussen de gasbewerkingsfaciliteiten en één of meerdere / opslaglocaties,
3. de injectie/productieplatforms,
4. de injectie/productieputten,
5. de ondergrondse ruimte (d.w.z. het reservoir van een gasveld of de zoutcaverne), en
6. het aanlandingspunt met aansluiting op het waterstofnetwerk.





Figuur 3-1: De ruimtelijke verdeling van de verschillende componenten (A-F) van een opslagsysteem voor drie concepten: a) onshore b) offshore c) eiland.

Aangezien de gasbewerkingsfaciliteiten een groot oppervlak in beslag nemen, wordt het aannemelijk geacht dat deze faciliteiten op land geplaatst zullen worden en niet op een platform. Tevens staat de ontwikkeling van kunstmatige energie-eilanden nog in de kinderschoenen en zijn er geen concrete locaties voor deze energie-eilanden, waardoor dit (vooral nog) een onzeker opslagconcept is. Daarom zijn er voor de offshore twee concepten uitgewerkt: één waarbij de faciliteiten op land staan (zoals gevisualiseerd in Figuur 3-1b) en de andere waarbij de faciliteiten (deels) op het kunstmatige energie-eiland staan (zoals gevisualiseerd in Figuur 3-1c). Een

volledige ontwikkeling van zowel de putten als de faciliteiten op platformen offshore wordt onwaarschijnlijk geacht maar is niet onmogelijk. Er kan ook nog gedacht worden aan een combinatie van beide opties waarbij een gedeelte van de faciliteiten op een platform geplaatst worden en gedeelte op land. De Castor²³ gasopslag in Spanje is hier een voorbeeld van. De optie zal niet worden behandeld in deze studie omdat met de gekozen scenario's een goed beeld geschetst wordt van technische en economische haalbaarheid van waterstofopslag op zee. Pilots met kleinschalige injectie- en productietests voor (pure) waterstof in lege gasvelden zijn waarschijnlijk wel in te passen op een bestaand platform. In dit geval zijn geen grootschalige compressie- en zuiveringsfaciliteiten nodig.

3.2 Randvoorwaarden voor waterstofopslag op zee, integratie met het energiesysteem en ruimtelijke inpassing op de Noordzee

Een goede integratie van een waterstofopslagsysteem met de rest van het energiesysteem is cruciaal omdat het energiesysteem een aantal van de randvoorwaarden bepaalt. De onbalans tussen vraag en aanbod in het energiesysteem, en de rol van waterstof als flexibele energiedrager in het energiesysteem, bepalen hoeveel waterstof er moet kunnen worden opgeslagen en met welke snelheid het in en uit de opslag moet kunnen stromen. Belangrijke factoren daarbij zijn 1) de benodigde capaciteit (snelheid en volume van aanvoer/uitvoer) en 2) de tijdsduur waarover uitvoer mogelijk moet zijn. De capaciteit (of het vermogen) en tijdsduur samen bepalen uiteindelijk het gevraagde werkvolume.

Er zijn in dit verband drie verschillende typen opslagbehoefte te onderscheiden: kortcyclische opslag, seizoensopslag en strategische opslag (zie onderstaande tabel). In hoofdstuk 5 worden deze type in nog meer detail beschreven.

Tabel 3-1: overzicht van verschillend opslagtypes en hun kenmerken

Type	Opslagcapaciteit	Injectie/productie cyclus	Belang
Kortcyclische opslag	Klein	uren tot ~15 dagen	Dagelijks / wekelijks gebruik
Seizoensopslag	Groot	wekelijks tot maandelijks	Opvangen seizoensfluctuaties (in vraag & aanbod)
Strategische opslag	Groot	Bij (inter)nationale tekorten	Waarborgen van voorzieningszekerheid in geval van onverwachte omstandigheden

Deze drie typen zijn alle drie nodig voor een betrouwbaar energiesysteem, zeker wanneer het aanbod van energie variabel is, maar hebben specifieke operationele vereisten. Deze verschillende opslagbehoefte variëren bijvoorbeeld in de snelheid en het volume waarmee de waterstof geïnjecteerd en ook weer geproduceerd moet kunnen worden (het vermogen ("debiet")), en in de tijdsduur waarover uitvoer mogelijk moet zijn. Vermogen en tijdsduur bepalen uiteindelijk het gevraagde werkvolume aan waterstof. De verschillende opslagbehoefte hebben dus effect op het aantal putten, groottes van pijpleidingen, etc.

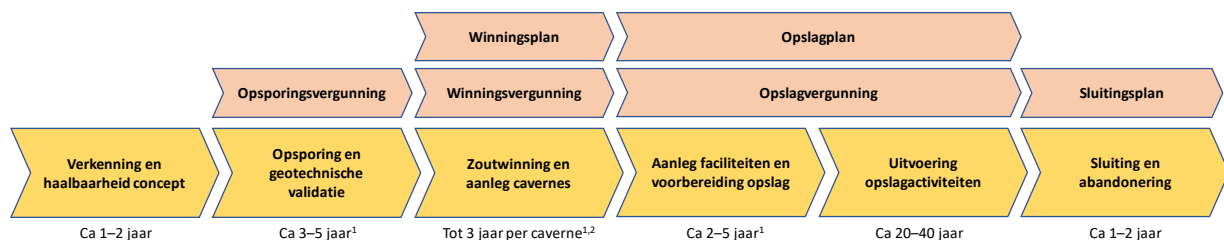
Naast vermogen en tijdsduur speelt nog een aantal andere factoren een rol bij het ontwerp en de aanleg van het opslagsysteem. Deze factoren hangen sterk samen met de toepassing van de opgeslagen waterstof (industrie, mobiliteit, warmtevoorziening in de gebouwde omgeving, elektriciteitsopwekking in energiecentrale, etc.). Deze

²³ <https://rankexplorer.net/2020/06/06/castor-underground-gas-storage-ugs-in-spain-how-to-unlock-a-1-9-billion-investment-already-built-and-boost-the-economy-of-an-entire-nation/>

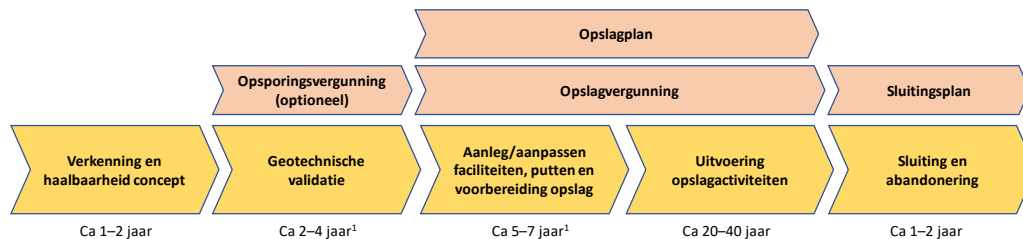
factoren zijn o.a. de benodigde kwaliteit (zuiverheid) van waterstof, de snelheid (reactietijd) waarmee het opslagsysteem moet kunnen reageren op veranderingen in de vraag, het aantal cycli en de tijdsduur die waterstof gemiddeld in de ondergrond doorbrengt en de locatie van de gasbewerkingsfaciliteiten.

Per zoutcaverne kunnen werkvolumes van zo'n 45 – 90 miljoen m³ waterstof worden gerealiseerd en zullen clusters van meerdere cavernes nodig zijn om in de gevraagde opslagcapaciteit te voorzien. Hierbij gaan we ervan uit dat de cavernes ieder een geometrisch volume hebben van 0.5-1.0 miljoen m³ en een werkgas-kussengas verhouding van 1:2. Voor gasvelden kan het werkvolume meerdere miljarden m³ per locatie bedragen (1-10 bcm) en is de werkgas-kussengas verhouding tussen de 1:2 en 1:3. Kortom, de hoeveelheid energie die in (zelfs een klein) gasveld kan worden opgeslagen is vele malen groter dan de hoeveelheid die in enkele cavernes kan worden opgeslagen. Met name voor gasvelden, maar ook voor zoutcavernes, is de hoeveelheid kussengas (en werkgas) die nodig is groot. Voorlopig is de beschikbaarheid van waterstof een limiterende factor om zo'n opslag te vullen. In beide gevallen kan het nodig blijken dat er meerdere platforms of mijnbouwlocaties voor injectie en productie moeten worden gerealiseerd.

Generieke ontwikkellijn waterstofopslag in zoutcavernes



Generieke ontwikkellijn waterstofopslag in lege gasvelden



Figuur 3-2: Generieke ontwikkellijn voor aanleg van waterstofopslag op zee. De genoemde tijdsduur is slechts indicatief gaat er van uit dat er geen significante vertraging is door externe factoren of door tegenslagen bij aanleg. Toelichting bij tijdsduur: 1) Er wordt rekening gehouden met ca. 1 jaar voor vergunningaanvraag en verlening, 2) de tijd voor uitlogen van een caverne kan mogelijk worden ingekort indien pekkel kan worden geloosd. Mogelijk kunnen meerdere cavernes simultaan worden uitgelooft.

Figuur 3-2 toont een typische ontwikkellijn en levenscyclus voor een ondergrondse opslaglocatie. Deze omvat de volgende stappen:

- **Verkenning en haalbaarheid concept:** Onderzoek naar de haalbaarheid en de randvoorwaarden voor de ontwikkeling van een voorgenomen waterstofproject. Brede verkenning en selectie van gebieden waar mogelijk geschikte geologische en bovengrondse condities zijn voor ontwikkeling van het opslagconcept
- **Opsporing en geotechnische validatie:** Gedetailleerd geotechnisch onderzoek om de locatie-specifieke geschiktheid van een geselecteerd gasveld of zoutvoorkomen vast te stellen. In het geval van een nieuw en niet ontwikkeld zoutvoorkomen moet een opsporingsvergunning worden aangevraagd en wordt de geschiktheid vastgesteld met één of meerdere proefboringen. In het geval van een gasveld dat niet reeds in een winningsvergunning ligt, zal eveneens een opsporingsvergunning moeten worden aangevraagd en kan een evaluatieboring worden overwogen om de geschiktheid te valideren.

- **Zoutwinning en aanleg cavernes:** aanleg van faciliteiten voor het logen van de zoutcavernes, boren van zoutproductieputten, uitlogen van cavernes en verwerken/afvoeren van gewonnen pekel. Hiervoor is een winningsvergunning en een goedgekeurd winningsplan vereist.
- **Engineering en voorbereiding opslag:** Vaststellen van het specifieke ontwerp van de waterstofopslaglocatie en ontwikkeling van het opslagreservoir met aanpassing van bestaande putten en/of aanleg nieuwe putten (in geval van een gasveld). Bouw van alle elementen van de opslagfaciliteit en injectie van kussengas. Hiervoor is een opslagvergunning en een goedgekeurd opslagplan nodig.
- **Uitvoering van de opslagactiviteiten:** Dit is het hoofddeel van de levenscyclus waarin de opslag diensten biedt aan het energiesysteem (typisch enkele decennia). De wijze van injectie en productie van waterstof is vastgelegd in het opslagplan.
- **Sluiting en verlaten:** Aan het eind van de levenscyclus wordt de opslagfaciliteit gesloten en afgebouwd (volgens sluitingsplan). Productie en injectieputten worden afgedicht en verlaten. Daarna zal er vaak nog monitoring plaatsvinden om evt. lange-termijn effecten in de gaten te houden (bijvoorbeeld bodemdaling bij zoutcavernes, afdichting van putten, etc.).

De ontwikkeling van een waterstofopslagsysteem zal meerdere jaren in beslag nemen. Bij Zuidwending, waar al een concessie bestaat voor het aanleggen van opslagcavernes, is nog ruimte voor vier nieuwe cavernes op de locatie van de bestaande gasopslag. De doorlooptijd voor de ontwikkeling van nieuwe cavernes bij Zuidwending zal zo'n 3-5 jaar zijn. Cavernes en gasvelden op andere (nieuwe) locaties op land zullen zo'n 5-7 jaar nodig hebben voor ontwikkeling. Op zee zal de ontwikkeling 7-10 jaar duren. In geval van cavernes, kost ook de opsporing en het logen van de caveerne tijd. Ter vergelijking, grootschalige CO₂-opslag infrastructuurprojecten hebben ook lange aanlooptijden, vaak minimaal 7 jaar, voordat daadwerkelijk CO₂ opgeslagen kan worden²⁴.

De tijd die nodig is voor ontwikkeling van waterstofopslag wordt o.a. bepaald door screening (geschiktheid locaties), aanvraag vergunningen, ontwerp en bouw van de faciliteiten, aanleg van putten (gasvelden) en ontwikkeling van het reservoir zelf (zoutcavernes). Op zee speelt mee dat er extra tijd nodig zal zijn voor het aanleggen van de transportleidingen. Met ontwikkeling op zee zal de doorlooptijd met name voor opslag in zoutcavernes meer tijd in beslag nemen omdat er sowieso nog opsporingsactiviteiten nodig zijn (ca. 4 jaar) en er momenteel geen offshore infrastructuur bestaat voor het logen van zoutcavernes en het afvoeren van pekel (naar schatting nog eens 2 - 4 jaar).

De aanvoer van waterstof naar de opslaglocatie op zee zal waarschijnlijk (deels) komen vanuit het waterstofnetwerk op land, de zgn. backbone. Na 2030 zijn er ook scenario's voor te stellen waarbij waterstof nabij windparken op zee geproduceerd wordt en vanuit daar naar de opslaglocatie getransporteerd wordt, mogelijk in combinatie met een energie-eiland. In deze studie wordt uitgegaan van een directe verbinding van land naar het opslagreservoir en weer terug naar land, mogelijk zijn hier in de toekomst optimalisaties voor te stellen middels bijvoorbeeld directe verbindingen met windparken en/of een energie-eiland. Deze laatste concepten zijn ook meegenomen in de doorrekening in hoofdstuk 5.

Door de opschaling van duurzame energie in combinatie met andere (toekomstige) bestemmingen en activiteiten zoals natuurgebieden, windmolenparken, opslag van CO₂, gas- en oliewinning, scheepvaartroutes en ankergebieden, visserij en defensie wordt de druk op het ruimtelijk gebruik van de Noordzee steeds groter. Een gedegen planning en voorbereiding van de ruimtelijke inpassing van ondergrondse opslagen zijn daarom cruciaal. In deze studie is gekeken naar welke gebieden in de Nederlandse Noordzee al bestemd zijn voor deze andere activiteiten en of er mogelijke interferentie of concurrentie is voor wat betreft ruimtelijke inpassing, zie hoofdstuk 0.

²⁴ Gasunie en EBN – Transport en Opslag van CO₂ in Nederland (november 2017) <https://www.ebn.nl/wp-content/uploads/2018/07/Studie-Transport-en-opslag-van-CO2-in-Nederland-EBN-en-Gasunie.pdf>

4 Evaluatie van elementen binnen het offshore waterstofopslagsysteem

4.1 Geologische potentie voor opslag offshore

4.1.1 Gasvelden

Inleiding

Deze paragraaf geeft een overzicht van de locaties en theoretische waterstofopslagcapaciteit van gasvelden in het Nederlandse deel van de Noordzee. De onderzochte velden en bijbehorende opslagcapaciteiten zijn onderverdeeld in drie verschillende categorieën op basis van aangenomen en generieke vraagprofielen voor toekomstige waterstofopslag.

De technische mogelijkheden van het opslaan van pure waterstof in gasvelden moeten nog worden bewezen. Dit gebeurt o.a. aan de hand van lopende laboratoriumonderzoeken en nog te initiëren pilot- en demonstratieprojecten. De uitkomsten van dergelijke onderzoeken zullen uiteindelijk leiden tot een verdere afbakening van geschikte gasvelden en specifiekere berekeningen van opslagcapaciteiten en productie-/injectiedebieten. Om deze redenen moet de uitkomst van deze evaluatie worden gezien als een theoretische en maximaal haalbare capaciteit.

Uitgangspunten selectie beschikbare gasvelden

In beginsel zijn alle 322 bekende gasvelden op zee beschouwd als potentiële kandidaat voor opslag. Voor 248 velden zijn voldoende gegevens beschikbaar bij TNO en EBN om een betrouwbare berekening van het werkvolume te maken. Voor 75 velden zijn voldoende gegevens beschikbaar om het productiedebiet te bepalen. De velden met onvoldoende gegevens zijn in de studie verder buiten beschouwing gelaten maar kunnen mogelijk nog relevant zijn bij een toekomstige screening wanneer aanvullende gegevens van de operator beschikbaar komen. Er zijn op voorhand geen velden uitgesloten op basis van specifieke reservoirkenmerken, locatie of huidige status.

Bepaling van theoretische opslagcapaciteit en productiedebiet

De totale opslagcapaciteit van een gasveld bij maximale vullingsgraad is onder te verdelen in twee volumes, nl. i) het werkgasvolume wat direct bijdraagt aan de opslagfunctie en ii) het kussengasvolume dat moet zorgen dat er altijd een minimale operationele druk in het reservoir is. Bij die minimale operationele druk is het reservoir dus alleen nog maar gevuld met kussengas.

De theoretische opslagcapaciteit (werkvolume) en het verwachte productiedebiet van ieder veld zijn berekend volgens de methodiek en aannames die in Appendix A worden beschreven, de theoretische opslagcapaciteit wordt weergegeven in Tabel 4-1. In de eerdere evaluaties van TNO en EBN (2018 en 2021²⁵) zijn de werkvolumes en bijbehorende kussengasvolumes berekend uitgaande van de maximaal toelaatbare druk in het reservoir (originele druk voor aanvang van gasproductie) en een minimale reservoirdruk bepaald door de minimale waterstofproductie uit één put.

Om een meer realistische inschatting van het effectieve en technisch haalbare werkvolume te kunnen geven, is in deze studie aanvullend rekening gehouden met het operationele drukbereik van de bovengrondse opslagfaciliteiten (150 – 250 bar). Deze drukken worden bepaald door de werkdruk van de transportleidingen die zijn vastgesteld in het offshore scenario zoals gedefinieerd in hoofdstuk 5. Omdat de maximum operationele druk

²⁵ Juez-Larré, J., Gonçalves Machado C., Groenenberg, R. (2020). Performance assessment of underground gas storage for potential hydrogen storage in the Netherlands. A case study of the Underground natural gas storage of Grijpskerk, Norg and Alkmaar in the Netherlands. EAGE GET conference 2020 (16-18 November), Extended abstract, 4pp.

(250 bar) in veel gevallen lager is dan de initiële reservoirdruk van de gasvelden, zijn de berekende, meer realistische, werkgasvolumes ook significant lager. Tabel 4-1 laat de verschillen zien. Desalniettemin is deze capaciteit (en het aantal velden daarbij) ruimschoots hoger dan de maximale benodigde opslagcapaciteit volgens de doorgerekende scenario's in TNO en EBN (2021).

Tabel 4-1: Theoretische waterstof-opslagcapaciteit voor gasvelden op zee volgens een verschillend operationeel drukbereik.

Aangenomen operationeel drukbereik	Theoretisch werkvolume (bcm)	Theoretische opslagcapaciteit (TWh)
Maximaal (initiële) reservoirdruk tot 150 bar	426	1212
Afgebakend door faciliteit (150 – 250 bar)	194	552

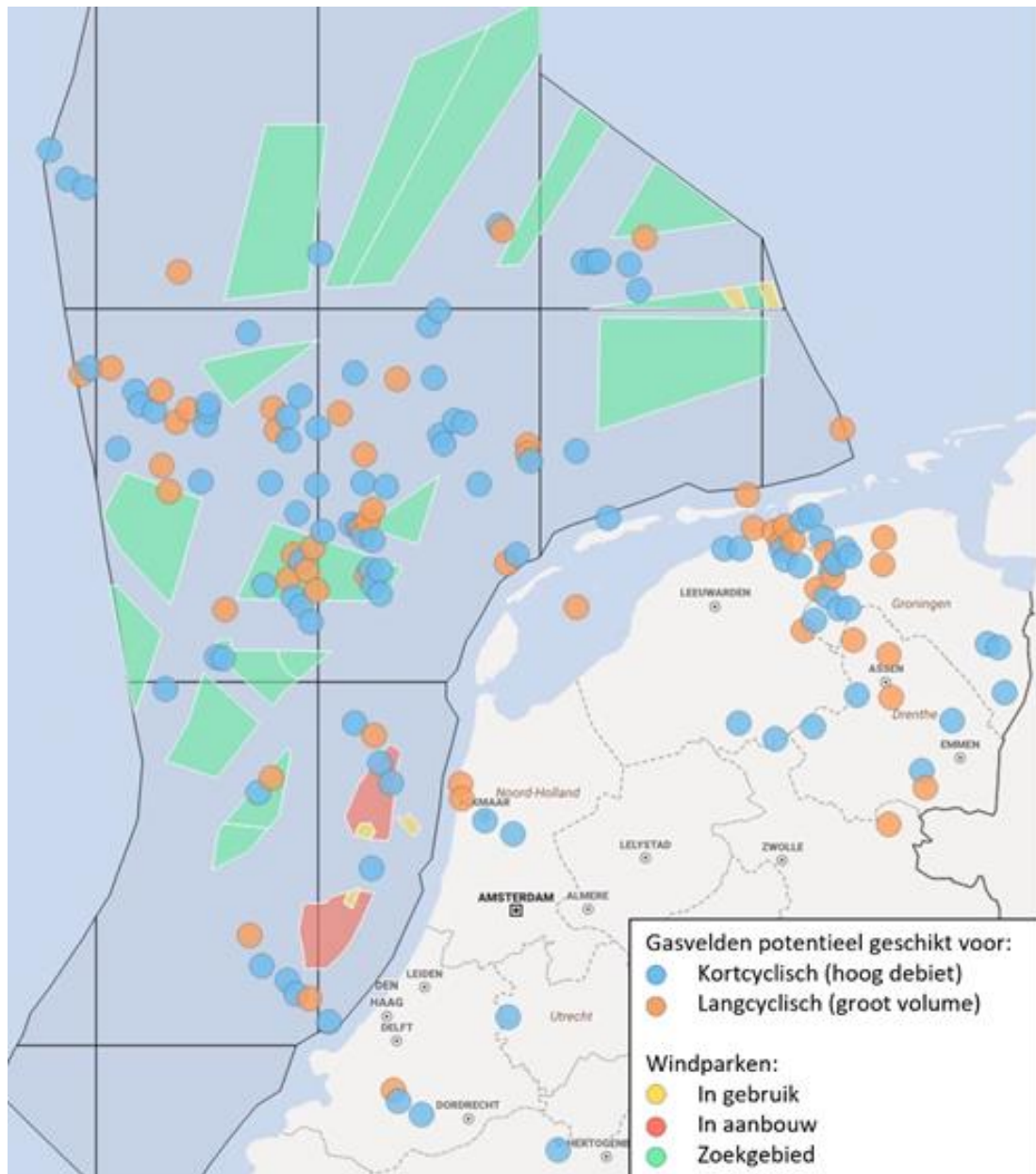
Onderverdeling van opslagcapaciteiten op basis van vraagprofielen

De benodigde werkcapaciteit en productiedebieten voor een ondergrondse waterstofopslaglocatie hangen sterk af van de toepassing en het vraagprofiel dat moet worden bediend. Dit zal in de praktijk per situatie en project moeten worden vastgesteld. In deze studie zijn drie generieke vraagprofielen gedefinieerd en beschreven in Hoofdstuk 5. Dit zijn i) kortcyclische opslag, ii) seizoensgebonden opslag en iii) strategische opslag. Hieronder wordt de onderverdeling beschreven voor benodigd werkvolume en voor gevraagd productiedebiet.

Voor de onderverdeling naar werkvolume zijn de categorieën voor seizoensopslag en strategische opslag samengenomen. Voor kortcyclisch zijn de velden geselecteerd met een werkvolume tussen 0,5 - 1,5 bcm. Voor of seizoensopslag/strategische opslag zijn de gasvelden met een werkvolume tussen 1,5 en 5 bcm samengenomen. Tabel 4-2 toont de aantallen velden en totale opslagcapaciteiten voor deze categorieën. Figuur 4-1 toont de geografische ligging.

Tabel 4-2: Onderverdeling van gasvelden en opslagcapaciteit naar kortcyclische opslag en seizoensopslag/strategische opslag volgens werkvolume.

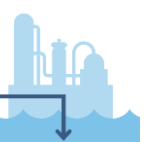
Aangenomen operationeel drukbereik	Aantal geanalyseerde velden	Theoretisch werkvolume (bcm)	Theoretische opslagcapaciteit (TWh)
<0,5 bcm	157	26,7	75,7
Kortcyclisch (0,5 – 1,5 bcm)	56	55,2	156,8
Seizoen/Strategisch (1,5 – 5 bcm)	24	57,0	161,7
> 5 bcm	11	55,6	157,8



Figuur 4-1: Geografische spreiding van de kort- en langcyclische opslagkandidaten (bestaande gasvelden en aardgasopslagen) offshore en onshore samen met de windparkgebieden en hun bijbehorende status (de categorie langcyclisch bevat seizoensopslag en strategische opslag).

Putdebiet

Het werkvolume hangt niet alleen af van de reservoirgrootte en het drukregime, maar ook van het minimaal vereiste debiet waarmee een put waterstof moet kunnen produceren uit de opslag. Daarom is in deze studie nader onderzocht of de putten kunnen produceren tegen de debieten (tussen 3-10 mln Sm³ / dag) die gevraagd worden in de drie gedefinieerde vraagprofielen (kortcyclische opslag, seizoensopslag en strategische opslag). Figuur 9-2 in Appendix A laat zien dat het putdebiet sterk afneemt met lager wordende druk in het gasveld. Deze afname in debiet kan in sommige gevallen tot 70% oplopen wanneer een constant productiedebiet wordt opgelegd voor een periode van 5, 50 en 80 dagen zoals aangenomen is voor de drie typen opslagen. Van de 80 velden die eerder zijn geselecteerd als goede kandidaten voor kort- of langcyclisch hebben 34 velden voldoende gegevens voor de berekening van het debiet. Tabel 4-3 geeft het effect weer dat de keuze voor een lager werkdrukgebied invloed heeft op het debiet voor elk van de drie opslagtypes. De aanpassing naar een lager debiet heeft weinig invloed

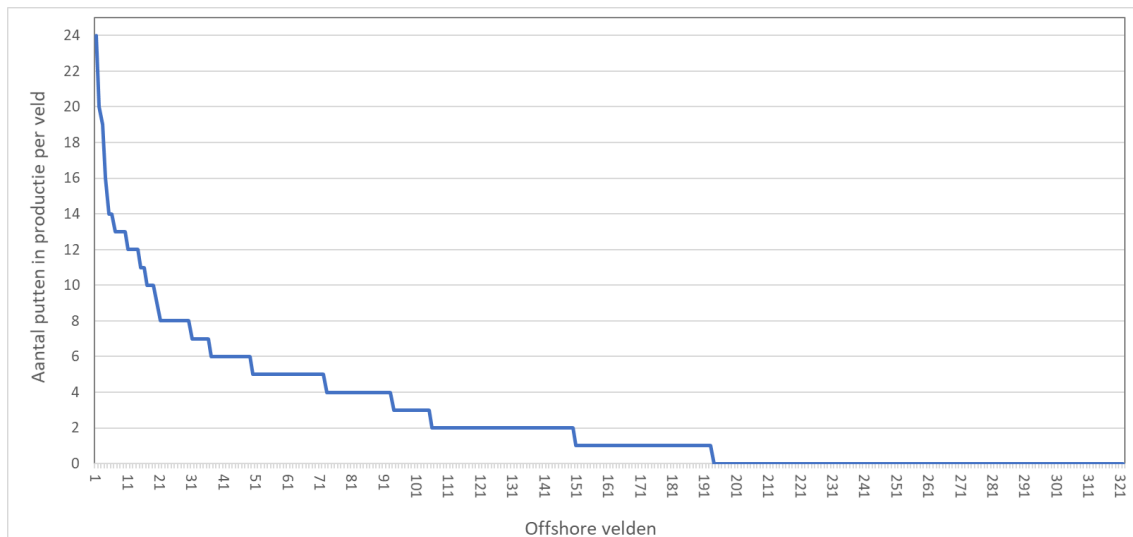


heeft op het aantal veldkandidaten voor langcyclische waterstofopslag, maar er zijn wel een groot aantal putten die onder de minimaal vereiste drempels vallen voor kortcyclische en strategische waterstofopslag. (Zie Appendix A voor verdere uitleg van de afnames van het putdebiet.)

Tabel 4-3: Resultaten van de vergelijking van het debiet bij maximale vulgraden en bij 250 bar. Representatieve vergelijking van 34 offshore velden, werk-/kussenvolumes en plateaudebieten voor elk van de drie opslagtypes. Let op, het aantal velden in deze tabel is lager dan op Tabel 4-2 en het kaartje in Figuur 4-1, omdat niet voor ieder veld genoeg gegevens beschikbaar waren om de debieten in te schatten (zie ook Appendix A).

Type opslag	-	Strategisch	Seizoens-gebonden	Kort cyclisch	Totaal
Plateau debiet (mln Sm ³ /d)	<3	3-5	6-10	>10	
Maximum velddruk = Initiële velddruk (TNO/EBN, 2021)					
Aantal velden (%)	0 (0%)	7 (21%)	11 (32%)	16 (47%)	34
Totaal WV (bcm)	0	8	18	25	51
Velddruk bereik=150-250 bar (Deze studie)					
Aantal velden (%)	11 (32%)	8 (24%)	12 (35%)	3 (9%)	34
Totaal WV (bcm)	15	12	19	5	51

Er zijn mogelijkheden om het totale benodigde debiet per veld te bereiken bijvoorbeeld het vergroten van het veldwerkdrukgebied (150-250 bar) of het boren van een groter aantal putten (zie opnieuw Appendix A voor meer details). Gasvelden met veel producerende putten kunnen dus een voordeel hebben als potentiële kandidaten voor UHS. In het geval dat bestaande putten zouden kunnen worden hergebruikt, varieert het aantal bestaande producerende putten voor de 322 kandidaten (offshore velden) zoals weergegeven in Figuur 4-2. De gasvelden in deze grafiek met nul putten zijn velden die inmiddels verlaten zijn of betreft aardgasvoorkomens die nog niet ontwikkeld zijn. Bij de ontwikkeling van een waterstofopslag zal een gedetailleerde studie van de putintegriteit vereist zijn (zie ook sectie 4.2.3).



Figuur 4-2: Aantal producerende putten per gasveld, voor de 322 gasvelden in de Nederlandse offshore die in dit onderzoek zijn beschouwd, gesorteerd op afnemend aantal putten in elk gasveld. Velden met nul putten zijn geabandonneerd of nog niet in productie.

Technische realiseerbaarheid

Zoals eerder in dit hoofdstuk beschreven, is voor dit rapport alleen op portfolio niveau naar de geschiktheid van de gasvelden voor waterstofopslag gekeken. Om voor individuele velden te bepalen of ze geschikt zijn voor waterstofopslag zullen er meerdere aspecten goed onderzocht moeten worden, zoals bijvoorbeeld de integriteit van de afsluitende laag, de stromingseigenschappen van het reservoir en de fysische, chemische en microbiologische karakterisatie. Om deze aspecten beter te kunnen bepalen lopen er momenteel meerdere wetenschappelijke onderzoeken in nationale en internationale onderzoeksprogramma's, waarvan de resultaten toepasbaar zouden kunnen zijn op zowel onshore als offshore gasvelden. Uiteindelijk zullen de factoren die de geschiktheid van gasvelden bepalen, moeten worden gevalideerd met pilot- en demonstratieprojecten.

Een van de nadelen van waterstofopslag in een gasveld in vergelijking met een zoutcaverne is dat het werkgas in een gasveld kan mengen met het restant aardgas en andere gassen die zijn achtergebleven in het veld. Afhankelijk van de vereiste zuiverheid van de waterstof bij transport en eindverbruik zal mogelijk zuivering van de geproduceerde waterstof nodig zijn.

Systeemintegratie en ruimtelijke inpassing

In Figuur 4-1 is te zien dat juist het in het gebied offshore waar meerdere zoekgebieden voor toekomstige windparken zijn gedefinieerd er veel potentiële opties zijn om waterstof in gasvelden op te slaan. Als die windparken gecombineerd worden met offshore waterstofproductie, dan zou die waterstof mogelijk opgeslagen kunnen worden in de dichtbijgelegen gasvelden.

Momenteel zijn er concrete plannen om een deel van de beschikbare gasvelden onder de Noordzee te gebruiken voor de opslag van CO₂ (CCS). Mogelijk dat een aantal gasvelden die geschikt lijken voor waterstofopslag, gereserveerd worden voor CCS en dus niet beschikbaar zijn voor waterstofopslag. Gezien de grote theoretische opslagcapaciteit en aantal gasvelden lijkt dit geen groot risico. Mogelijk is er ook synergie tussen beide activiteiten door het gebruik van CO₂ als kussengas voor de waterstofopslag.

Conclusies

- De studie toont het grote theoretische opslagpotentieel voor waterstof van de 322 gasvelden in de Nederlandse Noordzee - er is in principe geen gebrek aan opslagruimte. De theoretische totale opslagcapaciteit bedraagt tot wel 194 bcm (552 TWh), waarbij 78 velden (294 TWh) voor kortcyclische of

langcyclische opslag zouden vallen. De overige velden hebben een te klein of te groot werkvolume (170 velden of 258 TWh) of hebben onvoldoende gegevens om het werkvolume te schatten (74 velden).

- Het werkdrukgebied van de transportleidingen (150-250 bar) heeft een sterke impact op het opslagvolume en het putdebiet, aangezien veel velden ver onder hun maximale reservoirdruk van 300-400 bar zouden opereren. Als gevolg hiervan zijn lage putdebieten van 0,5-1 mln Sm³/dag nodig om het volledige werkvolume te kunnen produceren tot een minimale druk van 150 bar. Het is daarom mogelijk dat er meer putten nodig zijn dan eerder werd aangenomen om de volledig verwachte werkvolumes te produceren bij het beoogde debiet (25-75 Sm³/dag per veld) voor de 3 soorten opslagtypen.
- Gezien de beperkte beschikbaarheid van reservoirgegevens voor toekomstige studies is het sterk aan te bevelen om een complete dataset te bouwen voor alle 322 offshore velden (en mogelijk ook voor de 261 onshore gasvelden) met alle reservoir eigenschappen die nodig zijn voor de bepaling van opslagcapaciteit en debiet met gebruik van o.a. analoge en analytische modellen.
- De technische mogelijkheden van het opslaan van pure waterstof in gasvelden moeten nog worden bewezen. Systeemintegratie, ruimtelijke inpassing en synergie met CCS (CO₂ gebruiken als kussengas) lijken potentieel kansrijk, deze moeten verder uitgewerkt.

4.1.2 Zoutcavernes

Net als op land, zijn er ook op zee steenzoutvoorkomens die mogelijk geschikt zijn voor het aanleggen van cavernes voor de opslag van waterstof. Deze paragraaf geeft een samenvatting van de mogelijk geschikte locaties, bijbehorende theoretische opslagcapaciteiten en de technische en ruimtelijke mogelijkheden om cavernes te ontwikkelen.

Uitgangspunten ontwerp zoutcavernes

Er bestaat in de praktijk een grote variatie in vorm en omvang van zoutcavernes. Dit hangt met name af van het zoutvoorkomen zelf (diepte, dikte, samenstelling), de aard van zoutwinning, en de eventuele toepassing die na winning van het zout wordt beoogd. Voor gasopslag (bijv. aardgas, waterstof) is het belangrijk dat cavernes veilig en efficiënt binnen het gevraagde werkdrukgebied kunnen worden ingezet en dat ze hun vorm en volume gedurende hun functie als gasopslag behouden.

Voor deze studie is uitgegaan van een typische gasopslagcaverne zoals gedefinieerd binnen eerdere studies van TNO/EBN (2018, 2021) en LSES²⁶ en die al wordt ingezet voor aardgasopslag in Nederland (cavernes in Zuidwending) en in Duitsland. De belangrijkste ontwerpparameters zijn:

- Een sigaar/cilindervorm met een diameter tot ca. 60 á 70 m, een hoogte tot ca. 200 á 300 m (geometrisch cavernevolume van 600.000 tot ca. 1.000.000 m³) op diepte tussen ca. 1.000 m en 1.500 m
- De onderlinge afstand tussen cavernes bedraagt 210 meter (cavernewand tot cavernewand) en is afgeleid van de algemeen gehanteerde “*Good Salt Mining Practice*”²⁷.

Met dit ontwerp kan een gas-werkvolume worden gerealiseerd van ca. 50 – 90 miljoen m³ bij een werkdrukgebied van ca. 55 -180 bar. Deze waarden kunnen in de praktijk iets afwijken, afhankelijk van het precieze caverne-ontwerp en de gekozen operationele parameters. Voor waterstof komt dit neer op een opslagcapaciteit (op basis van werkvolume) van ca. 135 – 250 GWh. De werkgas-kussengas verhouding is ca. 1:1.

²⁶ LSES Project Findings (2021), <https://www.tno.nl/en/focus-areas/energy-transition/roadmaps/system-transition/towards-a-reliable-affordable-and-fair-energy-system/energy-conversion-and-storage/large-scale-energy-storage/>

²⁷ Good Salt Mining Practice-richtlijnen zorgen ervoor dat de juiste maatregelen op de juiste manier en op het juiste tijdstip gedaan worden. De focus ligt daarbij op een zo efficiënt mogelijke opbrengst en een zo gering mogelijke invloed op de omgeving. Door toepassing van deze richtlijnen voldoet de winning van pekel aan de in de Mijnbouwwet geformuleerde criteria voor doelmatige winning en duurzame ontwikkeling van de zoutwinning industrie. Hiermee wordt een bedrijfsvoering gegarandeerd die, zowel op de korte als de lange termijn, maatschappelijk verantwoord is en waarbij het milieu wordt beschermd (voorzorgsprincipe), zie ook <https://commissiener.nl/projectdocumenten/00007892.pdf>.



In de praktijk kunnen cavernes mogelijk ook ondieper worden aangelegd (bijv. tussen 500 en 1.000 m). Dat betekent wel dat de maximale werkdruk en het werkdrukgebied afnemen, wat resulteert in een afname van de opslagcapaciteit, een lagere productiesnelheid en een relatief groter aandeel kussengas t.o.v. het werkgasvolume. Aanleg van cavernes op grotere diepte (tot ca. 1.800 á 2.000 m) is beperkt mogelijk. Alhoewel dit resulteert in een hoger drukgebied (dus meer volume en productiesnelheid), is er mogelijk ook sprake van een snellere afname van het cavernevolume (convergentie) over de operationele duur van de gasopslag vanwege het meer plastische gedrag van steenzout (zoutkruip) naarmate de diepte toeneemt. Beneden 2.000 m worden in de regel geen opslagcavernes aangelegd vanwege het toenemende plastische gedrag van steenzout.

Geologische haalbaarheid

De Zechstein Groep is binnen Nederland het belangrijkste geologische interval voor aanleg van gasopslagcavernes. Dit geologische interval omvat dikke pakketten homogeen steenzout die over grote delen van de Noordzee en Noord-Nederland (grootweg ten noorden van de lijn Alkmaar – Arnhem) zijn afgezet. Tijdens de geologische geschiedenis is op veel plaatsen het steenzout samengestroomd (halokinese) in zogenaamde zoutkussens en zoutpijlers waardoor lokaal de dikte van het homogene steenzout kan oplopen tot enkele kilometers. Het potentieel voor de aanleg van opslagcavernes is m.n. aanwezig binnen deze structuren. Andere steenzout intervallen dan die van de Zechstein Groep, zoals die in de bovenliggende (jongere) Trias formaties (Röt zout), zijn vanwege beperkte dikte en vaak ondiepere ligging ongeschikt voor aanleg van cavernes waarin onder hoge druk gas wordt opgeslagen.

De kaart in Figuur 4-3 toont locaties op de Noordzee waar zoutkussens en zoutpijlers voorkomen binnen het dieptebereik 1.000 – 1.500 meter, binnen de Zechstein Groep. Hierbij is rekening gehouden met ruimte voor een zoutdak van ca. 200 m boven het niveau waar de cavernes worden aangelegd. Deze geschiktheid is voorwaardelijk met de volgende kanttekeningen:

- Er zijn nauwelijks boorgegevens beschikbaar die voldoende informatie geven over de samenstelling van het steenzout binnen de zoutstructuren op de Noordzee. Dit komt mede doordat deze structuren worden vermeden bij olie/gasboringen en omdat er geen zoutwinning op zee plaatsvindt.
- De structuren zijn afgeleid van informatie uit het Digitaal Geologisch Model Nederland. De schaal van deze modellen (1:250.000) is niet afgestemd op locatie-specifieke evaluaties.

Gezien de bovengenoemde beperkingen m.b.t. beschikbare en gedetailleerde informatie, moeten de schattingen van het aantal cavernes dat potentieel kan worden aangelegd, als indicatief beschouwd worden.

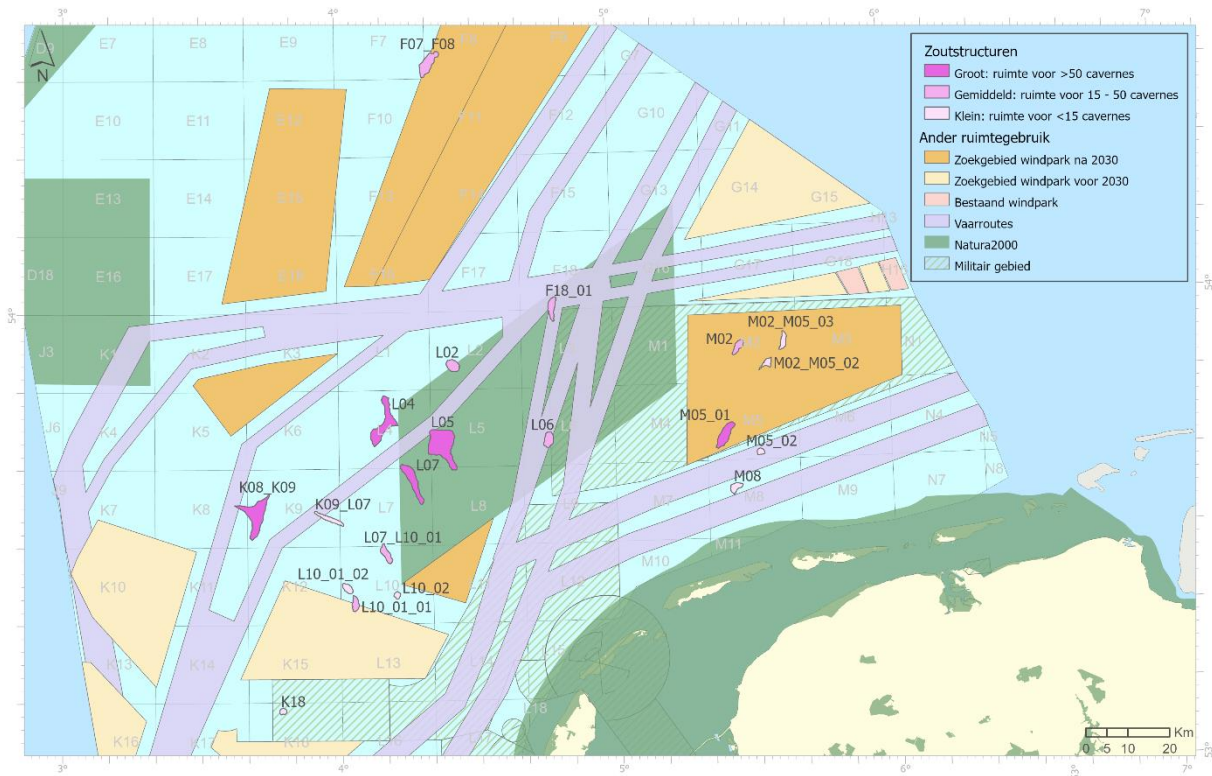
Theoretische opslagcapaciteit

Op basis van de methodiek zoals toegepast in de eerdere technische evaluatie op land, is per geïdentificeerde zoutstructuur het maximum aantal cavernes bepaald dat ruimtelijk zou kunnen worden aangelegd. Net als in de voorgaande evaluatie op land is dit aantal gereduceerd met 50% om tot een conservatievere inschatting te komen die ook rekening houdt met mogelijke beperkingen bij aanleg, bijvoorbeeld vanwege het voorkomen van heterogeniteit in het zoutpakket, onregelmatigheden in de vorm van de zoutstructuur, etc. Deze factoren hoeven geen showstopper te zijn bij de aanleg van de cavernes maar beperken mogelijk wel het maximum aantal cavernes in een structuur. Deze reductie zal per structuur verschillen en betreft hier een indicatieve gemiddelde waarde. .



Tabel 4-4 geeft een overzicht van het aantal cavernes en de geaggregeerde theoretische effectieve opslagcapaciteit per structuur (o.b.v. gaswerkvolumes).

In het overzicht komt een vijftal structuren naar voren die in theorie elk meer dan 50 cavernes zouden kunnen herbergen en tezamen een theoretische opslagcapaciteit van ca. 130 TWh representeren. Nog eens zeven structuren hebben een omvang die ruimte biedt voor meer dan 15 cavernes (totaal ca. 41 TWh). Deze twaalf structuren worden het meest kansrijk geacht voor ontwikkeling van opslagcavernes op zee. Bij elkaar genomen, is dit ruimschoots meer dan de verwachte vraag en het realiseerbare aanbod van 60 nieuwe opslagcavernes tussen 2030 en 2050 (TNO/EBN, 2021). Tenslotte zijn er nog diverse kleine structuren die ruimte hebben voor minder dan 15 cavernes en vanwege hun kleine omvang en onzekerheden bij de bepaling van de structuur als ongunstig worden beschouwd.



Figuur 4-3: Overzicht van mogelijk geschikte zoutstructuren voor opslagcavernes in de Noordzee.

Tabel 4-4: Overzicht van theoretische capaciteit voor aanleg van cavernes in de onderzochte zoutstructuren. * Bij het theoretische aantal cavernes is rekening gehouden met een 50% reductie t.o.v. het maximale aantal dat geometrisch in de structuur past. ** Hierbij is uitgegaan van het werkvolume pure waterstofopslag in een caveerne met een geometrisch volume van 1 miljoen m³.

Naam zoutstructuur	Theoretisch aantal cavernes*	Theoretische opslagcapaciteit**
L05_02	169	42,25
K08_K09_02	118	29,5
L04	114	28,5
L07	69	17,25
M05_01	51	12,75
F07_F08	35	8,75
L02	28	7
L06	26	6,5
L07_L10_01	22	5,5
F18	22	5,5
L10_01_01	16	4
M02	16	4

Technische realiseerbaarheid

Voor de aanleg van cavernes op zee zullen door een operator de volgende stappen moeten worden doorlopen:

- Aantonen van de geschiktheid van een geselecteerde zoutstructuur. Dit zal plaatsvinden op basis van gedetailleerd geologisch onderzoek door de operator, waar nodig onderbouwd met data uit nieuw seismisch onderzoek en één of meerdere proefboringen.
- Op basis van succesvol opsporingsonderzoek en informatie uit proefboringen zal een winningsvergunning en/of opslagvergunning worden aangevraagd en een winningsplan voor de aanleg van de cavernes worden uitgewerkt. Hierin zal moeten worden bepaald hoe de pekkel wordt verwerkt en afgevoerd. Tevens wordt gekeken naar de effecten van winning/aanleg cavernes op de omgeving.
- Na aanleg van de cavernes zal ook het opslagplan worden uitgewerkt waarin wordt vastgelegd hoe de opslagactiviteiten worden uitgevoerd.

Het zetten van de (proef)boringen en het uitloggen van de cavernes zelf zal naar verwachting geen grote technische uitdagingen opleveren. Dit is bewezen technologie. De belangrijkste uitdaging betreft de verwerking van de gewonnen pekkel. Hiervoor zijn enkele opties in beeld:

1. De pekkel wordt direct vanaf het platform afgevoerd naar een verwerkingsstation op land. Daar zal de pekkel worden gezuiverd en verwerkt tot een bruikbaar product/grondstof. Met de geïdentificeerde structuren zal deze leiding minimaal ca. 100 kilometer lang zijn. Technisch gezien is dit mogelijk (zie onder andere de pekelleiding tussen Epe-Duitsland en Solvay in België), maar dit gaat wel gepaard met hoge aanlegkosten.
2. De pekkel wordt op het platform volgens milieurielijnen gezuiverd en vervolgens geloosd in zee. De vraag hierbij is of de zuiveringsinstallatie op het platform past. Het lozen van pekkel in zee is onder huidige wet- en regelgeving niet toegestaan.

Het aanleggen van een volwaardige zoutverwerkingsinstallatie op zee dan wel op een kunstmatig eiland wordt met de huidige inzichten niet als realistisch haalbaar en/of economische rendabel beschouwd. Dergelijke installaties zijn te groot voor een platform en met de aanleg op een kunstmatig eiland zijn zeer hoge aanlegkosten gemoeid. Bovendien worden dergelijke installaties met het oog op een lange productiehORIZON aangelegd. Dit zou betekenen dat er ook sprake is van een gedeeltelijke verplaatsing van zoutwinning naar zee.

Systeemintegratie en ruimtelijke inpassing

Zoals de kaart in Figuur 4-2 laat zien, ligt een deel van de geïdentificeerde zoutstructuren structuren in Natura2000 gebieden. Hier gelden mogelijk beperkingen of aanvullende randvoorwaarden voor het aanleggen van cavernes en het uitvoeren van opslagactiviteiten. De structuren binnen de M-blokken overlappen met zoekgebieden voor wind op zee na 2030. Ook liggen de structuren niet altijd in de buurt van bestaande platforms en/of leidingen. Voor de ontwikkeling en aansluiting zullen waarschijnlijk nieuwe transportleidingen en platforms moeten worden aangelegd.

Conclusies

- Zoutcavernes vormen in het algemeen een technisch bewezen optie voor waterstofopslag.
- Seismische data toont aan dat er ten noorden van de Waddeneilanden een groot aantal zoutstructuren aanwezig is binnen een gunstig diepte- en diktebereik voor aanleg van opslagcavernes. In theorie zou dit ruimte kunnen bieden voor de aanleg van honderden cavernes. De locatie-specifieke geschiktheid moet in alle gevallen nader worden vastgesteld op basis van proefboringen en aanvullend gedetailleerd geologisch onderzoek. Gezien het relatief grote aantal structuren en de omvang van de top vijf grootste structuren, wordt het aannemelijk geacht dat er voldoende potentieel is voor de verwachte vraag naar opslagcavernes tussen 2030 en 2050.
- De opsporing en uitlogging van de cavernes kan plaatsvinden aan de hand van bestaande en bewezen technologieën. De infrastructuur om zoutcavernes op zee te logen moet echter nog wel worden aangelegd. Technisch gezien zou dit in principe mogelijk moeten zijn vanaf een platform of eventueel vanaf een schip. Gewonnen pekkel kan per leiding worden afgevoerd naar land voor verdere verwerking wat gepaard gaat met hoge aanlegkosten van de pekelleiding. Bovendien moet hiervoor zoet water worden aangevoerd via een extra pijpleiding.
- Lozing op zee (zonder verder winningsoogmerk voor zout) is mogelijk een goedkopere optie, maar stelt wel aanvullende eisen aan het platform voor de zuiveringsinstallatie. In dit geval zou eventueel zeewater kunnen worden gebruikt voor het uitloggen (conform de praktijk bij de Etzel opslaglocatie in Duitsland). Wel zijn er uitdagingen m.b.t. wet- en regelgeving om het lozen (binnen toegestane milieunormen) mogelijk te maken. Binnen de huidige Mijnbouwwet is het lozen van pekkel niet toegestaan (valt niet onder “doelmatige winning”).
- Sommige structuren liggen in Natura2000 gebied wat mogelijk leidt tot beperkingen en/of extra aanvullende randvoorwaarden voor opsporing en aanleg van de cavernes alsmede de uitvoering van opslagactiviteiten.

4.2 Infrastructuur

De infrastructuur speelt een centrale rol bij de ontwikkeling van waterstofopslagen. In deze sectie worden de platforms, pijpleidingen, putten en faciliteiten beschreven en eventuele knelpunten benoemd. Als hergebruik van bestaande olie- en gasinfrastructuur mogelijk is, worden de randvoorwaarden beschreven.

4.2.1 Faciliteiten voor compressie en gasbewerking

Onder faciliteiten vallen de belangrijkste componenten voor de compressie en zuivering en evt. droging van de waterstof na productie uit de opslagen. Ondergrondse opslag van waterstof zal onder hoge druk gebeuren, om dit te realiseren is compressie nodig. De druk waaronder waterstof wordt opgeslagen is afhankelijk van het soort opslag. Bij ondergrondse opslag in cavernes wordt het waterstof onder een lagere druk opgeslagen dan bij opslag in gasvelden. Dit heeft impact op het compressorvermogen dat vereist is. De referentie compressor bestaat uit meerdere 15 MW piston compressors met een gewicht van ruim 250 ton.

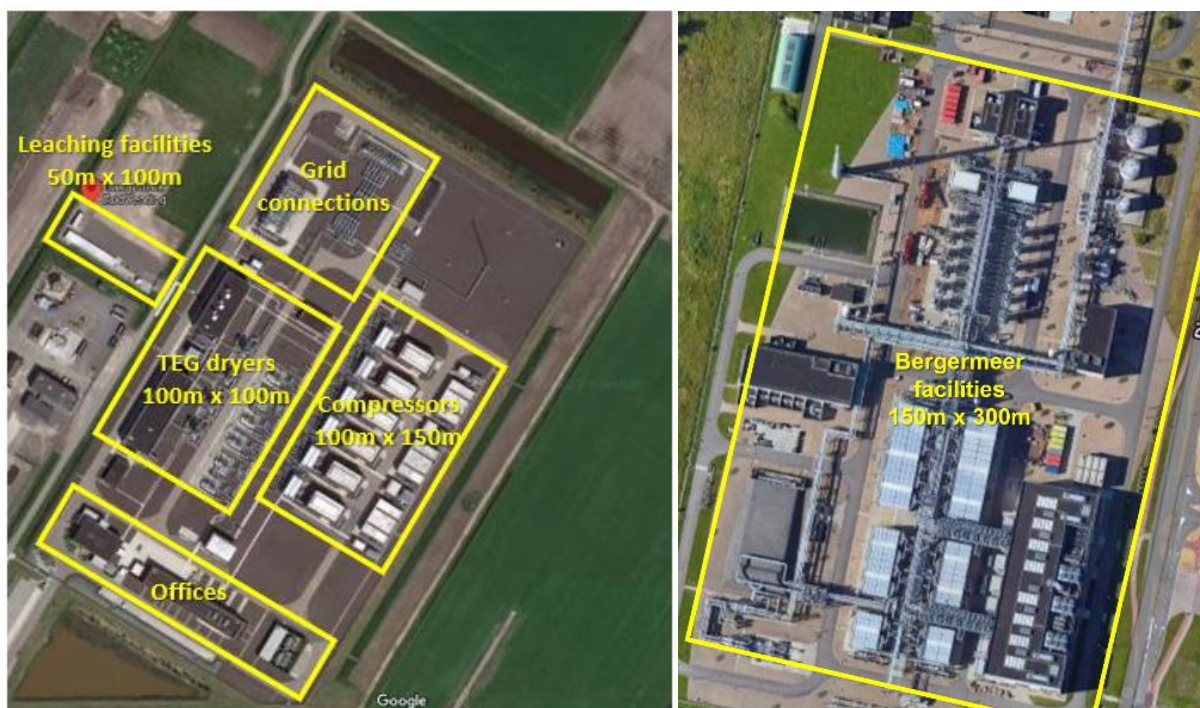
Naast de compressie is er voor zowel opslag in cavernes als opslag in gasvelden ook een zuiveringsstap nodig. In het geval van opslag in cavernes zal er na de productie van waterstof een drogingsstap worden toegepast om



water uit het mengsel te halen. Voor opslag in gasvelden zal er zuivering nodig zijn omdat achtergebleven methaan mee zal worden geproduceerd. Het lijkt onwaarschijnlijk dat de bestaande olie- en gasproductieplatforms in de Noordzee geschikt zijn om alle benodigde faciliteiten op neer te kunnen zetten vanwege het hoge benodigde gewicht en het grote benodigde oppervlak voor faciliteiten, zie Figuur 4-4 voor voorbeelden van ondergrondse aardgasopslagen (UGS). Er bestaan wel uitzonderlijk grote platforms met een hoog draaggewicht en grote oppervlakten; Castor²⁸ gasopslag in Spanje is hier een voorbeeld van maar is voorsnog een uitzondering. Faciliteiten op een platform plaatsen zou waarschijnlijk betekenen dat er nieuwe grote platforms gebouwd moeten worden. Daarnaast kan er nog overwogen worden om een gedeelte van de benodigde faciliteiten op platforms offshore te plaatsen en de rest onshore of op een eiland. Pilots voor injectie- en productietests kunnen mogelijk wel op bestaande platforms worden uitgevoerd omdat hiervoor geen grootschalige infrastructuur voor compressie en gaszuivering nodig zijn.

Met de huidige technologische inzichten, praktische uitdagingen (onderhoud van installaties, permanente bemanning, afstand tot gebruikers, etc.) en het beproefde alternatief om vanaf land te werken, wordt het niet waarschijnlijk geacht dat dergelijke installaties op korte termijn op zee zullen worden ontwikkeld. Daarom gaat deze studie er vanuit dat de faciliteiten op land of op een kunstmatig energie-eiland worden geplaatst.

Figuur 4-4 geeft een overzicht van de bovengrondse faciliteiten van de gasopslagen Zuidwending (cavernes) en Bergermeer (gasveld) en geeft een beeld van de afmetingen van deze gasopslagen en hun verschillende onderdelen.

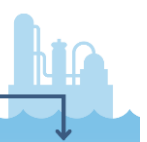


Figuur 4-4: Overzicht faciliteiten aardgasopslag Zuidwending (links) en Bergermeer (rechts).

4.2.2 Platforms voor injectie en productie

Om offshore waterstofopslag te realiseren zal een platform of een subsea installatie nodig zijn om de putten te opereren. Hierbij wordt opgemerkt dat dergelijke platformen en installaties voor een lange periode in bedrijf zullen zijn (typisch enkele tientallen jaren) en dat er regelmatig onderhoud nodig zal zijn voor een goede en veilige

²⁸ <https://rankexplorer.net/2020/06/06/castor-underground-gas-storage-ugs-in-spain-how-to-unlock-a-1-9-billion-investment-already-built-and-boost-the-economy-of-an-entire-nation/>



werking. Ingeschat wordt dat een platform boven een offshore waterstofopslag geschikter is dan een subsea installatie. Dit vanwege het zeer complexe onderhoud aan subsea installaties en de daardoor relatief hoge operatiekosten. Tegenwoordig zijn subsea installaties niet meer de standaard in de Nederlandse olie- en gasindustrie.

In het Nederlandse deel van de Noordzee zijn er op dit moment nog 138 gasplatforms²⁹ aanwezig. De mogelijkheid tot hergebruik van platforms en putten kan kosten verlagen en een relatief snelle ontwikkeling van de opslagen mogelijk maken. Het is daarom aan te raden om de mogelijkheid van hergebruik van platforms goed te onderzoeken. Voor offshore waterstofopslag in cavernes is de kans op mogelijk hergebruik van bestaande platformen kleiner omdat dit impliceert dat de geschikte zoutstructuur precies onder de bestaande platformen ligt of vanaf bestaande platformen met putten bereikbaar is. Voor offshore waterstofopslag in gasvelden is de potentie voor hergebruik aanzienlijk groter. Voor hergebruik van platformen is het verlengen van de levensduur van infrastructuur essentieel. Ondanks het feit dat veel platforms worden ontworpen voor een beperkte levensduur tijdens olie- en gaswinning zijn er verschillende voorbeelden waarin ook na een periode van winning hergebruik wordt toegepast. Om de kans op het verlengen van de levensduur (en dus hergebruik) te vergroten is degelijk onderhoud essentieel. Om te garanderen dat dit gebeurt, is het waardevol om strategisch belangrijke infrastructuur in een vroeg stadium aan te wijzen. Op deze manier kan er tijdens de laatste jaren van de gasproductie bij het onderhoud al rekening worden gehouden met de benodigde langere levensduur. Dit voorkomt dat er door maximale kostenbesparing minimaal benodigd onderhoud wordt toegepast. Een installatie bestaat uit een *jacket* en een *topside*. De kans is aanzienlijk dat de topside volledig vervangen moet worden.

Het is ook mogelijk dat er een overbruggingsperiode tussen het eind van de gasproductie en start van opslagactiviteiten zal zijn. Aangezien het de verwachting is dat voor 2030 zo'n 70%³⁰ van de platforms het eind van zijn economische levensduur bereikt zal hebben, is er een aanzienlijke kans dat hergebruik voor waterstofopslag niet precies zal aansluiten. Hierdoor is een periode van 'mottenballen' waarschijnlijk, waarin installaties een periode tegen relatief lage kosten kunnen worden bewaard. In het geval dat een installatie in de motenballen gezet wordt, is de vraag wie deze kosten op zich neemt. Motenballen van een platform vraagt om een eenmalige investering van 1 – 4 M€³¹ (afhankelijk van de grootte van een platform) en jaarlijkse onderhoudskosten van zo'n 1M€.

4.2.3 Putten

Bij offshore waterstofopslag zijn putten nodig om de opslagen te bereiken. Caverne opslag zal minder diep plaatsvinden dan opslag in gasvelden waardoor er dus minder diepe putten nodig zijn. Bovendien zal hier altijd sprake zijn van de aanleg van nieuwe putten die specifiek geschikt worden gemaakt voor opslagdoeleinden, dit in tegenstelling tot gasvelden waar in de regel oudere putten staan die alleen voor gasproductie zijn aangelegd en mogelijk niet aan huidige standaarden en specificaties voor waterstofopslag voldoen. Het is belangrijk dat putten goed bestand zijn tegen waterstof zodat er geen lekpaden kunnen ontstaan via de putwanden.

Hergebruik van putten heeft een financieel voordeel ten opzichte van het boren van nieuwe putten. Daarnaast is het ombouwen van een bestaande gasproductie put naar een put die bestand is tegen waterstof minder belastend voor het milieu in vergelijking met het boren van een nieuwe put. Voor het geschikt maken van putten voor waterstof zal de tubing vervangen moeten worden. Daarnaast moeten de overige bestaande putten in het reservoir die niet gebruikt worden op een goede manier afgesloten worden zodat deze tijdens de operaties geen lekpad voor waterstof naar de oppervlakte vormen, dit moet altijd geverifieerd worden bij de ontwikkeling van de opslag. Deze risico's zullen (net als bij CO₂ opslag) per locatie/gasveld moeten worden onderzocht. Bij oudere

²⁹ <https://www.nexstep.nl/wp-content/uploads/2021/07/Nexstep-fact-sheet-2021.pdf>

³⁰ <https://www.nexstep.nl/wp-content/uploads/2021/07/Nexstep-fact-sheet-2021.pdf>

³¹ <https://www.ebn.nl/wp-content/uploads/2018/07/Studie-Transport-en-opslag-van-CO2-in-Nederland-EBN-en-Gasunie.pdf>



putten is informatie over hoe de afwerking bij buitengebruikstelling heeft plaatsgevonden mogelijk niet altijd makkelijk voorhanden³² wat dan een complicerende factor zal zijn bij het inschatten van de risico's.

4.2.4 Transportleidingen

Voor het transport vanaf onshore locaties naar de offshore waterstofopslag en retour wordt van transport door pijpleidingen uitgegaan. Transport van waterstof met schepen rechtstreeks naar de offshore opslag lijkt voornamelijk onwaarschijnlijk vanwege gelimiteerde aanlandingsmogelijkheden. In de scenario's met kunstmatige energie-eilanden gaan we uit van (additioneel) transport door pijpleidingen vanaf de waterstofproductielocatie via het eiland (waar compressie plaatsvindt) naar de waterstofopslag. Omdat ervan uit wordt gegaan dat de compressor onshore of op het energie-eiland staat, is er een groot drukverschil aanwezig tussen productie de opslag uit en injectie de opslag in. Om er zeker van te zijn dat dit technisch haalbaar is wordt ervan uit gegaan dat er twee verschillende pijpleidingen voor productie (lagere druk) en injectie (hogere druk) worden aangelegd om te veel drukvariaties te voorkomen.

Een duidelijk verschil tussen opslag in cavernes en opslag in gasvelden is het verschil in zuiverheid van de waterstof vanwege de menging die plaatsvindt bij opslag in gasvelden. Bij de productie van waterstof uit de gasvelden zullen mogelijk onzuiverheden meegeproduceerd worden, die vervolgens bovengronds van het waterstof moeten worden gescheiden. Aangezien we ervan uitgaan dat deze faciliteiten op land staan, zal het ongezuiverde gas eerst getransporteerd moeten worden door de pijpleidingen. Het is dus belangrijk dat de productieleiding ook geschikt wordt gemaakt voor de onzuiverheden die in het waterstofmengsel (kunnen) zitten. Daarnaast dient er de mogelijkheid te zijn om de pijpleiding doormiddel van 'pigging' schoon te maken, d.w.z. het schoonmaken van een ondergrondse pijpleiding met een flexibele reinigingsprop, dit is een standaardpraktijk in de olie-/gasindustrie om vaste bestanddelen uit de pijpleiding te kunnen verwijderen voor een optimale vloeistofstroom.

Het zou waardevol zijn om te onderzoeken of offshore gastransportleidingen hergebruikt kunnen worden voor waterstof transport. Vanwege het relatief grote drukverschil tussen de injectie en productie pijpleiding zou met name de mogelijkheid van hergebruik van bestaande pijpleidingen als productieleidingen (om waterstof vanuit de opslag te produceren) relevant zijn om te onderzoeken. Ook voor de overgangperiode van aardgas naar waterstof is hergebruik van pijpleidingen interessant omdat het de mogelijkheid zou geven waterstof steeds meer bij te mengen ('blending') naarmate er offshore meer waterstof wordt geproduceerd. Blending heeft wel impact op het product dat de eindgebruiker ontvangt. Het 'geblende' waterstof zal daarom (afhankelijk van het eindgebruik) gezuiverd moeten worden in de genoemde faciliteiten. Hergebruik van pijpleidingen heeft ook het voordeel dat het makkelijker is om ruimtelijk in te passen dan de aanleg en aanlanding van nieuwe pijpleidingen. Enerzijds vanwege het steeds grotere aantal functies op de Noordzee en anderzijds het steeds grotere aantal aanwezige pijpleidingen en kabels in de Noordzee.

³² in 1964 is de eerste regelgeving ingevoerd over hoe buitengebruikstelling van putten moet plaatsvinden, voor ontwikkeling van offshoreputten is vanaf 1971 rapportage verplicht middels een werkprogramma en status diagram. In 2002 zijn onshore en offshore regelgeving samengevoegd.

4.3 Andere Noordzee gebruiksfuncties

4.3.1 Inleiding

De Noordzee is een extreem drukke zee met een veelvoud aan gebruikers en gebruiksfuncties zoals scheepvaart, visserij, windenergie, olie- en gaswinning, zandwinning, defensie, en recreatie. Om het gebruik in goede banen te leiden is na overleg met de belanghebbenden³³ het Programma Noordzee 2022-2027 opgesteld. Hiermee stelt het Rijk de kaders voor ruimtelijk gebruik van de Noordzee in relatie tot de toestand van het mariene ecosysteem. Die kaderstelling is uitgewerkt in een beschrijving van het huidige gebruik, de actuele en te verwachten ontwikkelingen en de daarmee samenhangende toekomstvisie (de Nationale omgevingsvisie – NOVI). In het navolgende deel wordt aangegeven welke mogelijkheden en belemmeringen er zijn vanuit interferentie met (verwacht of gereserveerd) ruimtegebruik door andere functies. Een deel van de teksten in dit hoofdstuk zijn direct afkomstig uit het Programma Noordzee 2022-2027³⁴. Appendix B bevat een kaart op A3 formaat met de in dit hoofdstuk genoemde Noordzee gebruiksfuncties en de zoutstructuren en gasvelden (incl. de bestaande aardgasopslagen op land) die als mogelijke kandidaat voor ondergrondse waterstofopslag gezien kunnen worden. Dit geeft een ruimtelijke indruk van waar mogelijk interferentie kan optreden tussen verschillende activiteiten en gebruiksfuncties zoals ondergrondse waterstofopslag.

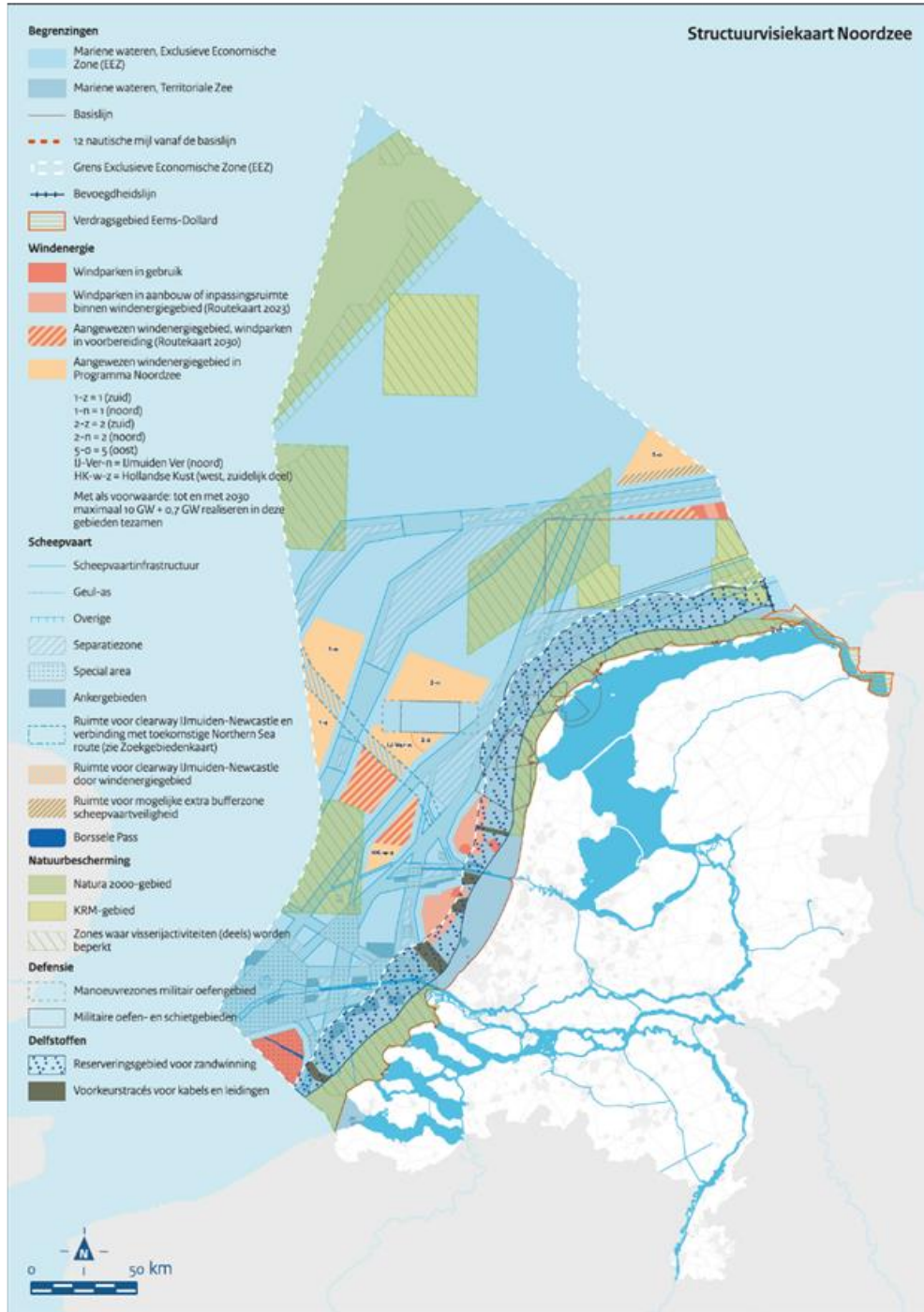
4.3.2 Structuurvisie

De Structuurvisiekaart in Figuur 4-5 laat de huidige situatie zien, evenals de geplande activiteiten en daarmee samenhangende reserveringen t/m 2030. Het Programma Noordzee vult de ruimtelijke planning van windenergie op zee voor de periode 2022-2027 in, met een doorkijk naar de lange termijn in 2050. De gebieden die volgens de vastgestelde Routekaart windenergie op zee 2030 zijn gepland, zijn opgenomen in de zoekgebiedenkaart (Kaart in Figuur 4-6). Deze kaart geeft ook de huidige en geplande scheepvaartinfrastructuur weer. Hierbij is rekening gehouden met de verwachte groei van de scheepvaart (in aantal en omvang) en het toenemende gebruik van de polaire route naar Azië hetgeen zich uit in reserveringen voor routes in het noordelijk deel van het Nederlands deel van de Noordzee.

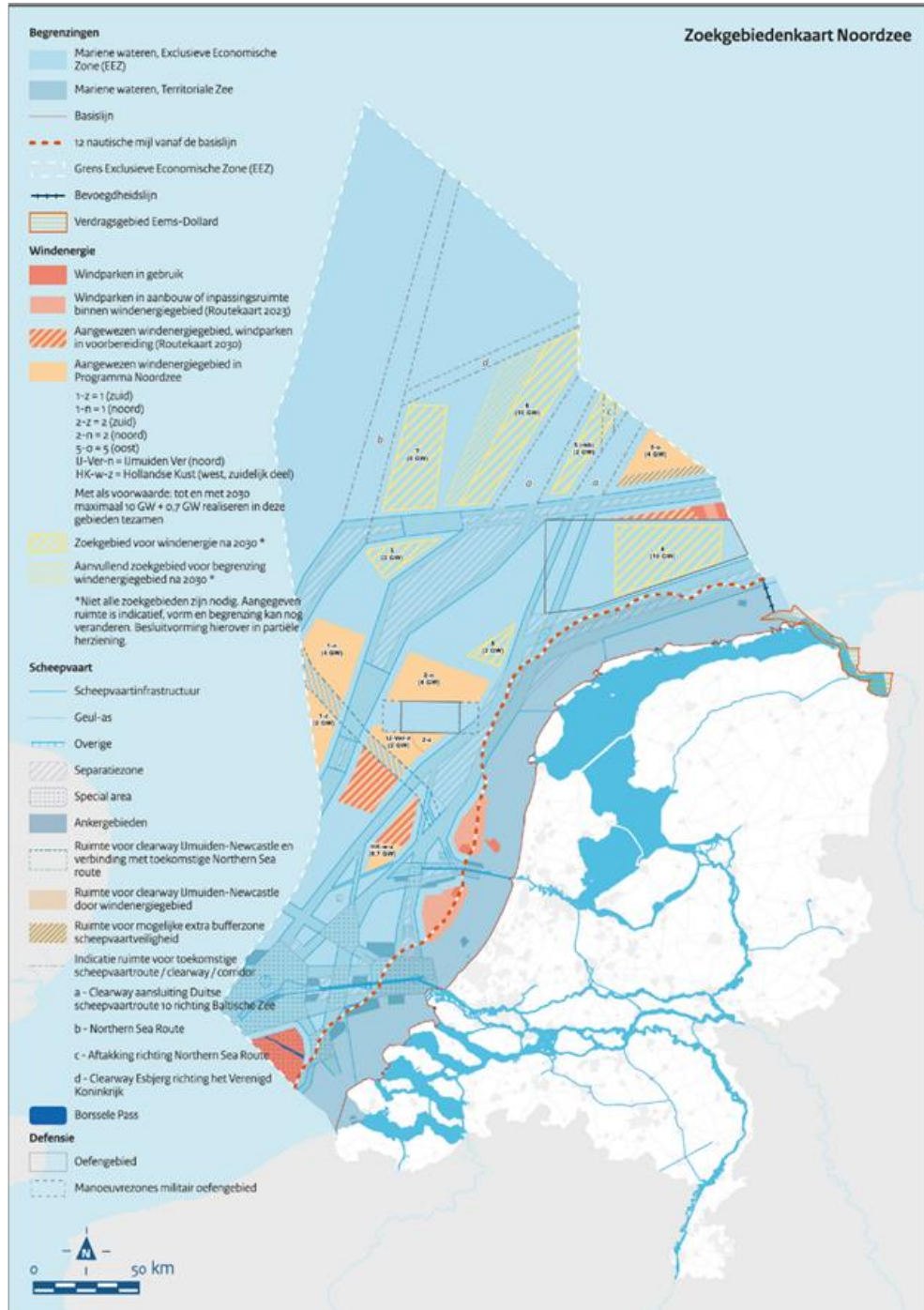
³³ Akkoord voor de Noordzee -

<https://vistikhetmaar.nl/app/uploads/2022/01/Het-Akkoord-voor-de-Noordzee.pdf>

³⁴ <https://www.noordzeeloket.nl/publish/pages/198522/programma-noordzee-2022-2027-web-toegankelijk.pdf>



Figuur 4-5: Structuurvisiekaart (uit Programma Noordzee 2022-2027).



Figuur 4-6: Zoekgebiedenkaart Nederland (uit Programma Noordzee 2022-2027).

De Nationale Omgevingsvisie (NOVI) spreekt van drie transities die in de komende periode moeten plaatsvinden. Dit betreft de transities op het gebied van natuur, voedsel en energie. Zij moeten niet alleen een onderlinge samenhang hebben, maar ook zijn afgestemd met ander gebruik zoals zeescheepvaart, zandwinning, defensie en recreatie. In het programma Noordzee 2022 – 2027 wordt een eerste stap naar integrale oplossingen gepresenteerd die gericht zijn op maatschappelijke baten op de lange termijn.

Naast de verduurzaming van het ecosysteem en de transitie van de visserij voorziet de nota voor de energietransitie een forse uitbreiding van het aantal windparken op de Noordzee en de daarmee verbonden activiteiten zoals de opslag en het transport van energie op zee en van zee naar land.

Het programma Noordzee geeft aan dat de technologische dynamiek rondom windenergie op zee nu en in de toekomst vraagt om een adaptieve planning, bijvoorbeeld voor de inzet van waterstof, de aanleg van kunstmatige eilanden in zee en de ontwikkeling van alternatieve manieren van mariene energiewinning, zoals getijde-energie. De winning van fossiele brandstoffen wordt geleidelijk uitgefaseerd.

4.3.3 Energie

4.3.3.1 Elektrolyse

Elektrolyse op land kan efficiënt worden toegepast voor het oplossen van regionale beperkingen in aansluit- en transportcapaciteit voor elektriciteit. Deze oplossing kan ook synergievoordelen met zich meebrengen in de vorm van warmtelevering. Op land kunnen er echter beperkingen zijn in de beschikbare ruimte voor de noodzakelijke kabelcorridors, duindoorstekingen (aangezien het grootste deel van onze elektriciteit middels wind op zee wordt gegenereerd) en inpassing van elektrolyse-installaties bij industriële clusters.

Bij elektrolyse op zee wordt (een deel van de) elektriciteit van windparken omgezet in waterstof. Dat vindt plaats op een kunstmatig eiland, op een platform, of in de windmolen zelf. Ook voor de noodzakelijke waterstoftransportleidingen naar de kust moet rekening gehouden worden met eventuele ruimtelijke beperkingen. Het hergebruik van al aanwezige gasinfrastructuur op zee (platforms en leidingen) biedt mogelijk een oplossing voor het transport en de opslag van waterstof.

4.3.3.2 Kunstmatige Energie-eilanden

Kunstmatige eilanden ('energy hubs') kunnen met name voor de toekomstige energie-infrastructureur op zee een essentieel onderdeel zijn voor stroomconversie, inter-connectie, energieopslag, waterstofproductie of assemblage en onderhoud van windturbines. Deze hubs worden genoemd als langere termijn optie en binnen Europees verband zijn hier afspraken over gemaakt in de Esbjerg Verklaring³⁵, maar er zijn in Nederland nog geen concrete plannen voor. Het Rijk heeft aangegeven dat zij bij eventuele ontwikkeling in Nederland een regierol wil spelen. Het kabinet heeft, onder leiding van de minister van Infrastructuur en Waterstaat, richtinggevende uitspraken over kunstmatige eilanden in zee geformuleerd (zie hoofdstuk 10.6 van het Ontwerp Programma Noordzee 2022-2027). Dit betekent o.m. het opstellen van de juridische context. Als in 2030 een kunstmatig eiland nodig wordt geacht zal nu al moeten worden begonnen met de voorbereidende onderzoeken om tijdig tot een projectbesluit te komen.

Het Rijk zal de locatie van een eventueel energie-eiland bepalen. Locaties die nu zijn uitgesloten voor installaties zoals clearways en ankergebieden, zijn ook uitgesloten voor een kunstmatig eiland in zee.

Ondertussen is er een internationale organisatie opgericht die mogelijkheden voor dit soort eilanden onderzoekt en coördineert: North Sea Wind Power Hub (NSWPH). Zij streeft naar een internationaal gecoördineerde uitrol van het net op zee met modulaire wind-waterstof power hubs (energie-eilanden) in plaats van individuele nationale aansluitingen van windparken op zee. Diverse marktpartijen hebben aangegeven belangstelling en ideeën te hebben voor dergelijke kunstmatige eilanden.

4.3.3.3 Ondergrondse opslag

In deze studie wordt voor ondergrondse opslag van waterstof gekeken naar gasvelden en (nieuw aan te leggen) cavernes. Vergelijking van de geografische spreiding van de kort- en langcyclische opslagkandidaten (gasvelden) offshore (Figuur 4-1) met de (toekomstige) windparkgebieden (Figuur 4-5)Figuur 4-6 laat zien dat een aantal

³⁵ <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2022/05/18/nederland-en-noordzee-buurlanden-gaan-voor-150-gigawatt-productie-windenergie-op-zee-in-2050>

kandidaten in of in de nabijheid van de (toekomstige) windparken liggen. Een zelfde vergelijking van Figuur 4-3 met Figuur 4-5 laat zien dat een aantal van de geïdentificeerde zoutvoorkomens in Natura2000 of windpark(zoek)gebieden ligt.

Gasvelden (die door productie deels gedepleteerd zijn) komen in principe in aanmerking voor zowel CO₂- als waterstofopslag met dien verstande dat grote velden eerder voor CO₂-opslag in aanmerking zouden komen en kleine velden voor H₂-opslag. Afhankelijk van verschillende (gesteente-)eigenschappen zullen ze beter geschikt zijn voor de ene of de andere toepassing, voornamelijk is hiervoor geen prioritering op veldniveau vastgesteld, zie ook hoofdstuk 3.1 voor verdere uitwerking. Het vooruitzicht is dat veel van de gasvelden rond 2030 gedepleteerd zijn en dan succesvoller in aanmerking zouden kunnen komen voor opslag. Dit lijkt goed aan te sluiten bij de start en vervolgens vergroting van de activiteiten op dat gebied. Figuur 4-1 laat alle gasvelden zien, voor de hand liggend is dat de keuze zal worden gemaakt tussen velden met de juiste eigenschappen die gunstig gelegen zijn tussen de bron (windparken) en de eindbestemming (aanlandingspunt).

4.3.4 Randvoorwaarden voor activiteiten

Het Rijk stelt kaders zodat het gebruik van de ruimte op de Noordzee zich efficiënt, veilig en duurzaam kan ontwikkelen. Meervoudig ruimtegebruik is daarbij een belangrijk uitgangspunt. Dit biedt voor alle vormen van gebruik van de Noordzee evenwichtige kansen. Het afwegingskader is het mechanisme dat de Rijksoverheid toepast ter beoordeling van de toelaatbaarheid van activiteiten op zee. Activiteiten van nationaal belang krijgen voorrang (scheepvaart, olie- en gaswinning, CO₂-opslag, opwekking van duurzame (wind)energie, zandwinning en -suppletie en defensie) waarbij meervoudig ruimte gebruik wordt bevorderd. Waterstofopslag wordt hierbij niet expliciet genoemd.

Scheepvaart

In het internationaal vastgestelde routestelsel op de Noordzee (met onder andere verkeersscheidingsstelsels, diepwaterroutes, ankergebieden, precautionary areas en clearways) gaat de onbelemmerde en veilige doorvaart van commerciële scheepvaart vóór ieder ander gebruik, zoals visserij, recreatie en de aanleg van gebieden voor hernieuwbare energie. Olie- en gasplatforms of andere permanente bouwwerken zijn in de officiële routestelsels niet toegestaan. Mijnbouwinstallaties en andere permanente individuele bouwwerken worden uit veiligheidsoverwegingen binnen scheepvaartroutes en binnen een zone van 500 meter aan weerszijden van deze scheepvaartroutes niet toegestaan.

De veilige afstand is een bufferzone tussen de scheepvaartroutes voor handelsvaart en grootschalige offshore initiatieven zoals windparken. De breedte van de bufferzone is afhankelijk van het maatgevende schip in de route en dient, behalve als veilige uitwijkruimte voor deze schepen, ook als vaargebied voor niet-routegebonden verkeer (zeilvaart, visserij, offshore werkschepen).

Andere mijnbouwactiviteiten (CCS, gas- of oliewinning)

Binnen een veiligheidszone van 500 meter rond een platform met een installatie voor CO₂-opslag of voor gas- of oliewinning is scheepvaart of ander gebruik niet toegestaan. In principe dienen nieuwe leidingen voorkeurstracés te gebruiken bij doorsnijding van de zandwinzone.

Opwekking windenergie

In het Nederlandse deel van de Noordzee zijn een aantal gebieden in gebruik als of gereserveerd voor windparken, zie Figuur 4-6. Het uitgangspunt is meervoudig ruimtegebruik, waarbij verschillende activiteiten naast elkaar kunnen plaatsvinden, d.w.z. het combineren van windparken met aqua- en maricultuur en/of de ontwikkeling van mijnbouw- of opslagactiviteiten in windpark(zoek)gebieden. Dit vraagt om vroegtijdig overleg wanneer deze activiteiten in ruimte en tijd in elkaars buurt komen. De eigenschappen van een mijnbouw- of opslaginstallatie, de ligging en vorm van een windpark en de mogelijkheden tot meervoudig ruimtegebruik zullen per locatie verschillen. Daarom moet per locatie en/of installatie de mogelijke interactie tussen mijnbouw- en/of



opslagactiviteiten enerzijds en het betreffende windpark anderzijds, en de gevolgen daarvan voor onder andere de (helikopter)bereikbaarheid onderzocht worden. Dit vraagt om maatwerkoplossingen en afstemming tussen betrokken partijen. Procedures hiervoor staan beschreven in het Ontwerp Programma Noordzee³⁴.

Defensiegebieden

Het is uitgesloten dat in militaire oefengebieden vaste objecten zoals mijnbouwplatforms of windturbines worden geplaatst. De kans op schade is te groot en het militaire gebruik van deze gebieden wordt door de aanwezigheid van vaste objecten beperkt.

Visserij

Bij visserij wordt voor de toelaatbaarheid van een economische activiteit een afwijkende vaste procedure gevolgd. Hierbij wegen mee: de ruimtelijke aspecten, veiligheid en de gevolgen voor ecologie en milieu. Dit kan leiden tot eventueel aan een vergunning te verbinden voorschriften en beperkingen.

4.3.5 Wet- en Regelgeving

4.3.5.1 Inleiding

Het kabinet geeft binnen de Europese en internationale kaders (Kaderrichtlijn Water, de Kaderrichtlijn Mariene Strategie, de Vogelrichtlijn, de Habitatrichtlijn en het Verdrag van Malta) prioriteit aan activiteiten die van nationaal belang zijn voor Nederland: scheepvaart, olie- en gaswinning, CO₂-opslag, opwekking van duurzame (wind)energie, zandwinning en -suppletie en defensie. Meervoudig ruimtegebruik wordt zoveel mogelijk bevorderd.

Voor de opslag van waterstof in gasvelden en cavernes is de mijnbouwwet leidend. Gasopslag vereist een opslagvergunning en een opslagplan. In Nederland zijn op het vaste land al verschillende gasopslagen in bedrijf; in gasvelden (Alkmaar, Bergermeer, Grijskerk en Norg) en in enkele cavernes (Zuidwending en Heiligerlee). Het betreft hier de opslag van aardgas, behalve in de caveerne van Heiligerlee waar stikstof wordt opgeslagen. Er bestaan momenteel geen opslagfaciliteiten onder de Noordzee.

Opslag in gasvelden op land en op zee is in beginsel vergelijkbaar, het belangrijkste verschil is dat het op zee vanaf/onder een mijnbouwinstallatie (platform) gebeurt en op land vanaf/onder een mijnbouwlocatie (geasfalteerd terrein). Hierdoor is men op zee gebonden aan een relatief beperkt oppervlak, minder makkelijke toegang en meestal zwaardere omstandigheden (zoutwater en weersomstandigheden). Wat betreft opslag in cavernes geldt dat er op zee op dit moment geen cavernes bestaan. Op land zijn de cavernes die nu voor gasopslag worden gebruikt aangelegd door de zoutindustrie met als doel het gewonnen zout te verkopen. De aanleg van zoutcavernes op zee voor de winning van zout wordt op dit moment niet overwogen. In deze haalbaarheidsstudie nemen we scenario's mee waarin cavernes worden aangelegd op zee, zonder of met transport van de pekkel naar land (voor evt. vermarkting van het gewonnen zout). Ook als de aanleg van de caveerne geen delfstofwinning als doel heeft, ressorteert dit ook onder de mijnbouwwet. Als het zout, dat bij de aanleg wordt geproduceerd, niet bedoeld is voor de handel, zal het worden beschouwd als afval en zal lozing overwogen worden. Binnen de huidige Mijnbouwwet is het lozen van pekkel (lees: zout) niet toegestaan (valt niet onder "doelmatige winning"). Voor een dergelijke activiteit zal een MER dienen te worden opgesteld. In verschillende landen zijn hier al voorbeelden van (zie kaders verderop in het hoofdstuk). Lozing van pekkel is daarbij onder voorwaarden (maximum concentratie van stoffen en debiet) toegestaan. In Duitsland vindt lozing plaats op de Waddenzee.

De nieuwe Omgevingswet zal naar verwachting ook implicaties hebben voor onshore ondergrondse waterstofopslag in vergelijking met offshore ondergrondse waterstofopslag, met meer restricties en uitgebreidere procedures.



4.3.5.2 Mijnbouwwet

De mijnbouwwet ziet op de opslag van stoffen waaronder waterstof. In die zin is er geen verschil met de huidige aardgas- en stikstofopslagfaciliteiten op land. De mijnbouwwet maakt daarbij ook geen wezenlijk onderscheid in vergunningen op land of op zee. Beiden moeten ook voldoen aan de daar geldende maatregelen voor de ruimtelijke ordening en milieuwetgeving (voor zee geldt daarbij het Londen Protocol - Verdrag over de voorkoming van verontreiniging van de zee ten gevolge van het storten van afval en andere stoffen (Trb. 1998, 134 en Trb. 2000, 27)).

Op de lozing van een pekeloplossing vanaf een mijnbouwinstallatie is Mijnbouwbesluit art 81 lid 1 van toepassing. Op basis van lid 3 kunnen daarover regels worden gesteld. Die zijn er momenteel nog niet voor pekellozingen. Het is aan de ministeries van EZK en I&W om die te formuleren. Daarnaast is het logisch dat in de voor een dergelijk project noodzakelijke MER ook zal moeten worden onderzocht of de pekkel niet alsnog nuttig gebruikt kan worden. Bijvoorbeeld per boot of pijpleiding naar de wal transporteren om te verwerken tot zout of chloor, zie ook als voorbeeld de reeds bestaande pekelleiding van 270 km van Epe (Duitsland) naar België.

4.3.5.3 Noordzee

Het bevoegd gezag beoordeelt per vergunningaanvraag of de ruimteclaim van de initiatiefnemer reëel is óf dat een efficiëntere ruimtelijke inpassing mogelijk is aan de hand van hieronder uitgewerkte aspecten. Binnen de 12-mijlszone worden geen vanaf de laagwaterlijn zichtbare permanente werken (bouwwerken die zes maanden of langer op hun plaats staan) toegestaan. Uitzonderingen daarop zijn permanente werken behorend bij activiteiten van nationaal belang. Deze kunnen worden toegestaan in de 12-mijlszone, wanneer er geen redelijke alternatieve locaties zijn en er geen significante effecten optreden op de bescherming van de kust. Schade aan de vrije horizon, recreatie en visserij dient dan zo beperkt mogelijk te zijn. Hergebruik van bestaande permanente mijnbouwwerken voor opslag is mogelijk.

Opslag op zee heeft als groot verschil met opslag op land dat er geen omwonenden zijn. Het aantal belanghebbenden is daarmee veel lager. Risico's bij de aanleg, exploitatie en uiteindelijk het ontmantelen van een opslag zijn daardoor naar verwachting aanzienlijk kleiner dan op land. Mede daardoor zijn de vergunningverleningsprocedures ook minder uitgebreid omdat een aantal partijen (met name decentrale overheden en bewoners) niet betrokken is.

In Appendix D volgen drie voorbeelden van opslagprojecten die, om verschillende redenen, als voorbeeld kunnen dienen voor ondergrondse waterstofopslag op zee. De focus hier is op de aspecten van Wet- en Regelgeving die in dit hoofdstuk behandeld worden.



5 Doorrekening kosten opslagconcepten

5.1 Inleiding

In deze studie wordt de haalbaarheid van offshore waterstofopslag geanalyseerd, en vergeleken met onshore waterstofopslag, voor zowel zoutcavernes als gasvelden. In Nederland is al decennia ervaring met het opereren van aardgasopslagen onshore, in gasvelden (Grijpskerk, Norg, Bergermeer, Alkmaar) en in cavernes (Zuidwending). In Zuidwending loopt ten tijde van het schrijven van dit rapport ook een pilotproject van HyStock³⁶ voor de ontwikkeling van ondergrondse waterstofopslag in een zoutcaverne.

Voor deze studie zijn er drie typen opslagbehoefte geïdentificeerd en gedefinieerd die gebaseerd zijn op de resultaten van TNO/EBN, 2021³⁷: kortcyclische opslag, seizoensopslag, en strategische opslag. Voor ieder type opslagbehoefte is een opslagvolume gedefinieerd en een te behalen minimale productiesnelheid. Ieder van deze opslagtypen wordt in de volgende paragraaf kort toegelicht. Vervolgens worden voorbeelden van de opslagtypen doorgerekend voor zowel opslag in zoutcavernes als in gasvelden. Tot slot wordt voor de varianten de expliciete vergelijking gemaakt tussen onshore en offshore opslag.

5.2 Beschrijving varianten

Een toekomstige waterstofopslag zal met een specifiek doel worden ontworpen; van het bieden van flexibiliteit tot het op langere termijn zeker stellen van reserves. De drie gedefinieerde opslagtypen worden hieronder kort toegelicht:

1. Kortcyclische opslag

De kortcyclische opslag is in staat om in een korte periode grote hoeveelheden waterstof op te slaan en te produceren. Hiermee kunnen korte-termijn fluctuaties in vraag naar waterstof worden opgevangen. Daarnaast kan er kortdurig worden opgeslagen in geval van tijdelijk hoger aanbod (bijvoorbeeld omdat er meer zonne-energie is in de zomer). De stroomsnelheid van en naar de opslagen is hoog.

2. Seizoensopslag

Seizoensopslagen zijn relevant om seizoensfluctuaties in de beschikbaarheid van en behoefte aan waterstof op te vangen. Tijdens periodes met hoger aanbod dan vraag, zoals bij hoge binnenlandse productie en/of veel import ten opzichte van de vraag zal de opslag gevuld worden. Bij de omgekeerde situatie, laag aanbod en hoge vraag, zoals tijdens periodes met lage binnenlandse productie en/of weinig import ten opzichte van de vraag zal er juist waterstof uit de opslagen worden gehaald.

3. Strategische opslag

Strategische opslagen zijn bedoeld om de voorzieningszekerheid te waarborgen tijdens onverwachte, langdurige omstandigheden. Voorbeelden hiervan zijn lange periodes van lage productie of verminderde mogelijkheden tot import, bijvoorbeeld vanwege geopolitieke omstandigheden of internationale marktdynamiek. Over het algemeen zal de strategische opslag pas worden ingezet als de kortcyclische en seizoensopslagen dit tekort niet meer tijdelijk kunnen opvangen. Productiesnelheden van strategische opslagen zijn naar verwachting relatief laag, waarbij gasvelden de laagste snelheid zullen hebben.

³⁶ <https://www.hystock.nl/>

³⁷ TNO/EBN, 2021: Ondergrondse Energieopslag in Nederland 2030-2050; Technische evaluatie van vraag en aanbod <https://kennisbank.ebn.nl/wp-content/uploads/2021/10/Ondergrondse-energieopslag-in-Nederland-2030-%E2%80%93-2050-%E2%80%93-Technische-evaluatie-van-vraag-en-aanbod.pdf>



Met gegevens van TNO/EBN, 2021³⁵ zijn voor de drie opslagtypen de gewenste opslagcapaciteit en productiesnelheden bepaald. De opslagcapaciteit varieert tussen de 1 en 5 bcm waterstof en het aantal benodigde opslagen zal voor caverneopslag en gasveldopslag verschillen. In Tabel 5-1 worden voor de verschillende volume varianten de belangrijkste parameters weergegeven, zowel voor opslag in cavernes als voor opslag in gasvelden. Dit zal tevens als input gebruikt worden in de kostenberekeningen.

Tabel 5-1: De belangrijkste parameters voor de verschillende opslagtypen, zowel voor opslag in cavernes als in gasvelden, deze zijn als input gebruikt in de kostenberekeningen.

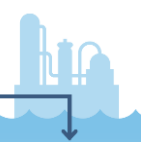
	Zoutcaverne			Gasveld		
	Kortcyclisch	Seizoen	Strategisch	Kortcyclisch	Seizoen	Strategisch
Benodigde H2 opslagcapaciteit (TWh)	4	15	12	4	15	12
H2 werkgas volume (bcm)	1	5	4	1	5	4
H2 kussengas volume (bcm)	1	5	4	3	10	8
Totale volume H2 (bcm)	2	10	8	4	15	12
Benodigde productie snelheid (mln Sm ³ /d)	230	100	50	230	100	50
Productie snelheid (mln Sm ³ /d/put)	8	8	8	10	8	4
Injectie snelheid (mln Sm ³ /d/put)	4	4	3	5	4	2
Productieperiode (dagen)	5	50	80	5	50	80
Injectieperiode (dagen)	10	100	160	10	100	120
Aantal putten	30	60	54	24	16	14
Aantal platforms	6	10	9	4	3	2
Aantal 15MW compressors	8	6	7	10	7	5
Zuiverings methode	Dehydration	Dehydration	Dehydration	Purification	Purification	Purification

5.3 Doorrekening kosten opslagenvarianten

5.3.1 Aanpak

De kosten voor de aanleg van waterstofopslagen bestaan uit een aantal componenten die nodig zijn in meerdere varianten. Een belangrijke component is bijvoorbeeld het kussengas dat zal moeten worden geïnjecteerd om de opslagen op voldoende druk te brengen. Daarnaast moeten er putten worden geboord en zullen er faciliteiten moeten worden ingericht om de waterstof te verwerken (op druk brengen, zuiveren, drogen, etc.). De hoeveelheid en grootte van deze componenten hangt af van de gekozen variant. Zo zal er voor de ontwikkeling van een strategische opslag relatief veel kussengas nodig zijn omdat het om een groter opslagvolume gaat. Daarnaast zijn er componenten die afhangen van het technisch concept dat gekozen wordt. Zo is er bijvoorbeeld een pekelleiding nodig bij de aanleg van zoutcavernes (voor het logen van de caverne en afvoer van het pekkel), voor gasvelden is dat niet het geval.

Voor de verschillende varianten (kortcyclisch, seizoensopslag en strategische opslag) en technische concepten (zoutcaverne of gasveld, onshore of offshore of eiland), zoals te zien in Figuur 3-1 hebben we op basis van aannames een indicatieve kostenberekening gemaakt. Het is hierbij van belang op te merken dat, bij gebrek aan informatie over de specifiek voor waterstof benodigde technologie (zoals bijv. zuivering) analogen zijn gebruikt in de vorm van bestaande technologie zoals die bijvoorbeeld gebruikt wordt bij aardgasopslag. De kosten zijn daarbij gebaseerd zijn op recente benchmark studies. De invloed van inflatie of mogelijke besparingen door technologische vooruitgang is dus niet meegenomen in deze studie. De kosten van de verschillende componenten staan weergegeven in Tabel 5-1. Hieruit valt op te maken dat er nog een grote onzekerheidsmarge in de getallen zit.



Daarnaast is potentieel hergebruik van bestaande putten, platformen en pijpleidingen, dat met name relevant is voor offshore gasvelden, niet meegenomen in onderstaande grafieken. Dit rapport toont de indicatieve kosten voor de aanleg van opslagsystemen (CAPEX). De kosten van het exploiteren (OPEX) zijn niet meegenomen. Voor een verdiepende studie of een doorrekening van een concrete locatie zouden deze kosten en de mogelijkheden voor hergebruik wel in beschouwing moeten worden genomen. Voor olie- en gasprojecten is het gebruikelijk een bedrag te reserveren dat aan het einde van de levensduur van de projecten wordt gebruikt om de installaties te verwijderen (ABEX), ook deze kostencomponent is niet meegenomen. Daarnaast zou de inkomstenkant (verkoop van het zout) kunnen worden meegenomen, deze is nu niet in beschouwing genomen.

Tabel 5-2 Indicatieve kosten van de verschillende componenten.

	Eenheid	Low	Mid	High	Bron
Algemeen					
Kosten waterstof	€/kg	2,2	2,7	3,5	CE Delft, 2022
Onshore					
Put zoutcaverne (nieuw)	M€	4	6	8	Nobian, 2022
Put gasveld (nieuw)	M€	5	9	17	EBN, 2022
Land	€/m ²	4	7	10	Kadaster, 2021
Pijpleiding	K€/km	30	50	70	TNO, 2022
Offshore					
Put zoutcaverne (nieuw)	M€	8	12	16	Nobian, 2022*
Put gasveld (nieuw)	M€	10	25	50	EBN, 2022
Satelliet platform (nieuw)	M€	15	25	35	EBN, 2022
Eiland	€/ m ²	1800	3000	4200	NSE3, 2019
Pijpleiding	M€/km	1,1	1,4	1,8	TNO, 2022
Faciliteiten					
Piston compressor (15 MW)	M€	24	50	120	TNO, 2022
Dehydration unit (75 mln Sm ³ /d)	M€	11	26	32	TNO, 2022
Dehydration unit (50 mln Sm ³ /d)	M€	8	16	24	TNO, 2022
Purification unit (75 mln Sm ³ /d)	M€	114	190	266	TNO, 2022
Purification unit (50 mln Sm ³ /d)	M€	86	143	200	TNO, 2022
Purification unit (25 mln Sm ³ /d)	M€	55	91	127	TNO, 2022
Zoutafvoer caverne					
Pekelleiding + waterleiding	M€	1,2	2	2,8	Nobian, 2022*
Zoutfabriek	M€	60	100	140	Nobian, 2022

* Indicatief: gebaseerd op onshore kosten, met factor 2 vanwege offshore.

De kostenindicaties zijn voornamelijk op basis van interne studies en historische kosten van EBN en TNO samengesteld. Daarnaast zijn kosten zoals land³⁸ en een eiland³⁹ bepaald op basis van externe bronnen.

³⁸ <https://www.kadaster.nl/-/kwartaalbericht-agrarische-grondmarkt-2021-1e-kwartaal>

³⁹ https://north-sea-energy.eu/static/0856dd12a36d1f321aaf757706bd5913/8a.-FINAL-NSE3_D3.8-Final-report-on-the-techno-economic-environmental-and-legal-assessment-of-offshore-energy-islands.pdf

De grafieken in dit hoofdstuk zijn gebaseerd op een Mid-case. In Appendix C zijn ook een Low en High case te vinden, die resp. ongeveer 40% lager en hoger zijn qua kosten per component, met als uitzondering de kosten voor putten. Deze kosten zijn zeer afhankelijk van de diepte van de put (gemiddeld 3 – 5 km), waardoor de kostenrange voor putten voor gasvelden een stuk hoger ligt. Daarnaast is de grootste onzekerheid de prijs voor waterstof, wat van invloed is op de kosten voor het kussengas. De indicatieve kosten zijn gebaseerd op een gemiddelde prijs per kg waterstof in 2030 die uit een overzicht van verschillende studies⁴⁰ naar voren zijn gekomen.

Kussengas

Als we uitgaan van waterstof als kussengas, wordt dit een significante factor in de kosten van de aanleg van een opslag. Voor gasvelden is een andere verhouding tussen werkgas en kussengas, waardoor het een grotere factor is dan bij zoutcavernes. Het kussengas moet voor gebruik van de opslag geïnjecteerd worden en moet in de opslag blijven tijdens de gehele levensduur van de opslag om de minimale werkdruk te waarborgen. Aan het einde van de levensduur van de opslag kan het gas wel weer geproduceerd en vermarkt worden (zogenoeten 'blow-down'), maar de waarde hiervan is onzeker en ver in de toekomst.

5.3.2 Uitleg kostenberekeningen

Voor de kostenberekening is een lijst aannames opgesteld, te vinden in Appendix C. Tussen de concepten voor onshore, offshore en eiland zijn een aantal relevante verschillen:

Onshore

- Voor de aanleg cavernes is aangenomen dat er een zoutfabriek nodig is. Er wordt vanuit gegaan dat deze direct naast de opslag ligt waardoor er geen kosten voor de pijpleidingen zijn.
- Voor zowel cavernes als gasvelden is er vanuit gegaan dat de opslag naast de backbone zit waardoor er geen pijpleidingen voor transport nodig zijn.
- Zowel de faciliteiten, als de putten staan op hetzelfde terrein bij elkaar.

Offshore

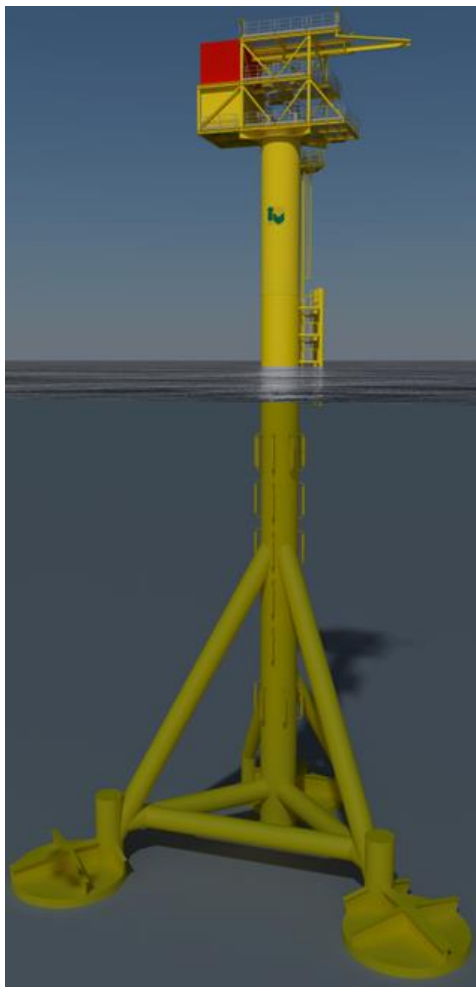
- Voor transport naar de opslagen toe en vanaf de opslagen zijn er twee verschillende pijpleidingen nodig.
- De kosten voor land/platform bestaan uit land voor onshore faciliteiten en uit offshore platforms voor de putten.
- Voor offshore opslag met faciliteiten op land is voor transport (directe verbinding offshore opslag met land) uitgegaan van een opslag op 200 km van de kust. Er wordt in geval van offshore opslag vanuit gegaan dat er gebruik wordt gemaakt van een simpel satelliet platform zoals afgebeeld in Figuur 5-1.
- Deze satelliet platforms kunnen rond de 6 putten faciliteren. Voor het aantal putten waar we in de scenario's vanuit gaan, zouden er dus meerdere van deze platforms nodig zijn.

Eiland

- Het is onwaarschijnlijk dat een eiland puur en alleen wordt aangelegd voor waterstofopslag faciliteiten. Er wordt dus vanuit gegaan dat dit een energie-eiland is waar ook andere activiteiten plaatsvinden.
- Voor deze optie zijn alleen pijpleidingen meegenomen van en naar de opslagen vanaf het eiland, waarbij we uitgaan van een afstand van 50 km. Er is vanuit gegaan dat transport van het eiland naar de onshore backbone zal worden gecombineerd met productie van waterstof op dit eiland waardoor synergievoordelen ontstaan. Daarom zijn alleen de pijpleidingkosten tussen eiland en opslag meegenomen.

⁴⁰ https://www.energie-nederland.nl/app/uploads/2022/03/CE_Delft_210426_50_percent_green_hydrogen_for_Dutch_industry_Def.pdf

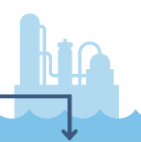
- De kosten voor land/platform bestaan uit land voor faciliteiten op een eiland en uit offshore platforms voor de putten.



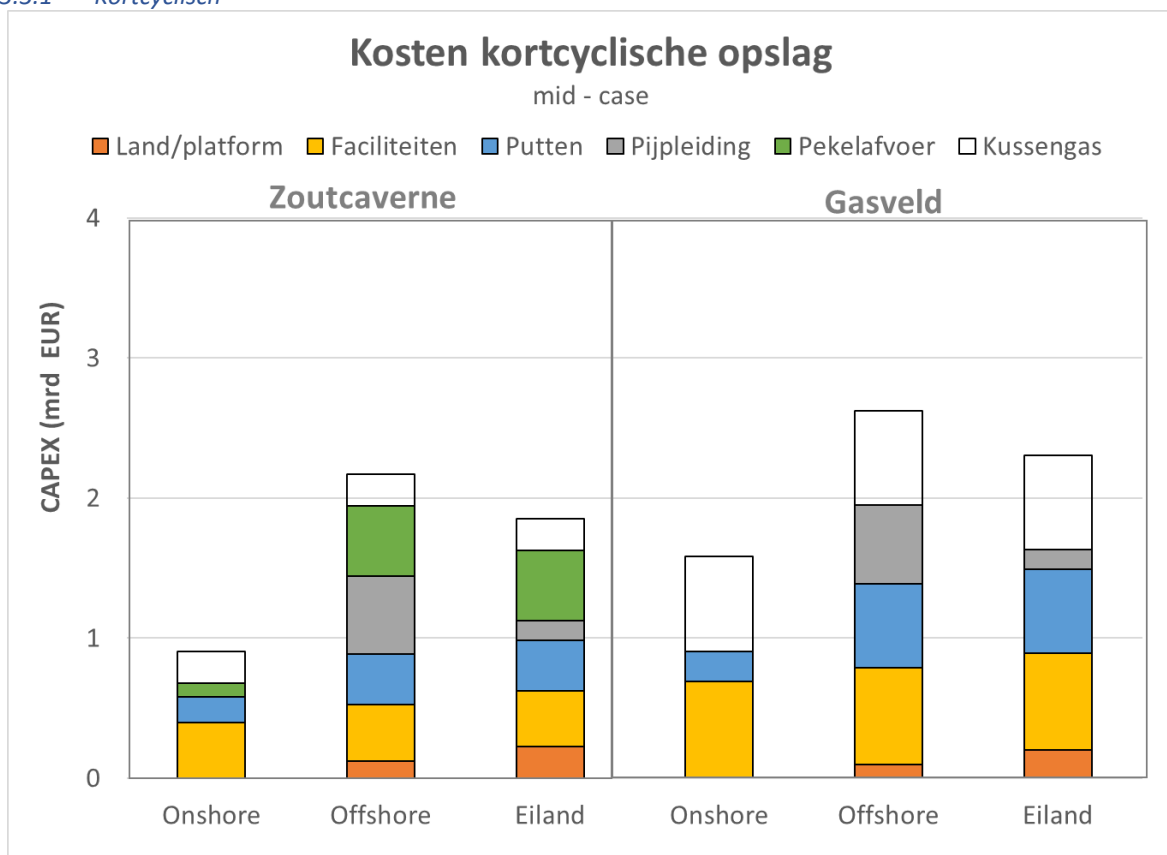
Figuur 5-1 Weergave van het referentie satelliet platform waar in tabel 5-2 naar verwezen wordt (afb. eigendom EBN).

5.3.3 Resultaten

In onderstaande grafieken worden de resultaten binnen de varianten gepresenteerd. Daarna wordt de vergelijking tussen onshore en offshore concepten gemaakt. Het gaat hierbij over de kosten voor de totale variant, niet per zoutcaverne of gasveld. Voor zoutcavernes geldt dat er één put per caverne nodig is, waardoor het aantal putten in Tabel 5-1 overeenkomt met het aantal cavernes. Dit is anders voor opslag in gasvelden, waarbij het aantal benodigde putten afhankelijk is van het volume dat beschikbaar is per gasveld. Combinaties van opslag in gasveld en zoutcaverne binnen een bepaalde variant zijn niet meegenomen in de vergelijking.



5.3.3.1 Kortcyclisch



Figuur 5-2 Ingeschatte CAPEX investering voor kortcyclische opslag (mid-case).

In Figuur 5-2 is een overzicht te zien van de mid-case voor kortcyclische opslag.

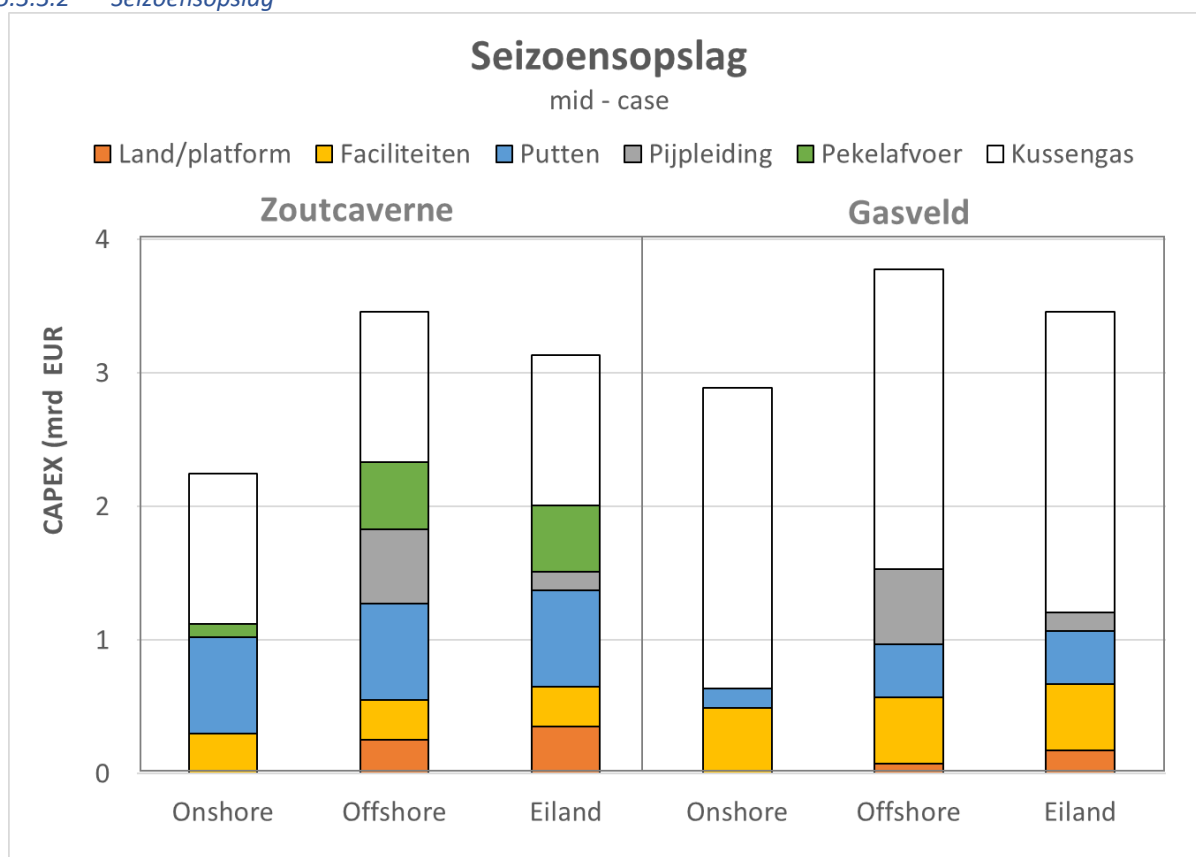
Voor dit type opslag zijn relatief kleine volumes nodig, waardoor de kosten voor kussengas een beperkt onderdeel van de totale kosten zijn. Dit geldt voor zowel opslag in zoutcavernes als in gasvelden en voor zowel onshore als offshore. Het valt op dat de opslag in gasvelden duurder is doordat er weliswaar minder, maar wel duurder putten geboord moeten worden (het deel *putten* in Figuur 5-2). Daarnaast is er vanwege de relatief grote kussengas / werkgas ratio voor gasvelden meer kussengas nodig dan bij opslag in cavernes.

Als de opslag offshore wordt aangelegd, verdubbelen de kosten vanwege de kosten voor de transportpijpleidingen: van land naar de opslag (injectie) en van de opslag (productie) naar land (*pijpleiding* in Figuur 5-2). In geval van een caverne is de afvoer van pekela via een pekelleiding en zoutwaterleiding bij de aanleg een aanzienlijke kostenpost (*pekelaafvoer*). Mocht de pekela geloosd kunnen worden, dan kunnen de kosten voor opslag in cavernes 15 – 30% lager uitvallen, mede afhankelijk van de kosten voor de zuiveringsstap die dan waarschijnlijk nodig zal zijn voor lozing van het pekela op zee.

Net als bij opslag in cavernes liggen de kosten voor offshore waterstofopslag in gasvelden hoger in vergelijking met de onshore variant. Ook is er tussen cavernes en gasvelden een verschil te zien in kosten van faciliteiten, dit komt met name omdat waterstof uit cavernes alleen gedroogd hoeft te worden terwijl waterstof uit gasvelden ook nog gezuiverd moet worden. Een ander verschil is de kosten van land/platform, de kosten zijn onshore lager dan offshore. Offshore wordt er rekening gehouden met faciliteiten op land/eiland en een platform voor boven de opslag. De hoogste land/platform kosten liggen bij een eiland waarin de faciliteiten op een eiland geplaatst dienen te worden en de grondoppervlakte van een eiland hoger ligt dan de onshore grondoppervlakteprijs.

Mocht hergebruik van infrastructuur mogelijk zijn, dan zouden deze kosten nog omlaag kunnen. Er kunnen dan bijvoorbeeld kosten bespaard worden bij hergebruik van het platform en de putten. Een aanzienlijke kostenbesparing zou geleverd kunnen worden door het hergebruik van pijpleidingen. De hoogte van de kostenbesparing is afhankelijk van de bestaande infrastructuur en de kwaliteit ervan. Een andere optie zou zijn om de opslag minder ver offshore te ontwikkelen. Voor kortcyclische waterstofopslag is opslag op land, zoals bij Zuidwending, veruit de meest kostenefficiënte oplossing om aan te leggen, andere oplossingen zijn minimaal tweemaal zo duur.

5.3.3.2 Seizoensopslag



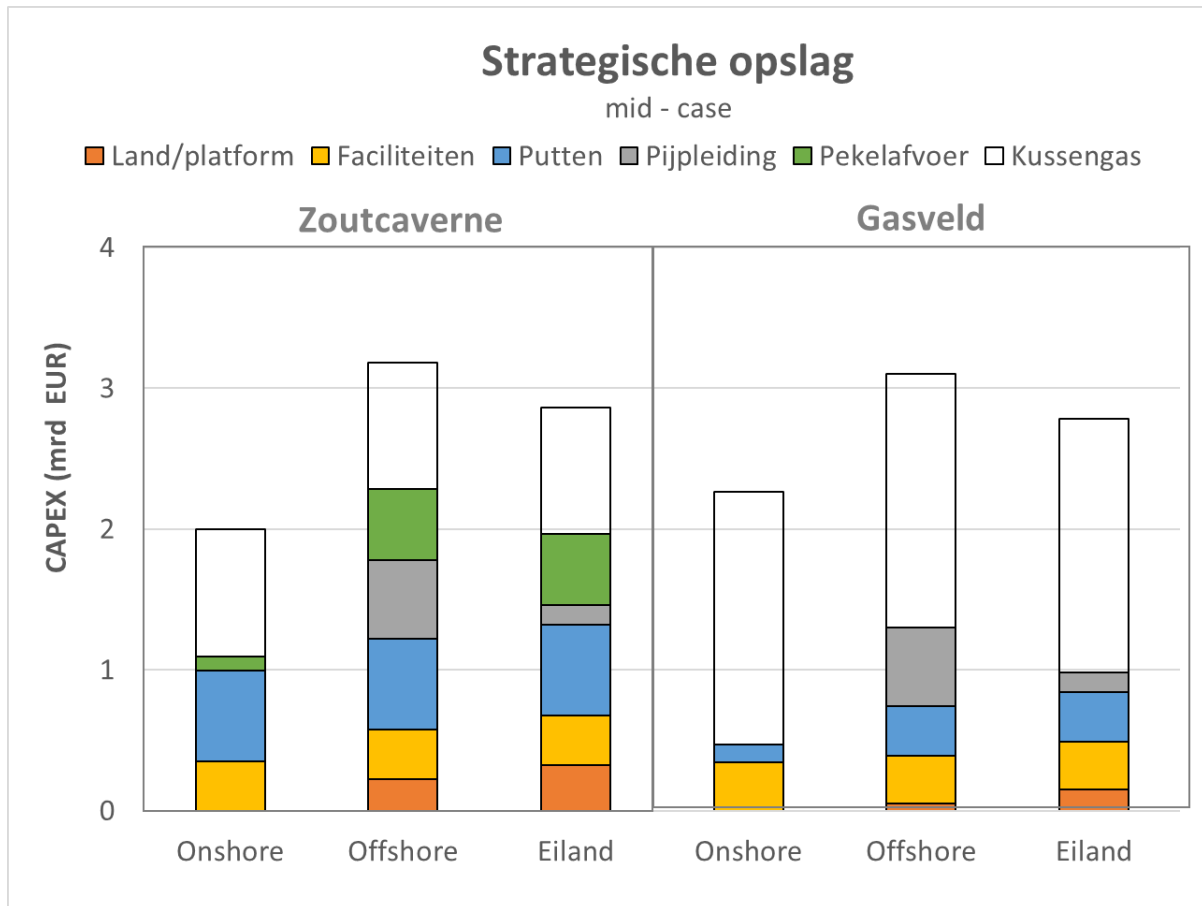
Figuur 5-3 Ingeschatte CAPEX-investering voor seizoensopslag (mid - case).

In Figuur 5-3 is dezelfde vergelijking gemaakt voor seizoensopslag. Te zien is dat de kosten voor kussengas (totale kosten waterstof in Figuur 5-3) veel hoger zijn dan in Figuur 5-2. Dit komt omdat de volumes voor seizoensopslag van waterstof hoger zijn dan voor kortcyclische opslag. Uit Tabel 5-2 is af te lezen dat de verhouding tussen werkgas en kussengas voor seizoensopslag (2:1) weliswaar gunstiger is dan die van kortcyclische opslag (3:1), maar dit wordt tenietgedaan door de grote volumes die nodig zijn voor seizoensopslag. Dit vertaalt zich met name in de kosten voor waterstofopslag in gasvelden, waar in verhouding grotere volumes kussengas nodig zijn dan voor waterstofopslag in cavernes. Qua infrastructuur is seizoensopslag in gasvelden de meest kostenefficiënte optie, zowel onshore (een kwart goedkoper) als offshore (een derde goedkoper). Dit komt met name door de kosten voor het grote aantal cavernes (en dus ook putten) dat nodig is. Zoals ook te zien in Figuur 5-3 zijn de totale kosten van een seizoensopslag vergelijkbaar voor zoutcavernes en gasvelden, maar kunnen gasvelden snel aantrekkelijker worden als de kosten van kussengas omlaag gaan.

5.3.3.3 Strategische opslag

Tot slot geeft Figuur 5-4 het overzicht weer van de kosten voor strategische opslag.

Voor strategische opslag is wederom een hoger volume aan kussengas nodig, waardoor er een vertekend beeld ontstaat tussen de opslag in cavernes en gasvelden. Hierdoor liggen de totale kosten van waterstofopslag in zoutcavernes en gasvelden inclusief het kussengas op een vergelijkbaar niveau. Voor cavernes is minder kussengas nodig maar om voldoende volume te kunnen creëren moeten veel meer cavernes aangelegd worden. Daarnaast vormen voor offshore opslag in cavernes de benodigde pekelleidingen een grote kostenpost. Voor strategische opslag is dan ook opslag in gasvelden offshore aantrekkelijker dan offshore opslag in zoutcavernes. Met een daling van kosten voor kussengas zal ditzelfde voor de onshore optie gelden.



Figuur 5-4 Ingeschatte CAPEX investering voor strategische opslag (mid - case).

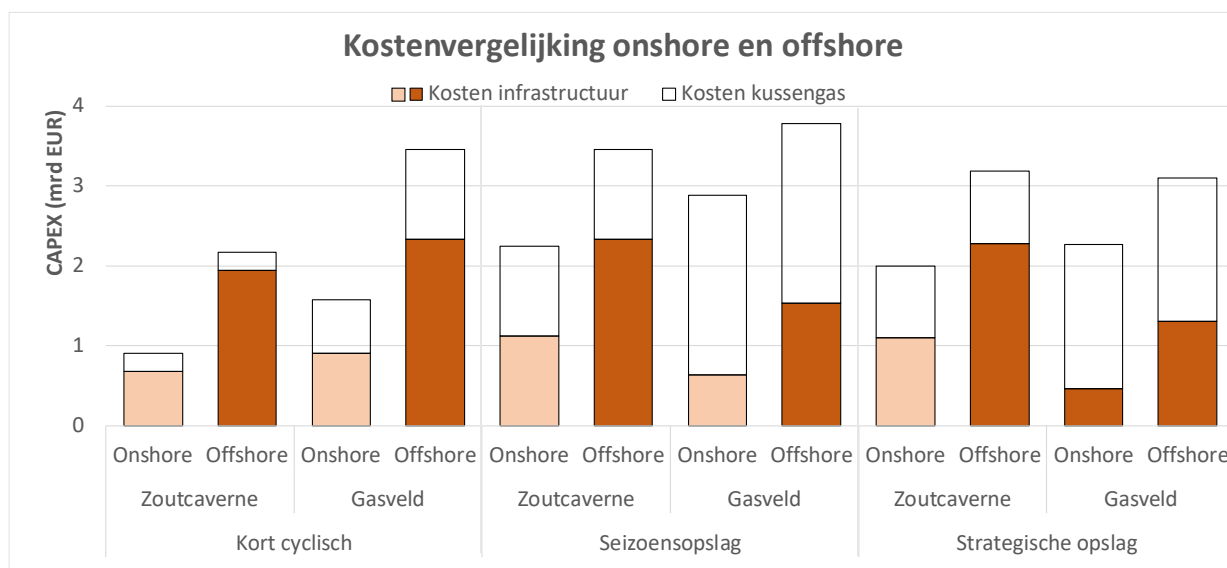
Conclusies

Tabel 5-3 geeft de, economisch gezien, meest voor de hand liggende concepten weer, zoals hiervoor beschreven, op basis van de totale kosten.

Tabel 5-3: Economisch aantrekkelijkste opties per opslagtype.

Type	Aantrekkelijkste economische optie	Opmerking
Kortcyclische opslag	Onshore zoutcavernes	Andere oplossingen >2x duurder
Seizoensopslag	Onshore zoutcavernes	Bij daling kosten kussengas snel omslagpunt richting gasvelden bereikt
Strategische opslag	Gasvelden en zoutcavernes vergelijkbaar	Bij daling kosten kussengas snel omslagpunt richting gasvelden bereikt

In Figuur 5-5 zijn de investeringskosten van de verschillende opslagtypen in zoutcavernes en gasvelden onshore en offshore met elkaar vergeleken. Te concluderen valt dat in het algemeen de CAPEX kosten voor de aanleg van vergelijkbare concepten offshore duurder zijn dan onshore. Als we alleen naar infrastructuur kijken, en de kosten van kussengas (die niet verschillen voor onshore en offshore) buiten beschouwing laten, gaat het gemiddeld om een verdubbeling van de investering - 1.5 tot 2.5 keer zo hoog.



Figuur 5-5: Totale CAPEX kosten overzicht doorgerekend voor alle scenario's (mid-case).

Daarnaast hangt de keuze vanuit economisch perspectief voor opslag in cavernes of gasvelden af van het beoogde gebruik:

- Voor kortcyclische opslag zijn zoutcavernes op land veruit de meest kosten-efficiënte optie.
- Voor seizoensopslag is de keuze minder duidelijk en hangt dit voornamelijk van de kosten van het kussengas af; als deze gaan dalen wordt opslag in gasvelden de meer voordelige optie. Met de huidige aannames voor kussengas is opslag in cavernes gunstiger qua ontwikkelkosten.
- Ook voor strategische opslag vormt kussengas de grootste kostenpost van opslag in gasvelden, waardoor zoutcavernes momenteel gunstiger lijken. Een uitzondering is offshore opslag, waar gasvelden voordeliger zijn in vergelijking met zoutcavernes.

Om de aantrekkelijkheid van offshore opslagen te vergroten, kan gekeken worden naar mogelijkheden voor het verlagen van kosten. Een gedeelte van de kosten van offshore installaties kan worden verlaagd door de opslag ofwel dichterbij de kust, ofwel op een bestaand offshore eiland met pijpleiding, aan te leggen. Daarnaast kan met hergebruik op de kosten voor gasopslag worden bespaard (zie hoofdstuk 4), met name hergebruik van putten en pijpleidingen kan een significante besparing realiseren., hergebruik van platforms wordt minder aannemelijk geacht (zie hoofdstukken 3 en 4) Voor opslag in zoutcavernes kan gekeken worden of de aanleg van de pekelleiding mede gefinancierd kan worden uit de verkoop van zout dat uit de pekelleiding gewonnen kan worden.

Tot slot zijn de kosten van kussengas zoals genoemd een punt van aandacht. Met name bij de grotere opslagen kunnen de kosten voor kussengas het merendeel van de investeringskosten vormen, terwijl het kussengas pas na het einde van de operaties weer gewonnen kan worden om dan inkomsten te genereren. De vraag is of er marktpartijen zijn die dit risico kunnen en/of willen nemen.

Een verlaging van de prijs van waterstof zou gunstig zijn, zeker voor opslag in gasvelden, waar relatief grote hoeveelheden kussengas nodig zijn ten opzichte van opslag in cavernes. Tegelijkertijd zal dit aan de inkomstenkant dan wel een negatieve invloed hebben omdat de waarde van opslag dan ook minder is. De keuze voor andere soorten kussengas zou ook kostenverlagend kunnen werken. Als bijvoorbeeld het gebruik van CO² als kussengas technisch haalbaar is, en de markt bereid blijft kosten te maken voor ondergrondse opslag van CO₂, ontstaat er een synergievoordeel en kunnen de kosten voor kussengas significant omlaag.



6 Stakeholder interviews

6.1 Introductie en Aanpak

Om de visie op offshore waterstofopslag en de opslagconcepten uit deze studie te toetsen aan het perspectief van externe stakeholders, is er met verschillende partijen gesproken. Het doel van deze interviews was om zoveel mogelijk inzichten op het gebied van offshore waterstofopslag te verzamelen en mee te nemen in de studie. Alle geïnterviewde stakeholders hebben ingestemd met de samenvatting zoals hieronder geschreven.

Er is een inventarisatie gemaakt van relevante stakeholders binnen drie overkoepelende groepen: (toekomstige) operators, overheidsinstanties en infrastructuur⁴¹. Voor elke groep zijn één of meer stakeholders uitgenodigd voor een interview. De volgende stakeholders hebben meegewerkt aan de interviews:

- o Equinor (operator - gasvelden/ CCS)
- o NAM & Shell (operator - gasvelden/ gasopslagen)
- o Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) (overheidsinstantie - toezichthouder)
- o Gasunie (infrastructuur - pijpleidingen en cavernes) en EnergyStock (operator – cavernes/ gasopslag)
- o Nobian (infrastructuur - cavernes)

Onderstaande samenvatting is aan de geïnterviewde stakeholders voorgelegd, zij stemmen in met de verwoordingen zoals hier geschreven als zijnde een adequate (beknopte) samenvatting van wat er in de interviews besproken is. De verwoordingen zijn in geanonimiseerde vorm in de samenvatting opgenomen.

6.2 Samenvatting kernpunten uit interviews

Opslagbehoeften

Uit de interviews blijkt dat de stakeholders verwachten dat waterstofopslag een belangrijk element zal worden in het waterstofsysteem. Dit geldt voor de in deze studie gebruikte verschillende opslagtypen (kortcyclisch, seizoensopslag, strategisch). Alle geïnterviewde stakeholders zijn betrokken bij één of meer onderzoeken/projecten rond ondergrondse opslag van waterstof. Grote opslagbehoefte zal naar verwachting pas na 2030 ontstaan (o.a. studies TNO/EBN uit 2018 en 2021), waarbij enkele partijen aangeven dat de behoefte aan seizoensopslag sterk zal afhangen van de mate waarin waterstof voor verwarming in de gebouwde omgeving en voor de industrie toegepast gaat worden. Cavernes alleen zullen mogelijk op termijn niet toereikend zijn voor de totale behoefte aan opslag (o.a. studies TNO/EBN uit 2018 en 2021) waarbij wordt opmerkt dat er onshore in Nederland wellicht ook niet genoeg cavernes ontwikkeld kunnen worden.

Opslaglocaties

Uit de interviews blijkt dat de stakeholders offshore waterstofopslag (specifiek op de Noordzee) een realistische optie vinden vanwege de grotere hoeveelheid ruimte en de grotere maatschappelijke acceptatie vergeleken met onshore opslag. Er is wereldwijd maar beperkte ervaring met ondergrondse opslag van waterstof, met slechts een klein aantal projecten (volgens één van de partijen op 4 plaatsen in 6 cavernes). Op dit moment wordt er door de meeste partijen onderzoek gedaan naar de mogelijkheden en haalbaarheid van ondergrondse waterstofopslag (onshore en door Shell ook offshore), waarbij Gasunie in haar HyStock pilotproject in Zuidwending met opslag van waterstof in zoutcavernes al waardevolle praktijkervaring opdoet. Opslag in gasvelden wordt nog niet toegepast. Er is o.a. benoemd dat bestaande aardgasopslagen (UGS) mogelijk in de toekomst geschikt zouden kunnen zijn voor waterstofopslag en dat 'hergebruik' van bestaande installaties voor ondergrondse waterstofopslag mogelijk voordelen zou kunnen hebben. De toekomstige rol van de aardgasopslagen is nog niet duidelijk. TNO en EBN

⁴¹ Interviews met NGO's zijn in een ander onderzoek gevoerd en beschreven (North Sea Energy; Social embedding of North Sea energy system integration – A stakeholder analysis). Er zijn daarom geen aparte interviews met NGO's gehouden voor deze studie.



merken hierbij op dat de geschiktheid en specifieke randvoorwaarden van gasvelden in het algemeen nog moet worden bewezen met experimenteel onderzoek en pilots.

Opslagconcepten

De faciliteiten die nodig zijn voor waterstofopslag (met name de compressoren die de hoge drukken creëren waarmee de waterstof opgeslagen kan worden) zijn te groot en/of erg zwaar voor offshore platforms. Meerdere geïnterviewde partijen geven aan dat het de meest realistische optie is om deze faciliteiten daarom op land te plaatsen, of op een kunstmatig eiland. Er zou op een platform misschien wel ruimte kunnen zijn voor droging en zuivering (bijvoorbeeld voor verwijdering van H₂S). Nader onderzoek is nodig om de vraag te beantwoorden of één platform meerdere cavernes op zee kan bedienen, of dat meerdere platforms nodig zijn.

Kosten en baten

Er is brede consensus dat offshore waterstofopslag significant duurder zal zijn dan onshore waterstofopslag. Het is erg lastig om de business case rond te krijgen, vooral omdat er nog geen waterstof(opslag)markt is, omdat er geen verdienmodel is en omdat niet duidelijk is wie de investeringskosten op zich moet nemen voor de opslag: de producent, de afnemer van de waterstof of allebei. Door enkele partijen wordt aangegeven dat pekel een kostbare grondstof is en dat er voldoende ruimte is op de zoutmarkt om dit product af te zetten.

Rol overheid

Vanuit de stakeholders wordt een aantal punten genoemd waarop de overheid kan ondersteunen bij de ontwikkeling van offshore waterstofopslag. Zo kan de tijd voor aanvraag en toekenning van vergunningen aanzienlijk verkort worden en er moet een prikkel komen in de markt voor productie en opslag van waterstof, zodat deze zich gaat ontwikkelen (bijvoorbeeld zoals bij wind op zee). Daarnaast kan de overheid de mogelijkheid geven om waterstof met methaan te mengen in het distributienetwerk en meer duidelijkheid geven in hoe de waterstofmarkt eruit moet komen te zien. De overheid zal ook een rol moeten spelen bij de aanleg van infrastructuur, leidingen (gas, pekel), aanlanding van waterstof en bij de vergunningverlening. Als laatste is het aan de overheid om duidelijk beleid te maken t.a.v. gerelateerde politieke en maatschappelijke vraagstukken zoals de wenselijkheid van opslag op zee, de complementariteit t.o.v. andere vormen van opslag en de koppeling met aangekondigde waterstofambities.

Veiligheid

De aanleg van zoutcavernes zal gepaard gaan met bodemdaling. De impact daarvan en het eventueel samenhangende risico verschillen per locatie. Enkele geïnterviewde partijen benadrukken dat bodemdaling bij offshore opslag een andere impact zal hebben op de omgeving dan bij onshore opslag. Dat geldt eveneens voor andere risico's zoals bijvoorbeeld ontsnapping van waterstof, brand en ontploffingen. Meerdere partijen geven aan dat de veiligheid van opslag op zee moet worden bekeken in vergelijking met bijvoorbeeld opslag op land.

Verder onderzoek

Vanuit alle stakeholders is het duidelijk dat er op een aantal punten nog verder onderzoek plaats moet vinden. Zo vragen alle partijen zich af of gasvelden geschikt zijn voor waterstofopslag. Er moet onderzocht worden in hoeverre er lekkage van waterstof plaats zou kunnen vinden, hoe snel de waterstof geproduceerd kan worden, of er verlies en/of vervuiling van waterstof optreedt door reacties met gesteenten en vloeistoffen en/of omzetting door micro-organismen (waarbij er mogelijk ook schadelijke bijproducten kunnen ontstaan), en of menging van waterstof en methaan zich voordoet. Hier lopen nu verschillende eerste onderzoeken naar.

Daarnaast is een belangrijk punt de geschiktheid van materialen voor waterstofopslag. De stakeholders zijn het erover eens dat hergebruik van olie-/gaspijpleidingen voor transport van waterstof een logische keuze is, maar er moet onderzocht worden of deze pijpleidingen de juiste specificaties hebben en bestand zijn tegen waterstof, en wat de levensduur is van de materialen. Mogelijk vereist hergebruik dat een deel van de waterstofzuivering offshore plaats vindt (omdat oudere pijpleidingen niet bestand zijn tegen de eventuele verontreinigingen). Er is



nog niet veel bekend over veiligheidsaspecten (ook in vergelijking met onshore opslag) bij offshore waterstofopslag, dit moet nader onderzocht worden.

Er is weinig bekend over de samenstelling van de zoutstructuren op de Noordzee, mogelijk dat heterogeniteit in het zout het moeilijker maakt om een caverne te ontwikkelen. Hier zou nader onderzoek naar gedaan moeten worden. Nobian is één van de zoutwinnende partijen in Nederland die ruime ervaring heeft met het onderzoeken van geschikte zoutformaties en het ontwikkelen van cavernes die voor opslag kunnen worden gebruikt.

Ook moeten opties worden onderzocht die tot nu toe nog niet uitgebreid zijn bekeken, zoals de aanleg van een pekelleiding naar land, processing en afvoer van pekkel op een schip, of productie van waterstof op een schip.

Door meerdere partijen wordt de noodzaak benadrukt om alle voordelen en nadelen van opslag op zee t.o.v. opslag op land compleet en helder inzichtelijk te maken voordat nadere besluiten worden genomen.



7 Conclusies, Handelingsperspectief en Aanbevelingen

Op grond van de huidige inzichten zal er na 2030 in het Nederlandse energiesysteem een grote vraag ontstaan naar ondergrondse opslag van waterstof die, afhankelijk van nog te maken de keuzes voor het toekomstige energiesysteem, kan oplopen tot 60 cavernes en mogelijk enkele gasvelden. Daarvoor zijn de volgende opties in beeld:

- Opslag in zoutcavernes en gasvelden in Nederland onder land
- Opslag in zoutcavernes en gasvelden onder de Nederlandse Noordzee
- Gebruik maken van buitenlandse opslagmogelijkheden

De grootschalige aanleg van ondergrondse waterstofopslag op land is een complex ruimtelijk en maatschappelijk vraagstuk met als beginpunt de technische en geologische geschiktheid. Hiervoor verkent deze studie de haalbaarheid van opslag op zee en beschrijft deze hoe dit zich verhoudt tot opslag op land. Daaruit komen onderstaande bevindingen en aanbevelingen naar voren. Deze raken aan andere belangrijke algemene aspecten voor besluitvorming, in het bijzonder de ontwikkelopties, economische haalbaarheid en systeemintegratie, wet- en regelgeving, ruimtelijke inpassing, interactie met andere activiteiten, de ontwikkeling in de tijd en afwegingen t.a.v. alternatieven in het buitenland. De aspecten veiligheid, impacts door mijnbouweffecten en maatschappelijk draagvlak zijn relevant voor de selectie en validatie van specifieke locaties en blijven in zijn deze studie buiten beschouwing.

7.1 Bevindingen en conclusies

Technische en geologische geschiktheid

1. De ontwikkeling van ondergrondse waterstofopslag op zee lijkt een technisch haalbare optie. Deze vorm van opslag is grotendeels gebaseerd op bestaande en bewezen technologieën en concepten uit de gaswinning, aardgasopslag op land en opslag van CO₂. Ondergrondse waterstofopslag op zee omvat de aanleg van opslagfaciliteiten op land of een kunstmatig eiland, het transport van waterstof van/naar de opslag, een of meerdere platformen met de benodigde injectie- en productieputten en een ondergrondse reservoir in de vorm van een leeg gasveld of zoutcavernes. Het belangrijkste verschil in technische uitdagingen tussen land en zee zit in de aanleg of ombouw van de benodigde infrastructuur voor waterstofopslag.
2. Voor opslag van waterstof representeren zoutcavernes een geologisch bewezen optie: in de Noordzee zijn 12 zoutstructuren geïdentificeerd, die binnen het gunstig diepte- en diktebereik liggen en ruimte bieden voor meer dan 15 cavernes. Per locatie zal de specifieke geschiktheid en realiseerbare capaciteit nader moeten worden vastgesteld met opsporingsonderzoeken, waaronder exploratieboringen. De ontwikkeling op zee zal extra tijd in beslag ten opzichte van ontwikkeling op land vanwege de opsporingsactiviteiten en de aanleg van de infrastructuur op zee (platform, leidingen etc.).
3. De technische haalbaarheid van grootschalige opslag van pure waterstof in lege gasvelden moet nog worden bewezen. Om ervaring op te doen met het opschalen van de opslag van pure waterstof in lege gasvelden zijn pilot en demonstratieprojecten nodig, die zich richten op de voor opschaling relevante aspecten van de technologie en op de (korte en lange termijn) interactie van waterstof met het reservoirgesteente en putmaterialen. Een voordeel van een pilot in een leeg gasveld, is dat ze zijn aangesloten op de bestaande gasinfrastructuur (platformen, putten, leidingen). Hergebruik van deze infrastructuur voor waterstofinjectie/productie en transport moet nog nader worden onderzocht. Voor 248 van de 322 bekende gasvelden in de Nederlandse Noordzee kon op basis van beschikbare informatie een theoretische opslagcapaciteit (werkvolume) worden bepaald. Voor 80 van deze gasvelden geldt dat ze binnen het zoekbereik van 0,5 tot 5 miljard m³ vallen dat beoogd wordt voor kort-cyclische



opslag dan wel seizoensopslag en/of strategische opslag. Voor 34 gasvelden was voldoende informatie beschikbaar om een nadere inschatting te maken van het mogelijke productiedebiet.

Ontwikkelopties voor waterstof op de Noordzee

- Een meest voor de hand liggende optie is die waarbij de opslagfaciliteit zelf (het bovengrondse deel met o.a. compressie en gasbehandeling) op land wordt aangelegd, terwijl injectie en productie op zee vanaf een platform plaatsvinden. De faciliteiten op land en het injectie/productieplatform op zee zijn dan via twee leidingen met een hoge gasdruk met elkaar verbonden.
- Een toekomstig alternatief betreft de aanleg van de opslagfaciliteiten op een kunstmatig energie-eiland. Daarbij moet vooraf rekening wordt gehouden met de benodigde ruimte, de veiligheidsaspecten en de benodigde aansluitingen op de productie- en transportsystemen.
- Bestaande platforms voor olie- of gaswinning zijn ongeschikt voor de volledige ontwikkeling van opslagfaciliteiten op zee. Dit vereist de ontwikkeling van een nieuw type platform, waarbij o.a. de condities op zee, het platformonderhoud en de permanente bemanning een uitdaging vormen. Pilots met kleinschalige injectie en productietests voor (pure) waterstof in lege gasvelden lijken wel inpasbaar op bestaande platforms, omdat hiervoor geen grootschalige compressie- en zuiveringsfaciliteiten nodig zijn.

Inzicht in investeringskosten

- De aanlegkosten van alle benodigde faciliteiten en infrastructuur (exclusief kosten voor kussengas) zijn op zee tussen anderhalf en tweeëneenhalf keer hoger dan op land vanwege hogere aanlegkosten van leidingen en boorplatformen.
- Voor zoutcavernes zijn er meerkosten vanwege aan te leggen pekel- en zoetwaterleidingen. Als de pekel direct zou worden geloosd in zee (waarbij de delfstof zout verloren gaat) verlaagt dit de investeringskosten met 15-30%. Dit is niet toegestaan onder huidige wetgeving (zie hieronder).
- Bij seizoensopslag en strategische opslag is het kussengas de grootste kostenpost: bij opslag in gasvelden vormt dit 60 – 75% van de totale investeringskosten.

Wet- en regelgeving

- Ondergrondse opslag van waterstof op zee valt onder de Mijnbouwwet. In juridische zin is dit vergelijkbaar met opslag op land met als belangrijkste verschil, dat aanleg op zee gebeurt vanaf/onder een mijnbouwinstallatie (platform) en op land vanaf/onder een mijnbouwlocatie (geasfalteerd terrein).
- Op de lozing van een pekeloplossing vanaf een mijnbouwinstallatie is Mijnbouwbesluit art 81 lid 1 van toepassing, waarbij op basis van lid 3 extra regels (of uitzonderingen) kunnen worden gesteld. Dat is op dit moment op dit punt niet het geval.
- Voor het aanleggen van opslagfaciliteiten en het uitvoeren van opslagactiviteiten op zee zijn verder geen algemene show-stoppers gevonden binnen de bestaande wet- en regelgeving. Per locatie kan mogelijk wel sprake zijn van specifieke randvoorwaarden of beperkingen bij vergunningverlening en aanleg (bijvoorbeeld gebieden met specifieke functies zoals scheepvaart, Natura2000, etc.)

Ruimtelijke inpassing en andere activiteiten

- Dit staat de aanleg van ondergrondse waterstofopslag op zee in principe niet in de weg. Een aanzienlijk deel van de onderzochte locaties ligt in gebieden zonder specifieke gebruiksfuncties. Harde uitsluitingen spelen mogelijk een rol in of nabij militaire oefengebieden, scheepvaartroutes. Bij voorkomens in windparken of Natura2000 gebieden gelden mogelijk beperkingen of moet worden voldaan aan specifieke randvoorwaarden en voorschriften.
- Er is nog geen prioritering vastgesteld voor de afweging tussen CO₂ opslag en waterstofopslag in gasvelden. Vanuit economisch en praktisch oogpunt zullen velden met een groot volume eerder voor CO₂-opslag in aanmerking komen (efficiënt en effectief qua opslagvolume) en zijn kleinere velden

wenselijker voor waterstofopslag (minder kussengas). Verder wegen andere criteria mee, waaronder specifieke reservoir-eigenschappen (bijv. injectiviteit, samenstelling gesteente en vloeistoffen) en de verbinding met bestaande infrastructuur.

Ontwikkeling in de tijd

- Tot 2030 wordt de verwachte behoefte aan waterstofopslag gedekt door de bestaande plannen en pilots in cavernes rond Zuidwending. De wens of noodzaak voor opslag op zee is mede afhankelijk van de verdere opschaling van vraag naar waterstofopslag na 2030. Deze is nog onzeker en afhankelijk van de ontwikkelingen in het energiesysteem.
- Tussen 2030 en 2040 kan de behoefte aan waterstofopslag in gasvelden op zee alleen worden gedekt als voor die tijd een (succesvolle) pilot is gerealiseerd. Daarbij speelt, dat veel van de huidig producerende gasvelden in de komende 5-10 jaar beschikbaar komen voor hergebruik voor CO₂- of waterstofopslag.
- Tussen 2030 en 2040 kan de behoefte aan waterstofopslag in zoutcavernes op zee alleen worden gedekt als voor die tijd het benodigde opsporingsonderzoek is uitgevoerd en kan worden begonnen met het logen van cavernes. Dat is een complex traject met een aanlooptijd in de orde van 10-15 jaar (van initiatief tot in gebruikname) en waarbinnen vergunningen moeten worden verleend, winningsplannen en opslagplannen moeten worden goedgekeurd en ook de benodigde infrastructuur voor het logen van cavernes moet worden aangelegd.

Gebruik van buitenlandse opslaglocaties

- Van onze buurlanden heeft Duitsland veruit het grootste theoretische potentieel voor de aanleg van ondergrondse waterstofopslag in zoutcavernes. Daar zijn meerdere pilots en demonstratieprojecten voor waterstofopslag in voorbereiding. Drie daarvan bevinden zich relatief dicht bij de Nederlandse grens (Krummhörn, Etzel en Epe). In een deel van deze locaties bevinden zich bestaande aardgas- en aardolieopslagen, die direct verbonden zijn met het Nederlandse gasnet (aardgas) of bijdragen aan de Nederlandse strategische reserve (aardolie/gasolie). Het is nog niet bekend hoeveel opslagcapaciteit Duitsland tot 2050 zal aanleggen en hoeveel daarvan exclusief beschikbaar kan worden gemaakt voor het Nederlandse waterstofnetwerk.
- In Frankrijk, het Verenigd Koninkrijk en Denemarken zijn eveneens pilot- en demonstratieprojecten voor waterstofopslag in voorbereiding of in uitvoering. De grotere afstand kan mogelijk een beperking vormen voor een exclusieve bediening van het Nederlandse waterstofnetwerk.

7.2 Aanbevelingen

Handelingsperspectief op de Noordzee

- **Om vanuit beleid te kunnen beschikken over de mogelijkheid van wateropslag op zee voor de periode tussen 2030 en 2040 is van belang om tijdig te beginnen met de voorbereidingen.** Deze tijdsdruk geldt voor alle ontwikkelopties. Ze is het gevolg van de wisselwerking met het aan te leggen waterstofnetwerk, de lange aanloop- en doorlooptijden van projecten (10-15 jaar) en de wisselwerking met andere activiteiten op de Noordzee.
- **Betrek de mogelijkheid voor ontwikkeling van ondergrondse waterstofopslag op zee bij de planning en uitrol van de energie-hoofdinfrastructuur.** Daarmee kan eveneens synergie worden benut, bijvoorbeeld met de aanleg van infrastructuur voor waterproductie en transport en tussen de opslag van CO₂ en waterstofopslag op het gebied van gedeelde infrastructuur. Met aanleg van opslaglocaties op zee zijn er geen directe gevolgen voor omwonenden.
- **Bij keuze voor grootschalige aanleg van opslagcavernes op zee is het zinvol om beleidsalternatieven met en zonder steenzoutwinning te vergelijken.** De aanleg van infrastructuur en faciliteiten om de pekel te transporteren en verwerken (conform de huidige wetgeving, die niet toestaat dat de pekel direct wordt geloosd) gaat gepaard met duidelijk hogere investeringskosten en een langduriger ontwikkeltraject. Dat vereist een verdienmodel gebaseerd op opschaling en een lange-termijn horizon op beide markten (zout



en opslag). Aan dat laatste schort het vanwege de onzekerheid in de verwachte vraag. De markt is gebaat bij duidelijkheid of het lozen van pekel een verantwoord alternatief is bij de aanleg van waterstofopslag in zoutcavernes op zee en onder welke randvoorwaarden dit kan plaatsvinden (bijv. via een MER).

Geschiktheid van gasvelden en kennis omtrent inzet offshore infrastructuur

- **Onderzoek de mogelijkheden en randvoorwaarden om een eerste pilotproject voor waterstofopslag in een gasveld op zee te ontwikkelen.** Hier kan relatief veilig en zonder directe impact op bewoonde omgeving kennis en ervaring worden opgedaan die vervolgens ondersteunend is bij afweging, selectie en inzet van gasvelden op land of op zee. Pilots voor injectie- en productietests kunnen mogelijk wel op bestaande platforms worden uitgevoerd, omdat hiervoor geen grootschalige infrastructuur voor compressie en gaszuivering nodig zijn.

Aanleg van de opslagfaciliteit op een kunstmatig eiland

- **Houdt bij de planning en ontwikkeling van een energie-eiland op zee rekening met de mogelijkheid om dit te combineren met ondergrondse waterstofopslag op zee.** De landen rond de Noordzee evalueren momenteel de mogelijkheden om energie-eilanden aan te leggen. De aanleg van bovengrondse waterstofopslagfaciliteiten, die worden aangesloten op gasvelden en/of zoutcavernes verder op zee, hebben een groot ruimtebeslag en kunnen daarom niet pas in een laat stadium worden toegevoegd.

Gebruik van buitenlandse opslaglocaties

- **Onderzoek in internationaal verband de mogelijkheden om opslagcapaciteit over de grens in Duitsland aan te leggen.** Samenwerking met Duitsland bij de aanleg van opslagcapaciteit voor waterstof in combinatie met de aanleg van een internationaal waterstofnetwerk is een beleidsoptie (zie ook de Hy3 studie). Er worden in (westelijk) Duitsland diverse pilots voor waterstofopslag voorbereid, hoewel nog niet duidelijk is hoeveel capaciteit zal worden gerealiseerd en hoeveel daarvan in potentie voor Nederland beschikbaar is. Naast de praktische mogelijkheden speelt veiligheid in brede zin (waaronder geopolitieke en mijnbouwriscico's) hierbij een belangrijke rol (ANV, 2022).



8 Ondertekening

Utrecht, 29/06/2022

TNO



J.A.J. Zegwaard
Afdelingshoofd Advisory Group for Economic Affairs

Utrecht, 30/06/2022

EBN



A. Asschert
Programma Manager Advies & Innovatie

9 Appendices

Appendix A - Theoretische Opslagcapaciteit (werkvolume) en Debieten voor waterstofopslag in gasvelden

Werkvolumes

Het analoge model dat in deze studie is gebruikt om het werkvolume te schatten houdt rekening met de relatie tussen de drukdepletie van de reservoirdruk ($P_{ini}-P_{cop}$) en het gas dat wordt teruggewonnen tijdens conventionele aardgasproductie (UR) (d.w.z. bcm/bar). Uitgaande van een opgesteld drukbereik voor de offshore velden van 100 bar (d.w.z. van 250 tot 150 bar) en het gebruik van een gemiddelde expansiefactor van 0,85 (FGEF) om aardgas om te zetten in waterstof, levert alles bij elkaar een schatting op van de technische opslagcapaciteit (werkvolume) per veld zoals weergegeven in de volgende vergelijking:

$$V_{wvH2} = \frac{UR}{P_{ini} - P_{cop}} \times (P_{max} - P_{min}) \times F_{GFEF} \text{ methaan naar H2}$$

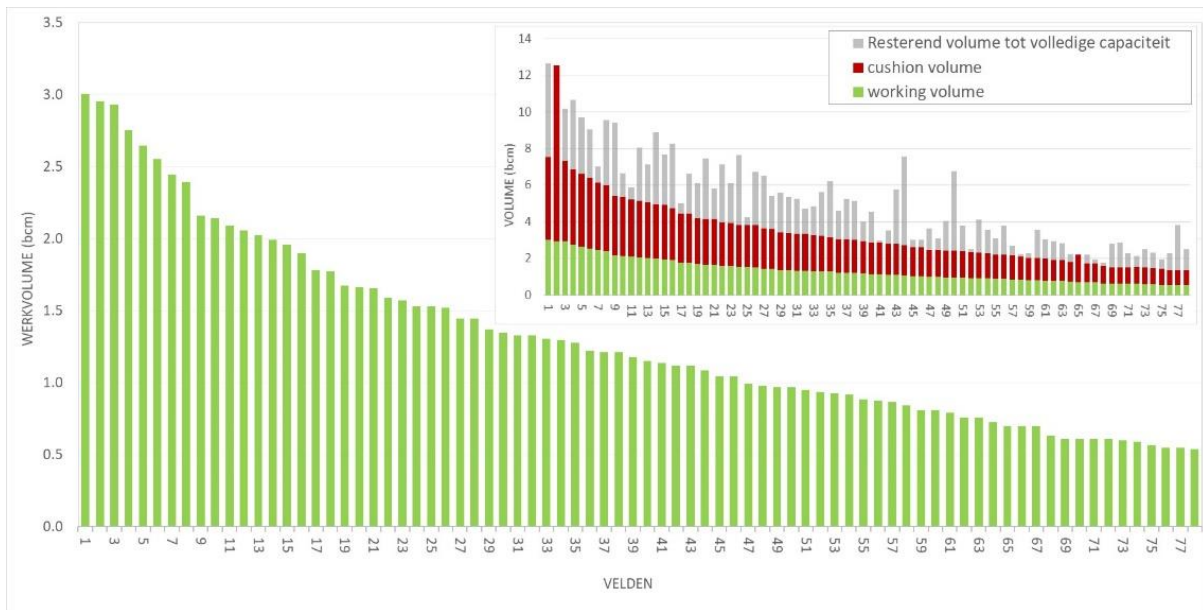
Waarbij: (wv) werkvolume in miljard kubieke meter (bcm); (UR) Ultieme winning (ultimate recovery) (hoeveelheid gas geproduceerd uit het reservoir) in bcm; (P_{ini}) Initiële reservoirdruk vóór start productie aardgas in bar; (P_{cop}) Druk bij stopzetting van de productie van aardgas (zo genoemd "cessation of production" (COP)) in bar; ($P_{max}-P_{min}$) drukbereik voor de injectie en extractie van waterstof uit het reservoir; (FGEF) Gasexpansiefactor (waterstof/aardgas). Op basis van productiegegevens zoals de begin- en (verwachte) verlatingsdruk, het uiteindelijke winningsvolume aardgas (UR) en het drukbereik van de bovengrondse voorzieningen (150-250 bar), is voor elk gasveld een waterstof equivalent werkvolume berekend. Het kussengas wordt op dezelfde manier berekend, maar dan met een drukbereik van 0 tot 150 bar.

Op basis van de grootte van hun werkvolume zijn de potentiële opslaglocaties onderverdeeld in kortcyclische (wv=0,5-1,5 BCM) of seizoensopslag/strategische opslag(wv=1,6-5 BCM). Voor deze drie typen is het totale geschatte werkvolume 112 bcm (318 TWh). Zie de kaart in Figuur 4-1 voor de geografische ligging van deze gasvelden. Als de velden met een werkvolume dat als te groot (> 5 BCM) of te klein (< 0,5 BCM) wordt beschouwd, ook worden meegenomen, neemt de totale opslagcapaciteit toe tot 194 bcm (552 TWh). Voor 74 velden zijn er te weinig productie- en/of drukgegevens beschikbaar om de analyse te kunnen doen; bijvoorbeeld verlaten velden, gasvoorkomens die nog niet in productie genomen zijn en velden waarvan de oorspronkelijke druk lager was dan de vastgestelde 150 bar.

Type opslag	Kortcyclisch	Langcyclisch (Seizoens/ Strategisch)	Te groot	Te klein
Werkvolume- bereik (bcm)	0.5-1.5	1.6-4	>5	<0.5
Offshore Kwadrant	Bcm (TWh) # velden	Bcm (TWh) # velden	Bcm (TWh) # velden	Bcm (TWh) # velden
A				
B				
C				
D	2.1 (5.9) #3			0.7 (1.8) #5
E		2.4 (6.9) #1		0.3 (0.6) #2
F	2.3 (6.5) #2	1.7 (4.8) #1		0.3 (0.7) #10
G	4.1 (11.5) #5		3.9 (11) #1	0.8 (2.2) #3
H				
I				
J	1.5 (4.2) #1	4.8 (13.5) #1		0.1 (0.2) #1
K	19.5 (55.4) #18	27.5 (78) #12	29.9 (84.8) #4	9.5 (26.8) #46
L	17.1 (48.6) #18	13.9 (39.4) #6	14.7 (41.6) #4	9.6 (27.3) #43
M				1.8 (5) #7
N		1.8 (5.1) #1		0.3 (0.9) #1
O				
P	5.3 (15) #5	5.1 (14.4) #2	3.3 (9.4) #1	2.7 (7.5) #22
Q	3.6 (10.2) #4		4 (11.1) #1	1.1 (3.1) #9
Totaal	55.2 (156.8) #56	57 (161.7) #24	55.6 (157.8) #11	26.7 (75.7) #157

Tabel 9-1: Theoretisch haalbare waterstofopslagcapaciteit voor kort- en langcyclische opslag gegroepeerd per offshore kwadrant. Per kwadrant worden het werkvolume (in BCM) en de energie inhoud (tussen haakjes, in TWh) en het aantal gasvelden gerapporteerd. Bij de omrekening van waterstofvolume naar energie is gebruik gemaakt van de Laagcalorische waarde van 10.225 MJ/Sm³. De gasveldkandidaten die als te groot (WV > 5 BCM) of te klein (WV < 0.5 BCM) worden beschouwd zijn ook in kolommen weergegeven.

De verdeling van het werkvolume en het benodigde kussenvolume van de 80 velden die zijn ingedeeld onder de types kortcyclisch en langcyclisch in Tabel 9-1 **Error! Reference source not found.** is weergegeven in Figuur 9-1. De verkregen werkvolume:kussenvolume ratio ligt tussen de 0,4 en 0,8 (d.w.z. 1:2,5 en 1:1,25). Voor deze velden is er gemiddeld een vermindering van 40% van de totale opslagcapaciteit (werk- + kussenvolume) ten opzichte van de maximale vullingsgraden (variërend van 3% tot 60% afhankelijk van hun druk bij maximale vulgraad ten opzichte van de 250 bar).

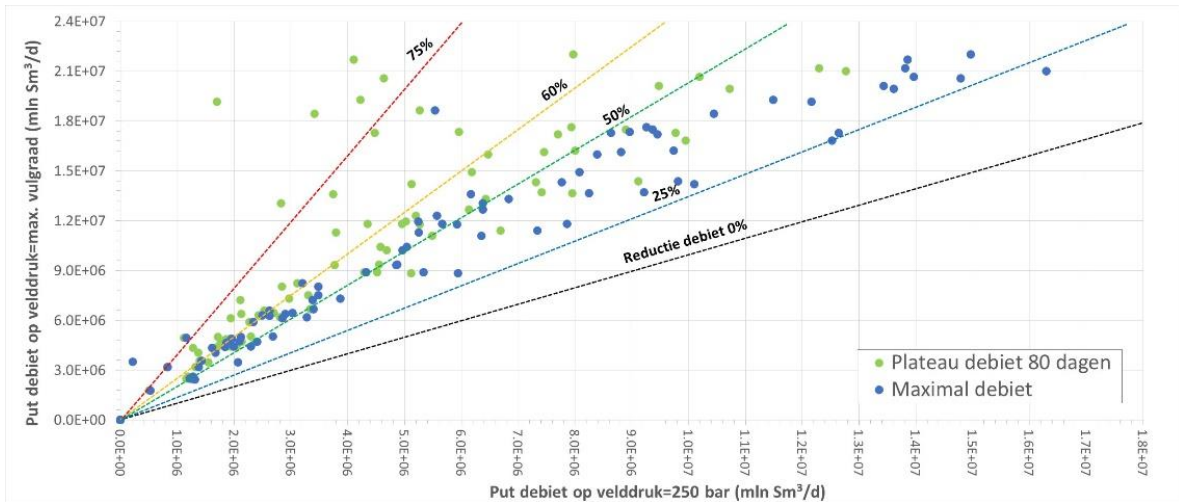


Figuur 9-1: Verdeling van de werkvolumes (groene staven) van de 78 gasveldkandidaten voor kortcyclische en langcyclische opslag gesorteerd in aflopende volgorde (zie Tabel 3.2). In de inzet in de rechterbovenhoek wordt ook het bijbehorende kussengas weergegeven (rode staven).

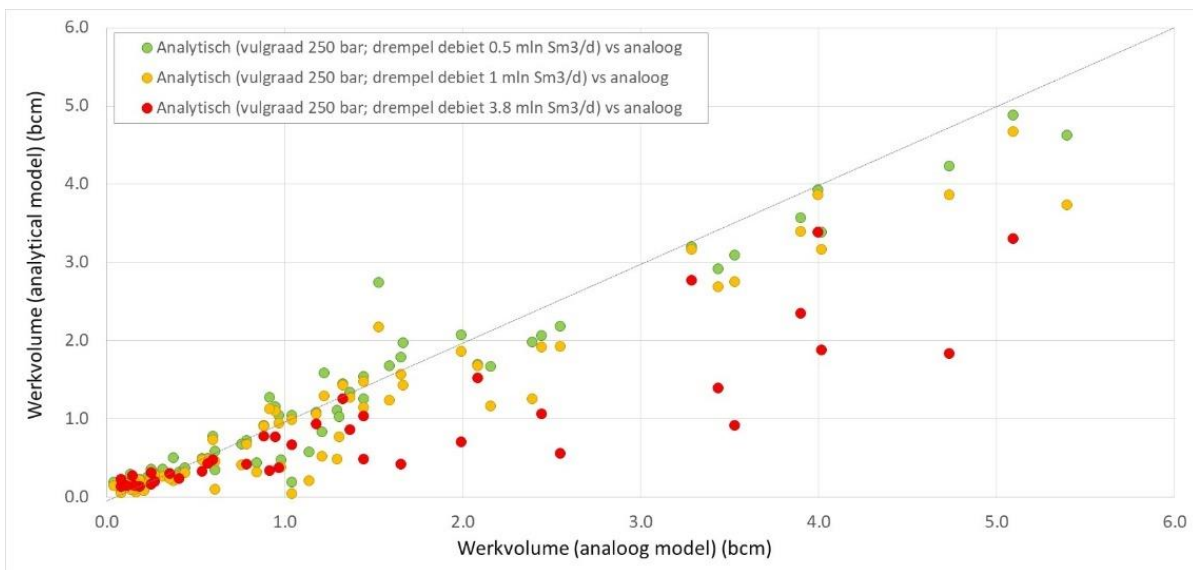
Debiten

Het werkvolume hangt niet alleen af van de reservoirgrootte en het drukregime, maar ook van het minimaal vereiste debiet waarmee een put waterstof moet kunnen produceren uit de opslag. Aangezien het analoge model alleen het werkvolume kan berekenen, is het analytische model⁴² gebruikt om te onderzoeken of de putten kunnen produceren tegen de ten doel gestelde debieten (tussen 3-10 mln Sm³ / dag) in de drie gedefinieerde typen opslag (kortcyclische, seizoensopslag en strategische opslag). **Error! Reference source not found.** Figuur 9-2 laat zien dat het putdebiet in een tot 250 bar gevuld reservoir 25 tot 60% lager is dan in een reservoir op volle capaciteit. Deze vermindering is het meest significant voor slecht producerende putten. Deze afname in debiet kan in sommige gevallen tot wel 70% oplopen wanneer een constant productiedebiet (plateaustroomsnelheid) wordt opgelegd voor een periode van 5, 50 en 80 dagen zoals voor de drie typen opslagen. Tabel 4-3 toont de relatie van het putdebiet en het bijbehorende werkvolume voor 34 gasvelden met voldoende gegevens voor de analytische berekening van de kort- en langcyclische opslagscenario's. Echter, wanneer het werkvolume verkregen uit het analoge model wordt gereproduceerd met het analytische model, dan geven de resultaten aan dat de drempelwaarde van het putdebiet verlaagd moet worden tot 0,5-1 mln Sm³ / dag om het volledige werkvolume te kunnen produceren (Figuur 9-3). Daarom is het belangrijk om te constateren dat een constant putdebiet niet kan worden aangenomen voor de gehele leverbaarheid van het werkvolume. Na de duur van het plateau zal het putdebiet afnemen en zullen meer putten nodig zijn om het gewenste debiet te behouden.

⁴² Juez-Larré, J., Gonçalves Machado C., Groenenberg, R. (2020). Performance assessment of underground gas storage for potential hydrogen storage in the Netherlands. A case study of the Underground natural gas storage of Grijpskerk, Norg and Alkmaar in the Netherlands. EAGE GET conference 2020 (16-18 November), Extended abstract, 4pp. (zelfde gebruikt als in TNO/EBN, 2021).

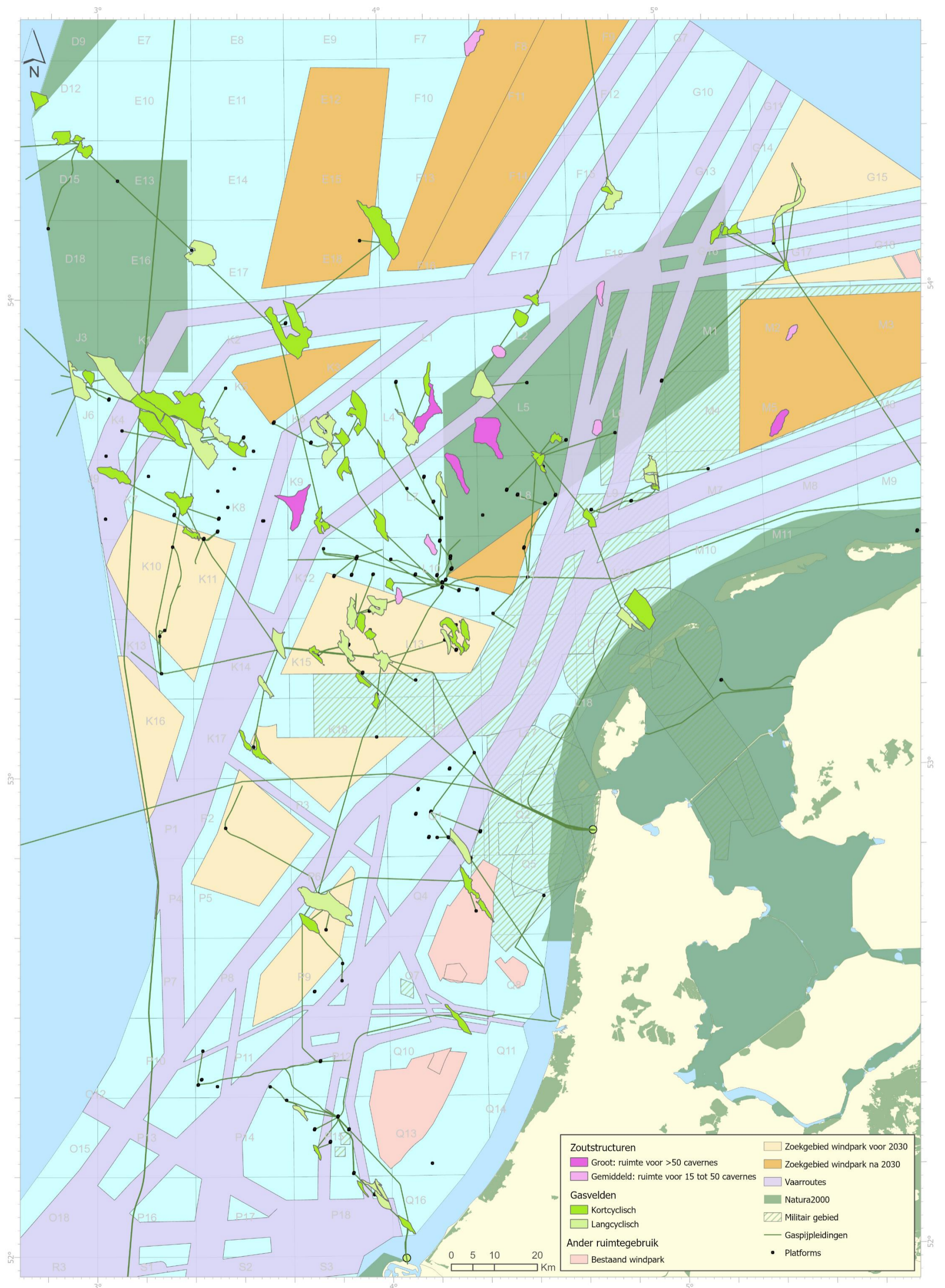


Figuur 9-2 Analytische putdebit resultaten. Blauwe cirkels: Maximaal putdebit van een enkele put in elk offshore gasveld bij maximale vulgraad (verticale as) versus een vulgraad tot 250 bar (horizontale as). Groene cirkels: Hetzelfde maar horizontale as vertegenwoordigt nu de plateau snelheid. De streeplijn toont de debietreductie van het 250 bar scenario (in %) ten opzichte van de maximale vulgraad.



Figuur 9-3 Schattingen van het werkvolume voor enkele offshore gasvelden op basis van het analytische model en de grenswaarde putdebit (verticale as) uitgezet tegen het werkvolume geschat op basis van het analoog model (horizontale as).

Appendix B – Kaart: overzicht van mogelijke opslaglocaties in vergelijking met (huidige en toekomstige) gebruiksfuncties van de Noordzee



Appendix C – Doorrekening opslagconcepten - Aannames voor de kostenberekeningen en resultaten voor Low Case en High Case

Voor de kostenberekeningen zijn onderstaande aannames gedaan:

- Waterstof
 - Alleen kosten van kussengas zijn meegenomen (geen kosten van het werkgas volume, deze horen bij de exploitatiefase);
 - Verhoudingen werkgas volume (WV): kussengas volume (KV) verschilt tussen de varianten:
 - Kortcyclische opslag in gasveld WV:KV = 1:3;
 - Strategische/ Seizoensopslag in gasveld WV: KV = 1:2;
 - Opslag in zoutcaverne WV:KV = 1:1;

- Land/platform
 - Voor onshore opslag wordt de aardgasopslag in Zuidwending als referentie gebruikt, deze gasopslaginstallatie omvat zowel putten als compressoren en heeft een totale oppervlakte van $350 \times 200 \text{ m} = 70.000 \text{ m}^2$. In de kostenschattingen van deze studie wordt deze oppervlakte gebruikt als referentie voor totale kosten land onshore UHS-activiteiten (putten + faciliteiten);
 - Het platform design dat is gebruikt als referentie is een zeer eenvoudig monopile platform (zie Figuur 5-1 waarbij het per platform mogelijk is om rond de 6 putten aan te sluiten);
 - Voor deze studie is ervan uitgegaan dat alle infrastructuur nieuw wordt aangelegd, er is dus een kostenbesparing mogelijk wanneer hergebruik een optie is;
 - In het geval van offshore opslag worden de faciliteiten voor comprimeren en zuiveren/drogen van waterstof onshore geplaatst of op een kunstmatig energie-eiland geplaatst (35.000 m^2);
 - Bij offshore opslag zijn altijd platformen nodig (hergebruikt of nieuw aangelegd) voor toegang tot de putten;
 - Reservering opruimverplichtingen (ABEX) niet meegenomen;

- Pijpleidingen
 - Lengte pijpleidingen 200 km (voor eiland 50 km), 36 inch;
 - In het offshore concept, met een directe verbinding van de opslag met de kust, wordt uitgegaan van twee aparte pijpleidingen voor transport naar (injectie) en van (productie) de opslag met verschillende drukregimes:
 - In geval van opslag in cavernes, een druk van 180-200 bar voor transport van de kust naar de opslag om de waterstof in de opslag te kunnen injecteren, en een druk van (minimaal) 50-80 bar voor transport van de opslag naar de kust om de waterstof in de backbone in te voeden;
 - In geval van opslag in gasvelden, een druk van 250-270 bar voor transport van de kust naar de opslag om de waterstof in de opslag te kunnen injecteren, en een druk van (minimaal) 50-80 bar voor transport van de opslag naar de kust om de waterstof in de backbone in te voeden;
 - In het geval van een eiland is de aanname gedaan dat er binnen een afstand van 50 km van dat eiland een geschikte locatie gevonden kan worden om een opslag te realiseren, waardoor zowel de injectie als productieleiding (maximaal) 50 km pijpleiding zijn. Voor het transport van het eiland naar de kust wordt er van uitgegaan dat gebruik gemaakt kan worden van een bestaande pijpleiding tussen het eiland en de kust die daar ligt om de geproduceerde waterstof naar land te verplaatsen (synergievoordeel met waterstofproductie);

- Er wordt gerekend met volledig nieuwe pijpleidingen, hergebruik zou een kostenvoordeel opleveren. Om te bepalen of dit in werkelijkheid mogelijk is zal er per pijpleiding een technische assessment mogelijk zijn;
- **Faciliteiten**
 - Er is een onderscheid gemaakt tussen de kosten van landgebruik op een eiland en de kosten van landgebruik onshore; Voor de kosten van faciliteiten zijn alleen de kosten voor compressie + zuivering zijn meegenomen;
- **Putten**
 - Hierbij is uitgegaan van volledige nieuwe putten, hergebruik zou een kostenvoordeel opleveren, hiervoor zal per put een technische assessment nodig zijn;
 - Reservering opruimverplichtingen (ABEX) niet meegenomen;
- **Pekelafvoer**
 - Deze kostenpost zal wegvallen op het moment dat er pekkel in zee geloosd kan worden;
 - Er is geen rekening gehouden met eventuele opbrengsten van het gewonnen zout;
 - Kosten voor de pekkelafvoer bestaan uit een zoetwaterleiding (van kust naar zoutstructuur) plus een pekelleiding (voor de afvoer van de pekkel naar de kust)

Kostenrange

Zoals in Tabel 5-2 te zien is, variëren de schattingen van de kosten voor bepaalde componenten. We zijn in het rapport uitgegaan van een 'mid' case, om de relatieve verschillen aan te duiden. De 'low' case en 'high' case geven eenzelfde relatief beeld, maar de hoogte van de kosten varieert significant in de verschillende cases. Figuur 9-4 geeft de 'mid' case weer voor alle scenario's inclusief de kosten van de componenten. De lijnen omlaag en omhoog geven de variatie in totale kosten weer. Deze bandbreedte geeft aan dat de kosten een grote mate van onzekerheid in zich dragen. Over het algemeen zijn de kosten per component rond de 40% lager en hoger ten opzichte van de 'mid' case. Er zijn hier een aantal uitzonderingen op:

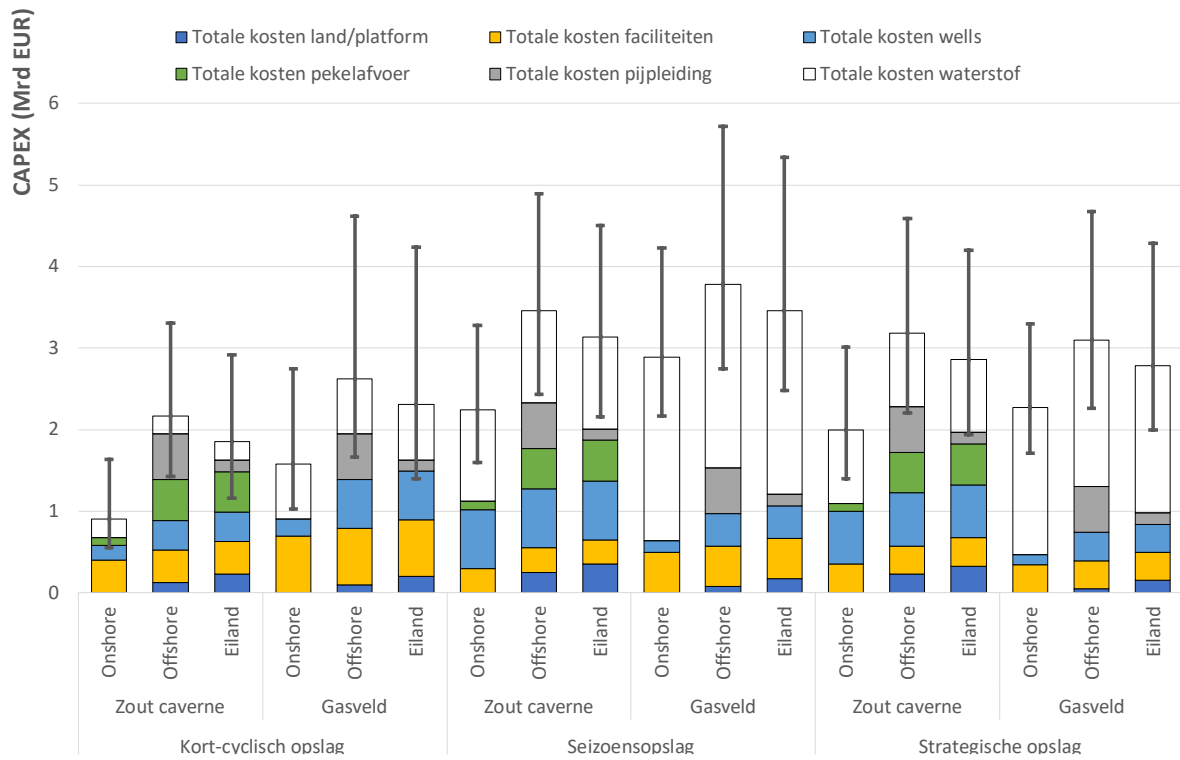
- **Putten:** de kosten zijn afhankelijk van de diepte van de put en gaan meer dan lineair omhoog bij grotere diepte. De afwijkingen van de 'mid' case is daarmee -60% tot +100% voor offshore putten en -45% tot +90% voor onshore putten. De variatie is daarmee voor de offshore scenario's hoger dan voor onshore scenario's in gasvelden.
- **Waterstof:** de kosten voor waterstof in 2030 zijn gebaseerd op een gemiddelde vanuit verschillende studies⁴³ waarin verschillende waterstofprijzen worden weergegeven. De prijzen die we hebben meegenomen verschillen van -19% tot +30% van de 'mid' case. Vanwege de relatief grote bijdrage van waterstof aan de totale kosten zorgt dit voor de onevenwichtige verdeling van de variatie binnen de verschillende scenario's.

⁴³ [https://www.energie-](https://www.energie-nederland.nl/app/uploads/2022/03/CE_Delft_210426_50_percent_green_hydrogen_for_Dutch_industry_Def.pdf)

[nederland.nl/app/uploads/2022/03/CE_Delft_210426_50_percent_green_hydrogen_for_Dutch_industry_Def.pdf](https://www.energie-nederland.nl/app/uploads/2022/03/CE_Delft_210426_50_percent_green_hydrogen_for_Dutch_industry_Def.pdf)



Kostenrange van geselecteerde scenario's



Figuur 9-4 Kostenrange van geselecteerde scenario's

Appendix D – Voorbeelden van opslagprojecten

Hieronder volgen drie voorbeelden van opslagprojecten die, om verschillende redenen, als voorbeeld kunnen dienen voor ondergrondse waterstofopslag op zee. De focus hier is op de aspecten van Wet- en Regelgeving die in dit hoofdstuk behandeld worden.

Voorbeeld1: Gateway Gas storage project, Eastern Irish Sea, VK

Project

- UGS (methaan), 24 km offshore, 20 gas opslagcavernes
- Single well (enkele put), zeewater voor oplossen zout. Pekel wordt rechtstreeks geloosd op zee
- Mono-pod voor put t.b.v. oplossen zout tijdens constructiefase en voor injectie en extractie van gas bij de exploitatie van de opslag.
- In planning, maar al enige tijd geleden op de plank beland (2007).

Activiteiten

- Aanleg van mono-pods en pijpleidingen evenals het uitvoeren van boringen zijn niet anders dan bij reguliere olie en gas activiteiten. In alle wet- en regelgeving is hier voorzien
- MER was onderdeel van dit project (Marine Works Regulations, no 22, 2007 (MWR))

Lozing van pekkel

- Lozingen van 675 m³/uur.
- Pekellozingen gedurende 2 – 4 jaar per caverne
- Modelstudies tonen voor deze locatie aan dat er een minimaal en kortdurend effect ontstaat op het mariene milieu, vrijwel exclusief beperkt tot het gebied direct rondom de lozingsmond/mono-pod.
- De zware pekkel zal naar de bodem van de zee zinken waarbij verdunning van de pekkel plaatsvindt. Verspreiding vindt plaats door stromingen. Er zal een zone ontstaan met verhoogde saliniteit met een piek van 7 promiel-punten (ppt) boven de omgevingswaarde (ca 35 ppt). Deze impact beperkt zich tot minder dan 500 m van het platform en waarvan wordt voorzien dat deze geen significante impact heeft en zich bovendien herstelt wanneer de lozing wordt beëindigd
- Bevoegd gezag in UK (Cefas, the Centre for Environment, Fisheries, and Aquaculture Science, an agency of Defra (the Government's Department of Environment, Food and Rural Affairs) heeft vastgesteld dat de impact verwaarloosbaar is. Wel dient de uitvoerder de lozingen monitoren om te verzekeren dat de verspreiding en oplossing van de pekkel conform de modellen verloopt en om vast te stellen of er nog enige mitigatie wenselijk is.

Lozingen van drill cuttings (brokjes steen die bij boring naar boven komen)

- Ruim 20 ton drill cuttings voor 48 putten.
- Tijdelijke toename van gesuspendeerde sedimentdeeltjes, ontstaan van hopen seiment die naar verwachting gaandeweg door de getijdenstromen zullen worden verspreid over een veel groter gebied.

Bron: Gateway Gas Storage Project - Offshore Environmental Statement Addendum 1, December 2011 [GatewayAddendum1.pdf](#)

Voorbeeld 2: Islandmagee Gas Storage Facility (IGSF)

Project: Geplande (voor 2017) nog niet gerealiseerde ondergrondse gasopslag in 7 cavernes op een diepte van 1500 m in Perm zoutlagen (equivalent van de Zechstein) in Noord-Ierland (Larne Lough)

Lozingen van pekel

- Lozing 450 meter uit de kust in een waterdiepte van 27 meter
- Saliniteit van pekel maximaal 260 promille en een temperatuur van ca. 2° C boven de temperatuur van het inname water
- Bij het bereiken van de zeebodem is de concentratie verdund tot 37,6 - 50,5 ppt
- Medium to far-field dispersion modellen hebben berekend dat een lozing tot 1000 m³/uur (door twee diffusers) minimale impact heeft op enige afstand van de lozingsmond. Maximale saliniteitstoename van 0,5 psu boven de achtergrondwaarden worden niet voorzien op meer dan 100 meter van de diffuser. Saliniteit van meer dan 36 psu wordt niet voorzien op meer dan 100 meter afstand.

Bron: IBE1547 | IGSF Brine Dispersion Modelling | F01 | 30 October 2019, https://www.islandmageeenergy.com/Environmental_statement_non_technical_summary

Voorbeeld van oplosnelheid en pekel lozingen

- Oplosnelheid hangt af van de saliniteit van het water waarmee het zout wordt opgelost. Gebruikelijk is ongeveer 7 liter zoet water voor het oplossen van 1 kubieke meter steenzout (Leith, 2001)
- Voorbeeld voor Huntndorf in Duitsland: 360 m³ zout per dag wat neerkomt op 600 m³ water per uur. Hetgeen resulteerde in een caveerne aanleg van 15.000 m³ in 14 maanden waarna 5 maanden nodig waren de caveerne leeg te pompen.

Bron:

- An appraisal of Underground Gas Storage technologies and incidents, for the development of risk assessment methodology Sustainable and Renewable Energy Programme Open Report OR/07/023 Version 1 at: http://nora.nerc.ac.uk/id/eprint/7877/1/OR07023_Vol_1.pdf
- LEITH, W. 2001. Geologic and Engineering Constraints on the Feasibility of Clandestine Nuclear Testing by Decoupling in Large Underground Caverns. U.S. Geological Survey Open File Report 01-28, 56pp (This report can be downloaded from the USGS Eastern Region Publications web site: <http://geology.usgs.gov/open-file/2001.html> or the USGS Eastern Region Earth Surface Processes Publications web site: http://geology.er.usgs.gov/eespteam/EESPT_PUB.html).

Voorbeeld 3: Jemgum caveerne (bij Leer) .**Project:**

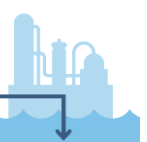
- 33 cavernes met totale opslagcapaciteit van 1 miljard kubieke meter aardgas. Eerste fase realiseert een capaciteit van 320 miljoen kubieke meters met een productiecapaciteit van 250,000m³/h en een injectie capaciteit van 200,000m³/h.
- Water voor het logen werd uit de Ems rivier gewonnen en de pekeloplossing werd door en 40 km lage pijpleiding geloosd op de Noordzee om zodoende de milieu-impact te verkleinen.
- Het project heeft een speciale watervergunning voor het lozen van pekel in de Ems rivier. Bovendien is er in 2008 al een monitoringsprogramma opgezet binnen de vergunning.
- Sinds april 2012 zijn er binnen één jaar zeven cavernes uitgeloozd.

In **Duitsland** bestaan momenteel geen offshore cavernes, maar wel cavernes waarvan de pekel offshore is geloosd. De effecten van de pekellozing zijn door Bundesanstalt für Wasserbau beoordeeld en afgestemd met het lokale bevoegd gezag (Niedersächsischer Landesbetrieb für Wasserwirtschaft, Küsten- und Naturschutz (NLWK) in Aurich als regionale hydrologische dienst en de stad Leer (Departement van Water Management). Dit betrof met name de saliniteit, de hoeveelheid geloosde pekel en de effecten op de organismen die leven op of rondom de bodem van de zee (de zgn. Benthische zone). Het monitoring programma heeft geen aanleiding gegeven tot aanpassing van de voorwaarden in de watervergunning voor pekel lozing. Het maximum blijft 3000 m³/uur.

Het monitoringsprogramma is voortgezet tot de grootste lozingen plaatsvonden (2012/2013). Verondersteld werd dat er sprake zou zijn van desertificatie in een gebied van 1 hectare . Hiervoor is een compensatie geïmplementeerd onder de Natuurbeschermingscompensatie balans. In retrospectief is het duidelijk geworden dat de desertificatie niet heeft plaatsgevonden. Ondertussen was de caveerne gerealiseerd en klaar voor gebruik.

LBEG is verantwoordelijk voor NW Duitsland (Lower Saxony, Schleswig-Holstein, Hamburg and Bremen). Aanleg van de caveerne valt onder de mijnbouwwet (Bundesberggesetz), met alle voorschriften voor veiligheid en gebruik.

De huidige cavernes in het gebied van de LBEG zijn van voor de milieuvergunningverplichting (UVP), LBEG heeft daar dus geen ervaring mee. Momenteel wordt er bekeken of toekomstige cavernes voor opslag van waterstof onder de bylaw UPV-V moeten vallen waarmee een UPV/MER verplicht wordt. Waterstofopslag in een caveerne onshore valt in Duitsland onder de [Major Accidents Ordinance](#) (Störfallverordnung) en impliceert een geodkeuringsprocedure met participatie van het publiek. Al deze bovengenoemde regels, behalve de mijnbouwwet (Bundesberggesetz) en de offshore mijnbouwwet (Offshore Bergverordnung) gelden niet voor de EEZ (offshore/Noordzee).



Appendix E – Lijsten van figuren en tabellen

Figuren

Figuur 2-1: Schets van de (mogelijke) waterstofketen op basis van bestaande projecten waarin waterstofproductie, -opslag en –gebruik verbonden zijn door grootschalig pijpleidingennetwerk dat ook verbonden is met het buitenland. Locaties zijn indicatief.	15
Figuur 3-1: De ruimtelijke verdeling van de verschillende componenten (A-F) van een opslagsysteem voor drie concepten: a) onshore b) offshore c) eiland.	21
Figuur 3-3: Generieke ontwikkellijn voor aanleg van waterstofopslag op zee. De genoemde tijdsduur is slechts indicatief gaat er van uit dat er geen significante vertraging is door externe factoren of door tegenslagen bij aanleg. Toelichting bij tijdsduur: 1) Er wordt rekening gehouden met ca. 1 jaar voor vergunningaanvraag en verlening, 2) de tijd voor uitloggen van een caveerne kan mogelijk worden ingekort indien pekel kan worden geloosd. Mogelijk kunnen meerdere cavernes simultaan worden uitgelooft.	23
Figuur 4-1: Geografische spreiding van de kort- en langcyclische opslagkandidaten (bestaande gasvelden en aardgasopslagen) offshore en onshore samen met de windparkgebieden en hun bijbehorende status (de categorie langcyclisch bevat seizoensopslag en strategische opslag).	27
Figuur 4-2: Aantal producerende putten per gasveld, voor de 322 gasvelden in de Nederlandse offshore die in dit onderzoek zijn beschouwd, gesorteerd op afnemend aantal putten in elk gasveld. Velden met nul putten zijn geabandonneerd of nog niet in productie.	29
Figuur 4-3: Overzicht van mogelijk geschikte zoutstructuren voor opslagcavernes in de Noordzee.	32
Figuur 4-4: Overzicht faciliteiten aardgasopslag Zuidwending (links) en Bergermeer (rechts).	35
Figuur 4-5: Structuurvisiekaart (uit Programma Noordzee 2022-2027).	39
Figuur 4-6: Zoekgebiedenkaart Nederland (uit Programma Noordzee 2022-2027).	40
Figuur 5-1 Weergave van het referentie satelliet platform waar in tabel 5-2 naar verwezen wordt (afb. eigendom EBN).	49
Figuur 5-2 Ingeschatte CAPEX investering voor kortcyclische opslag (mid-case).	50
Figuur 5-3 Ingeschatte CAPEX-investering voor seizoensopslag (mid - case).	51
Figuur 5-4 Ingeschatte CAPEX investering voor strategische opslag (mid - case).	52
Figuur 5-5: Totale CAPEX kosten overzicht doorgerekend voor alle scenario's (mid-case).	53
Figuur 9-1: Verdeling van de werkvolumes (groene staven) van de 78 gasveldkandidaten voor kortcyclische en langcyclische opslag gesorteerd in aflopende volgorde (zie Tabel 3.2). In de inzet in de rechterbovenhoek wordt ook het bijbehorende kussengas weergegeven (rode staven).	65
Figuur 9-2 Analytische putdebiet resultaten. Blauwe cirkels: Maximaal putdebiet van een enkele put in elk offshore gasveld bij maximale vulgraad (verticale as) versus een vulgraad tot 250 bar (horizontale as). Groene cirkels: Hetzelfde maar horizontale as vertegenwoordigt nu de plateausnelheid. De streeplijn toont de debietreductie van het 250 bar scenario (in %) ten opzichte van de maximale vulgraad.	66
Figuur 9-3 Schattingen van het werkvolume voor enkele offshore gasvelden op basis van het analytische model en de grenswaarde putdebiet (verticale as) uitgezet tegen het werkvolume geschat op basis van het analoge model (horizontale as).	66
Figuur 9-4 Kostenrange van geselecteerde scenario's.	70

Tabellen

Tabel 3-1: overzicht van verschillend opslagtypes en hun kenmerken.	22
Tabel 4-1: Theoretische waterstof-opslagcapaciteit voor gasvelden op zee volgens een verschillend operationeel drukbereik.	26
Tabel 4-2: Onderverdeling van gasvelden en opslagcapaciteit naar kortcyclische opslag en seizoensopslag/strategische opslag volgens werkvolume.	26

Tabel 4-3: Resultaten van de vergelijking van het debiet bij maximale vulgraden en bij 250 bar. Representatieve vergelijking van 34 offshore velden, werk-/kussenvolumes en plateaubebieten voor elk van de drie opslagtypes. Let op, het aantal velden in deze tabel is lager dan op Tabel 4-2 en het kaartje in Figuur 4-1, omdat niet voor ieder veld genoeg gegevens beschikbaar waren om de debieten in te schatten (zie ook Appendix A)	28
Tabel 4-4: Overzicht van theoretische capaciteit voor aanleg van cavernes in de onderzochte zoutstructuren. * Bij het theoretische aantal cavernes is rekening gehouden met een 50% reductie t.o.v. het maximale aantal dat geometrisch in de structuur past. ** Hierbij is uitgegaan van het werkvolume pure waterstofopslag in een caveerne met een geometrisch volume van 1 miljoen m ³	33
Tabel 5-1: De belangrijkste parameters voor de verschillende opslagtypen, zowel voor opslag in cavernes als in gasvelden, deze zijn als input gebruikt in de kostenberekeningen.....	46
Tabel 5-2 Indicatieve kosten van de verschillende componenten.....	47
Tabel 5-3: Economisch aantrekkelijkste opties per opslagtype.....	53
Tabel 9-1: Theoretisch haalbare waterstofopslagcapaciteit voor kort- en langcyclische opslag gegroepeerd per offshore kwadrant. Per kwadrant worden het werkvolume (in BCM) en de energie inhoud (tussen haakjes, in TWh) en het aantal gasvelden gerapporteerd. Bij de omrekening van waterstofvolume naar energie is gebruik gemaakt van de Laagcalorische waarde van 10.225 MJ/Sm ³ . De gasveldkandidaten die als te groot (WV > 5 BCM) of te klein (WV < 0.5 BCM) worden beschouwd zijn ook in kolommen weergegeven.....	64