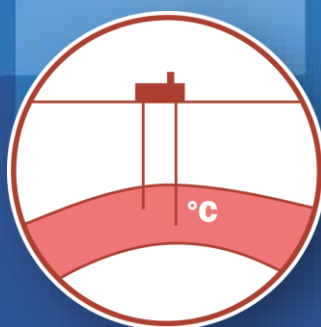


Ondergrondse Opslag in Nederland

Technische verkenning



Ministerie van Economische Zaken
en Klimaat



TNO

Princetonlaan 6
3584 CB Utrecht
Postbus 80015
3508 TA Utrecht

www.tno.nl

T +31 88 866 42 56
F +31 88 866 44 75

TNO-rapport

TNO 2018 R11372

Ondergrondse Opslag in Nederland - Technische Verkenning

Datum 1 november 2018

Auteur(s) S.F. van Gessel (TNO)
J. Breunese (TNO)
J. Juez Larré (TNO)
T.D. Huijskes (EBN)
G. Remmelts (TNO)

Review:
B.M. Schroot (EBN)
R.A.F. Dalman (TNO)
J. Koorneef (TNO)

Exemplaarnummer

Oplage

Aantal pagina's 100 (incl. bijlagen)

Aantal bijlagen

Opdrachtgever

Projectnaam EZK Werkprogramma 2018

Projectnummer 060.32126

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.

© 2018 TNO

TNO

Managementsamenvatting

Met het Klimaatakkoord van Parijs en de recente klimaatdiscussies staat Nederland voor de belangrijke opgave om de uitstoot van CO₂ in 2050 met 95% te reduceren ten opzichte van het niveau van 1990. Ondergrondse opslag van stoffen kan hier op verschillende manieren aan bijdragen. De opslag van CO₂ in lege gasvelden wordt al geruime tijd onderzocht en kan de uitstoot bij energiecentrales en bepaalde industrieën significant reduceren zolang die nog afhankelijk zijn van de inzet van fossiele brandstoffen. De ondergrond kan ook dienstdoen als buffer voor diverse vormen van energie en grondstoffen waarmee de leveringszekerheid en betaalbaarheid van het energiesysteem en de industrie gewaarborgd blijft. Daarnaast worden opslagvormen onderzocht die een specifiek probleem aanpakken zoals de berging van afvalstoffen of de stabilisatie van ondergrondse ruimte.

Deze studie levert een verkennende technische inventarisatie van de diverse mogelijkheden van ondergrondse opslagvormen die een belangrijke rol kunnen gaan spelen in de energietransitie. De uitkomsten worden gekoppeld aan verwachtingen ten aanzien van de toekomstige vraag naar deze vormen van opslag. Ten slotte wordt een overzicht van onderzoeksvragen gegeven met betrekking tot de ontwikkeling van opslag en het voeren van een adequaat beleid rond opslag in de ondergrond.

Mogelijkheden tot ondergrondse opslag

Ondergrondse opslag kan op hoofdlijnen worden ingedeeld naar permanente (eenmalige) opslag en tijdelijke (cyclische) opslag oftewel buffering. De huidige belangrijkste vorm van ondergrondse opslag is aardgasopslag met een totaal werkvolume van ca. 12,9 miljard m³ in vier uitgeproduceerde gasvelden en in één cluster bestaande uit zes zoutcavernes. Met de toename van duurzame (CO₂-vrije) en meer variërende energiebronnen zoals zon en wind, komen ook nieuwe vormen van opslag op basis van andere energiedragers in beeld waaronder waterstof, perslucht en warmte (in de vorm van water).

Uit de verkenning komt naar voren dat gasvelden, naast hun mogelijkheid om aardgas op te slaan, mogelijk een groot potentieel bieden voor de buffering van waterstof met een totaal geschat werkvolume van 93 miljard m³ op land en 60 miljard m³ op zee (verbrandingswaarde respectievelijk 997 PJ en 644 PJ). Ondergrondse zoutformaties op land bieden een aanvullend geschat werkvolume voor waterstof van ca. 17 miljard m³ (156 PJ) in mogelijk nieuw aan te leggen cavernes. Indien deze cavernes worden benut voor perslucht opslag, dan zou daarin naar schatting ca. 2 PJ aan energie kunnen worden opgeslagen.

Gasvelden op zee zijn ook in beeld voor de permanente opslag van CO₂. In de komende decennia komt ruimte vrij voor de opslag van ca. 1.700 Mt. Op land zou ruim 1.000 Mt kunnen worden opgeslagen, maar deze capaciteit wordt met het huidige beleid buiten beschouwing gelaten.

Opslag van hoge temperatuur warmte in (ondiepe) aquifers kan een significante bijdrage leveren voor met name warmtenetwerken. Dergelijke aquifers hebben een ruimtelijke verbreiding over Nederland en zullen in de komende jaren nader worden onderzocht op hun potentieel. Individuele systemen kunnen jaarlijks zo'n 5 – 20 GWh aan warmte opslaan.

Behoefte aan ondergrondse opslag

Op basis van een modelmatige berekening van verschillende scenario's voor de toekomstige energiemix (PBL, Gasunie) in 2050 is voor waterstof, groen gas en warmte een verwachte vraag naar opslagcapaciteit ingeschat. Rekening houdend met de onzekerheden in modellering en systeemkeuzes, de gestelde energiescenario's die jaarlijks veranderen en de onzekerheden in het weer, dan is de verwachte bandbreedte van de opslagbehoefte voor groen gas ongeveer 1 tot 10 bcm/jaar. Deze omvang van opslag past volledig in de huidige bufferlocaties voor aardgas. De opslagbehoefte voor waterstof zal om dezelfde redenen ongeveer tussen de 1 en 10 bcm/jaar liggen. De permanente opslagbehoefte per jaar voor CO₂ zal in 2050 ongeveer tussen 0 en 50 Mt/jaar liggen en is hier gerelateerd aan de opwekking van waterstof en groen gas. De extremen van de opslagbehoeften van het ene gas kunnen niet zonder meer opgeteld worden bij de extremen van de opslagbehoefte van een ander gas (ten voorbeeld: het energiescenario met de grootste opslagbehoefte van waterstof is niet per se hetzelfde scenario met de grootste opslagbehoefte van groen gas, aangezien het eerste scenario waarschijnlijk meer steunt op het gebruik van waterstof, en daarom minder op dat van groen gas). In het model is rekening gehouden met de warmtebehoefte en behoefte aan buffering van warmte, en ook met de bufferbehoeften voor extreme winters.

De opslagbehoefte voor perslucht en andere vormen van ondergrondse opslag die rechtsreeks samenhangen met het elektriciteitsnet, zijn in deze studie niet nader gekwantificeerd. Ze kunnen wel degelijk een rol van betekenis gaan spelen voor het goed laten functioneren van het elektriciteitsnet, bijvoorbeeld als er sprake is van tijdelijk groot aanbod van energie uit wind of zon, of wanneer de vraag naar elektriciteit het aanbod overstijgt.

Opslagscenario's

De studie geeft een overzicht van drie mogelijke scenario's (denkrichtingen) voor de ruimtelijke inrichting van opslag op land en op zee. De belangrijkste variërende factor hierbij is de plaatsing van waterstofopslag. Bij ontwikkeling in gasvelden en zoutcavernes op land is voldoende capaciteit beschikbaar en zijn er resterende mogelijkheden voor spreiding van de ondergrondse opslag. Indien waterstofopslag alleen op zee zal plaatsvinden, dan zouden m.n. de kustnabije gasvelden (voor de kust van Noord-Holland en Zuid-Holland) in beeld komen. Naast de duurdere aanleg zal de competitie met CO₂ opslag hier een belangrijk aspect worden. Indien waterstofopslag in gasvelden technisch dan wel economisch niet-haalbaar wordt geacht, zullen alleen cavernes overblijven. Alhoewel de totale theoretische capaciteit voldoende lijkt, zal de praktische ruimtelijke inpassing van vele cavernes een grote uitdaging gaan vormen vanwege onder andere mogelijke bodemdaling en bovengronds ruimtegebruik.

Aanbevelingen

Gezien de verwachte groei van waterstof als energiedrager en de daaraan gekoppelde vraag voor (ondergrondse) opslag, wordt aanbevolen om nadere studies te verrichten naar de mogelijkheden en voorwaarden voor opslag van waterstof in gedepleteerde gasvelden en zoutcavernes. In deze studies staan de volgende onderzoeksvragen centraal:

- Wat is de technische haalbaarheid van waterstofopslag in (lege) gasvelden, met name ten aanzien van de afsluiting, reacties tussen waterstof en reservoir/seal, integriteit van infrastructuur, kwaliteit en vermenging waterstof met andere gassen/kussengas, economische haalbaarheid en business cases?
- Wat zijn de praktische, juridische en ruimtelijke consequenties van grootschalige aanleg van zoutcavernes voor opslag?
- Wat zijn de mogelijkheden en consequenties van verschillende vormen van waterstofconversie en waterstofopslag op zee en alternatieven?

Het gebruik van aquifers als opslag en buffer voor diverse gassen is technisch mogelijk, echter de huidige juridische leidraden (m.n. mijnbouwwet, mijnbouwregeling en mijnbouwbesluit) bieden hierin weinig mogelijkheden gezien de noodzakelijke drukverhogingen. Daarom wordt aanbevolen om meer duidelijkheid te scheppen omtrent het gebruik van aquifers als opslagmedium en daarbij eventuele knelpunten te benoemen voor nadere uitwerking in de Mijnbouwwet en Mijnbouwregeling.

Voor ondergrondse opslag zijn nog geen specifieke seismische risicoprocedures ontwikkeld, zoals wel het geval is voor olie en gas. Dit wordt op dit moment grotendeels conform de SRA van koolwaterstoffen beoordeeld. Daarom wordt aanbevolen om de huidige SRA-systematiek te evalueren met als doel een passende SRA voor ondergrondse opslag te formuleren. Additionele potentiële risico's als lekkage en veiligheid van de bovengrondse installaties dienen hierbij te worden meegenomen.

Inhoudsopgave

Managementsamenvatting	2
1 Inleiding	6
1.1 Aanleiding en achtergrond.....	6
1.2 Vraagstelling	6
1.3 Doelstellingen, scope en afbakening.....	8
1.4 Risico's	9
2 Ondergrondse opslagtechnologieën	10
2.1 Inleiding	10
2.2 Permanente opslag, buffering of injectie van hulpstoffen?	11
2.3 Opslag van energie en grondstoffen	12
2.4 Permanente opslag van afvalstoffen	30
3 Evaluatie ondergrondse opslagruimte	33
3.1 Inleiding	33
3.2 Kwantitatieve evaluatie van aardgas- en waterstofopslag in gasvelden	37
3.3 Kwantitatieve evaluatie gasbuffering in zoutcavernes (aardgas en waterstof)	49
3.4 Kwantitatieve evaluatie persluchtbuffering in zoutcavernes.....	59
3.5 Kwantitatieve evaluatie permanente CO ₂ opslagcapaciteit.....	60
3.6 Kwalitatieve evaluatie hoge-temperatuuropslag.....	61
3.7 Evaluatie opslag van waterstof en perslucht in het buitenland	63
4 Kwantitatieve bepaling opslagbehoefte	64
4.1 Inleiding	64
4.2 Achtergrond voor gevolgde methodiek.....	65
4.3 Modelleren vraag en aanbod	74
4.4 Modelleren opslagbehoefte	78
4.5 Samenvatting uitkomsten	82
4.6 Bevindingen en discussie	86
5 Toekomstscenario's voor grootschalige ondergrondse opslag	88
5.1 Inleiding	88
5.2 Grootschalige trends.....	88
5.3 Scenario's voor ruimtelijke ontwikkeling van ondergrondse opslag	90
6 Bevindingen en aanbevelingen	96
6.1 Hoofdbevindingen	96
6.2 Aanbevelingen met betrekking tot technologische uitdagingen	97
6.3 Aanbevelingen ten aanzien van bestuurlijke aspecten	99

1 Inleiding

1.1 Aanleiding en achtergrond

Met het Klimaatakkoord van Parijs en de recente klimaatdiscussies staat Nederland voor de belangrijke opgave om de uitstoot van CO₂ in 2050 met 95% te reduceren ten opzichte van het niveau van 1990. Voor deze opgave worden diverse pakketten maatregelen uitgewerkt waaronder het realiseren van afvang en opslag van CO₂, het vervangen van fossiele brandstoffen door schone en duurzame energiebronnen, en het verder doorvoeren van energiebesparing en -efficiëntie binnen de industrie, de gebouwde omgeving en het wegtransport. Deze maatregelen vormen onderdeel van een bredere transitie van het energiesysteem en een nieuw nationaal energiebeleid richting 2050 (Energieagenda, 2016).

De energie- en klimaatdoelstellingen in de Energieagenda en het regeerakkoord van Rutte III brengen grote technische, economische en maatschappelijke uitdagingen met zich mee. Hoe kan de uitstoot van CO₂ op een verantwoorde en kostenefficiënte wijze worden gereduceerd? Hoe zorgen we ervoor dat de energievoorziening betrouwbaar en betaalbaar blijft, zowel tijdens als na de transitie naar een nieuw systeem met duurzame en hernieuwbare opwekking? En, welke middelen dragen bij aan een meer duurzaam en efficiënt gebruik van energie? Bij al deze uitdagingen kan ondergrondse opslag een belangrijke rol spelen bij het leveren van oplossingen dan wel het voorkómen van toekomstige knelpunten. Zo is de ondergrond bijvoorbeeld de enige ruimte waar CO₂ kan worden opgeslagen op een schaal die significant bijdraagt aan het reduceren van uitstoot op nationaal niveau. Daarnaast kan de ondergrond dienst doen als buffer voor diverse vormen van energie waarmee de leveringszekerheid en betaalbaarheid van het energiesysteem gewaarborgd blijft. Door de inzet van diverse ondergrondse warmtetechnologieën (bijv. warmte-koude opslag, hoge-temperatuuropslag, bodemwarmtesystemen) kan een hoge mate van energie-efficiëntie worden bewerkstelligd bij industrie, glastuinbouw en gebouwde omgeving.

Naast de ondersteunende rol ten aanzien van de energietransitie, heeft ondergrondse opslag ook een functie op diverse andere terreinen. De ondergrond kan ruimte bieden voor opslag van bepaalde reststoffen en afvalstoffen zoals productiewater (formatiewater dat meekomt bij olie- en gasproductie), radioactief afval en zoutwater filtraat. Opslag van bepaalde gassen en andere stoffen kunnen mogelijk bijdragen aan het stabiliseren van ondergrondse ruimte en het voorkomen of terugdraaien van bodemdaling als gevolg van delfstoffenwinning. En in sommige gevallen worden stoffen geïnjecteerd voor effectievere winning van delfstoffen of als strategische voorraad voor brandstoffen.

1.2 Vraagstelling

Ondergrondse opslag van energie is geen doel op zich, de opslag behoefte volgt uit andere activiteiten waaronder opwek, transport en verbruik van energie en stoffen. De opslag van energie en stoffen dient dan ook bestudeert te worden in het systeem waarin het een functie heeft.

Sommige opslagtechnologieën zijn afhankelijk van de aanleg van grootschalige infrastructuur en aansluiting op het landelijk energiesysteem (bijvoorbeeld voor

gasbewerking, compressie, conversie, transport) en vergen daardoor hoge investeringen. Al deze aspecten leiden tot een lijst van onderzoeksvragen ten aanzien van het verbeteren van de efficiëntie van opslag, het verlagen van de kosten en het vaststellen van de geschiktheid en inpasbaarheid van een bepaalde toepassing. Daar bovenop komt de vraag hoe aanbod van opslagruimte en behoefte aan (vraag naar) opslag optimaal op elkaar kunnen worden afgestemd. Opslag is immers geen doel op zich, maar een middel om andere doelen te realiseren. Daarbij kan er bovendien ook sprake zijn van meerdere, concurrerende vormen van opslag die zouden kunnen worden toegepast binnen dezelfde ruimte. De hoofdvraag is derhalve welke opties het belangrijkst zijn of worden voor het realiseren van de nationale doelstellingen en opgaven en hoe we ervoor kunnen zorgen dat onze keuzes van vandaag niet leiden tot het blokkeren van opties die cruciaal zijn voor een goed verloop van de energietransitie.

Vanuit het Ministerie van EZK bestaat de behoefte om de huidige (reactieve) benadering ten aanzien van ondergrondse opslag meer proactief te maken. Dit vereist dat de verschillende toekomstige mogelijkheden van ondergrondse opslag integraal worden gekoppeld aan de doelstellingen van de energietransitie. In het beleidsproces worden diverse opslagvormen vaak separaat benoemd. Een breder ingezette inventarisatie van het gehele scala aan de ondergrondse opslagfuncties moet een sterkere basis bieden om de mogelijke ruimtelijke samenhang en temporele afhankelijkheden beter te betrekken in de plan- en besluitvorming. Hierbij spelen ook afwegingen omtrent bevoegdheidsverdeling tussen het ministerie van EZK en de decentrale overheden een rol. In de afgelopen jaren zijn reeds diverse onderzoeken uitgevoerd naar het bestaande en toekomstige aanbod van ondergrondse opslagfuncties. Daarbij is de vraagstelling vaak gericht geweest op een specifieke technologie of toepassing (bijvoorbeeld gasopslag, CCS, routekaart H₂, routekaart Wind op Zee, etc.). De Structuurvisie Ondergrond (STRONG) betreft een uitzondering waarbij in de breedte naar het potentieel van alle gebruiksfuncties in de ondergrond (waaronder opslag) is gekeken. Het ruimtelijke plan van STRONG omvat echter geen nadere analyse van het opslagpotentieel en de opslagbehoefte voortkomend uit de energietransitie. Dit is noodzakelijk om een verdere prioritering vast te stellen ten aanzien van eventuele reservering, stimulering of afstemming van gebruiksfuncties. Belangrijke deelvragen die hieruit voortkomen zijn:

- Welke maatschappelijke doelstellingen en trends (m.n. reductie van CO₂-uitstoot, energieleveringszekerheid, het realiseren van de energietransitie, veiligheid) zijn gebaat bij ondergrondse opslag? Hoe zal daaruit de vraag naar opslag zich naar verwachting ontwikkelen in de komende decennia?
- Wat is het aanbod aan ondergrondse opslag- en buffermogelijkheden in Nederland en wat zijn daarvan de kenmerken. Hoe verhoudt dit aanbod zich tot huidige mijnbouw-gerelateerde activiteiten (ontstaan van opslagcapaciteit door winning, inzet van bestaande productie- en transportinfrastructuur) en de mogelijke (bovengrondse) alternatieven?
- Welke prioritering ten aanzien van diverse vormen van opslag volgt er uit bovenstaande vraag- en aanbodontwikkeling?
- Welke inzichten en aanbevelingen zijn er vervolgens met betrekking tot het reguleren, stimuleren, reserveren, ontwikkelen, en verder onderzoeken van ondergrondse opslagfuncties? Welke aanpassingen zijn er nodig ten aanzien van het optimaliseren van de huidige uitvoeringspraktijk.

1.3 Doelstellingen, scope en afbakening

Het doel van deze studie is het ondersteunen van het Ministerie van EZK bij het formuleren en vaststellen van een lange-termijn beleidsvisie ten aanzien van de rol van ondergrondse opslag in Nederland. Daarbij speelt de behoefte aan opslag volgend uit de energietransitie een belangrijke rol. De studie beoogt zo een verkennende technische en economische inventarisatie te leveren van de diverse mogelijkheden van ondergrondse opslag, en deze te koppelen aan verwachtingen ten aanzien van de toekomstige vraag naar opslag. De uitkomsten bieden een eerste overzicht van onderzoeksvragen ten aanzien van de ontwikkeling van opslag en het voeren van een adequaat beleid rond opslag. Waar relevant, zal deze studie hiervoor aanbevelingen geven.

Het overzicht van de beschikbaarheid en het belang van alle bekende en voor Nederland relevante vormen van ondergrondse opslag omvat

1. algemene (techno-economische) kenmerken van opslagfuncties en technologieën,
2. hun bijdrage en geschatte toegevoegde waarde voor de energietransitie,
3. een duiding van mogelijk geschikte geologische intervallen in de Nederlandse ondergrond en de samenhang met huidige mijnbouwactiviteiten en infrastructuur.

Voor zover relevant, worden opslagvormen in technische en economische zin vergeleken met mogelijke alternatieven. Deze verkenning levert een algemene geschiktheidsbepaling op, zonder nadere locatie-specifieke aanbevelingen.

Daarnaast geeft deze studie een overzicht van de verwachte ontwikkeling van de vraag naar diverse opslagfuncties. Hierbij wordt uitgegaan van maatschappelijke doelstellingen en trends ten aanzien van CO₂-emissiereductie, energieleveringszekerheid, ontwikkeling van duurzame energie, etc.

Er wordt gebruik gemaakt van bestaande informatie en studies (o.a. STRONG, CCS-routekaart en -portfoliostudie), waar mogelijk aangevuld met recente en lopende onderzoeken. Voor het identificeren van de vraagontwikkeling, zijn diverse instanties bevestigd (o.a. PBL, Gasunie, TenneT, ECN). Tevens is rekening gehouden met relevante inzichten vanuit de CCS Routekaart, Routekaart Waterstof, Routekaart Wind op Zee, en het Masterplan "Decommissioning and Re-use", bestaande kennis omtrent bovengrondse en kleinschaligere alternatieven, etc. Dit onderzoek is gericht op het volledig krijgen van de inventarisatie. De resulterende informatie biedt een leidraad voor de prioritering van opslagfuncties en -vormen die in een volgend stadium nader moeten worden onderzocht. Dit kan bijvoorbeeld op basis van de transitiepaden zoals beschreven in de Energieagenda (2016). Ten aanzien van ondergrondse opslagen worden aanbevelingen gedaan ter verbetering van de uitvoeringspraktijk (zoals bijv. de noodzaak van een opslagvergunning). Tenslotte zal deze studie kennisleemten identificeren.

In dit rapport wordt specifiek gekeken naar technologieën die binnen het dieptebereik van de Mijnbouwwet plaatsvinden en, volgens huidige inzichten, redelijkerwijs toepasbaar zijn vóór 2050. Dit betekent in het algemeen dat opslag ondieper dan 100m maar ook koude-warmteopslag (WKO) en andere opslagvormen voor water en warmte ondieper dan 500m (bijvoorbeeld opslag van zoutfiltraat) buiten beschouwing blijven. De verdiepende evaluatie in hoofdstuk 3 is

alleen gericht op de technologieën die significant bijdragen aan de transitiedoelstellingen (nationale schaal) en naar verwachting een grote groei gaan doormaken in de komende decennia.

1.4 Risico's

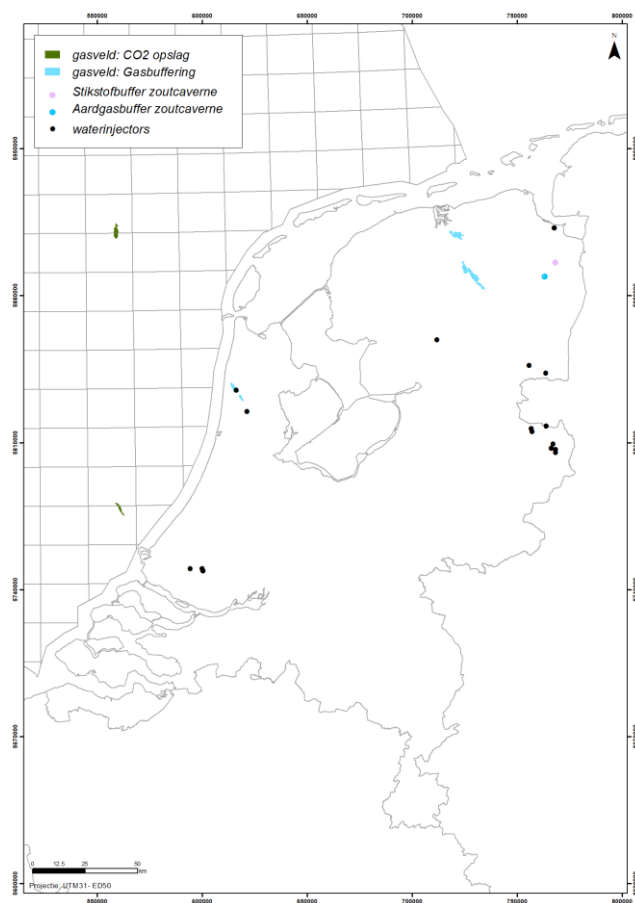
Net als andere ondergrondse toepassingen dient iedere vorm van ondergrondse opslag veilig en op een voor mens en milieu verantwoorde wijze geïmplementeerd te worden.

Afhankelijk van de locatie en de wijze van implementatie kan bovengrondse veiligheid van de installatie, seismisch risico of lekkage een aandachtspunt zijn. Deze aspecten dienen per locatie en implementatie specifiek beoordeeld te worden. Een dergelijke beoordeling valt buiten de scope van deze studie.

2 Ondergrondse opslagtechnologieën

2.1 Inleiding

Ondergrondse opslag wordt al vele decennia toegepast, zoals bijvoorbeeld de opslag van aardgas (sinds 1915 in Canada¹) en warm/koud water (eerste tests in 1975 in Frankrijk²). In Nederland wordt sinds 1997 aardgas opgeslagen in gasvelden en recentelijk ook in zoutcavernes. Daarnaast is er in Nederland sprake van de opslag van stikstof (zoutcavernes Heiligerlee), gasolie (zoutcavernes Twente-Rijn Marssteden), formatiewater (lege gasvelden), CO₂ uit geproduceerd aardgas (K12b-gasveld), warm en koud water (aquifers) en zoutfiltraat (aquifers). De overzichtskaart in Figuur 2-1 toont alle huidige locaties waar momenteel opslag binnen het dieptebereik van de mijnbouwwet plaatsvindt of waar deze wordt voorbereid.



Figuur 2-1: Locatie van opslagprojecten in Nederland waarvoor een opslagvergunning vereist is (Mijnbouwwet) of die samenhangen met mijnbouwactiviteiten

¹ Katz, D.L., M.R. Tek, 1981. Overview of underground storage of natural gas. J. Petr. Techn., 33(6), 943-951

² Iris P. (1979) – Héliogéothermie à faible profondeur avec pompe à chaleur associée. Expérimentation de stockage de chaleur intersaisonnier en nappe phréatique, Campuget (Gard). Rapport Plan Construction (1979).

De nationale doelstellingen om de uitstoot van CO₂ in 2050 met 95% gereduceerd te hebben en fossiele brandstoffen te vervangen door hernieuwbare en schone energiebronnen, zullen de vraag naar meer en/of nieuwe soorten ondergrondse opslag mogelijk doen toenemen. In de eerste plaats vanwege het voornemen om CO₂ af te vangen en te injecteren in lege gasvelden. In de tweede plaats vanwege toenemende en moeilijk voorspelbare fluctuaties in aanbod van energie uit wind- en zon, die zullen leiden tot meer behoefte aan flexibiliteit en balansfuncties. Opslag kan daarbij een onderdeel zijn van een groter pakket maatregelen die het goed functioneren van het toekomstige energiesysteem blijvend moeten garanderen. Opslag kan ook worden ingezet in meer locatie-specifieke situaties, zoals bijvoorbeeld het mitigeren van effecten die optreden als gevolg van winning.

In dit hoofdstuk wordt een korte beschrijving gegeven van de verschillende opslagtechnologieën en de redenen waarom deze technologieën worden ingezet. Hoofdstuk 3 geeft vervolgens een uitgebreidere en meer specifieke evaluatie van het kwantitatieve potentieel van diepe ondergrondse opslagvormen in Nederland die naar verwachting belangrijk gaan worden voor het realiseren van nationale klimaat en energiedoelstellingen.

2.2 Permanente opslag, buffering of injectie van hulpstoffen?

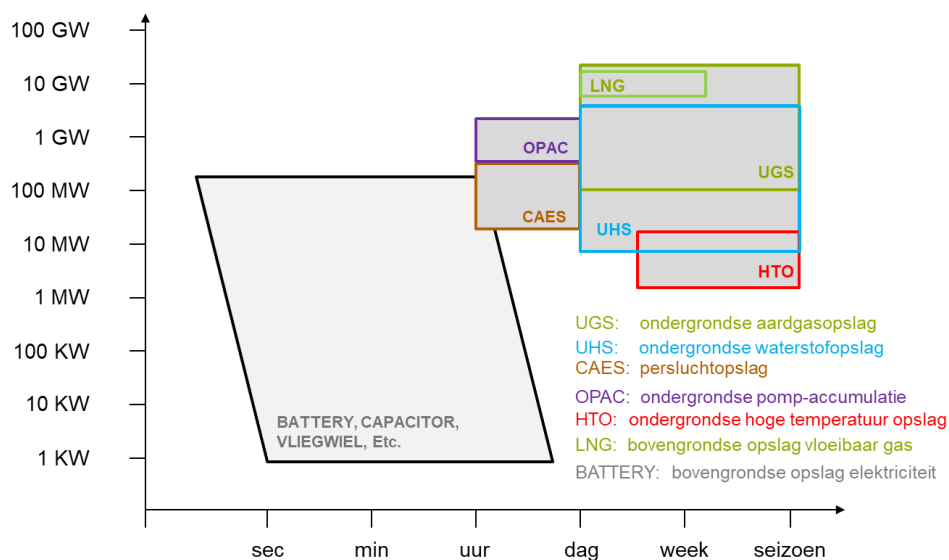
Ondergrondse opslag laat zich op hoofdlijnen onderverdelen in vier vormen.

1. **Permanente opslag.** Bij deze vorm is het nadrukkelijk de bedoeling dat de geïnjecteerde stoffen naar menselijke maatstaven³ definitief in ondergrondse aardlagen ingesloten blijven (bijvoorbeeld CO₂, formatiewater). In specifieke gevallen kan terughaalbaarheid van opgeslagen stoffen een vereiste zijn (bijvoorbeeld bij ondergrondse berging van radioactief afval).
2. **Buffering.** Hierbij worden stoffen tijdelijk opgeslagen met het doel om deze later weer terug te halen voor gebruik. De duur van opslag verschilt per toepassing en kan variëren van uren tot jaren. In de ondergrond is het opslagvolume en/of de energie-inhoud vaak vele malen groter dan de bovengrondse alternatieven (miljoenen tot miljarden kubieke meters aardgas, GWh tot TWh, zie ook Figuur 2-2). Buffering is in de regel een cyclisch proces van injectie en productie. Een (klein) deel van de geïnjecteerde stoffen (bijvoorbeeld deel van het kussengas) zal tijdens of na buffering een permanente opslagstatus hebben omdat deze in technische of economische zin niet terug haalbaar zijn na beëindiging van de bufferactiviteiten.
3. **Injectie van hulpstoffen.** Ten einde boorprocessen, of winning en opslag in de ondergrond mogelijk te maken, worden vaak hulpstoffen geïnjecteerd. Voorbeelden zijn injectie van CO₂, stikstof of stoom om productie van aardgas en aardolie te stimuleren, of injectie van een laag dieselolie in een zoutcaverne om het zoutoplossingsproces te sturen. Deze vormen van injectie hebben geen specifiek opslagkenmerk, maar de geïnjecteerde stoffen zullen (voor een deel) definitief in de ondergrond achterblijven. In de rest van het rapport blijft deze vorm buiten beschouwing.

³ Voor CO₂ wordt een termijn van 30.000 jaar aangehouden als minimum.

4. **Stabilisatie ondergrond.** In specifieke situaties kan injectie van stoffen worden toegepast om de ondergrond te stabiliseren. In dit kader zijn recentelijk oplossingen gezocht voor instabiele zoutcavernes. Een andere mogelijke toepassing die genoemd wordt, is de injectie van stikstof in gasvelden om bodemdaling tegen te gaan. Gezien het zeer lokale en situatie-specifieke karakter, zal deze vorm niet nader worden besproken in deze studie.

In de rest van het rapport zullen permanente opslag en buffering beide in het algemeen worden aangeduid als “opslag”. De term buffering kan in specifieke gevallen worden gebruikt om het proces van injectie en productie te duiden.



Figuur 2-2: Overzicht energieopslagtechnieken en indicatief vermogen en leveringsduur

2.3 Opslag van energie en grondstoffen

2.3.1 Aardgasopslag

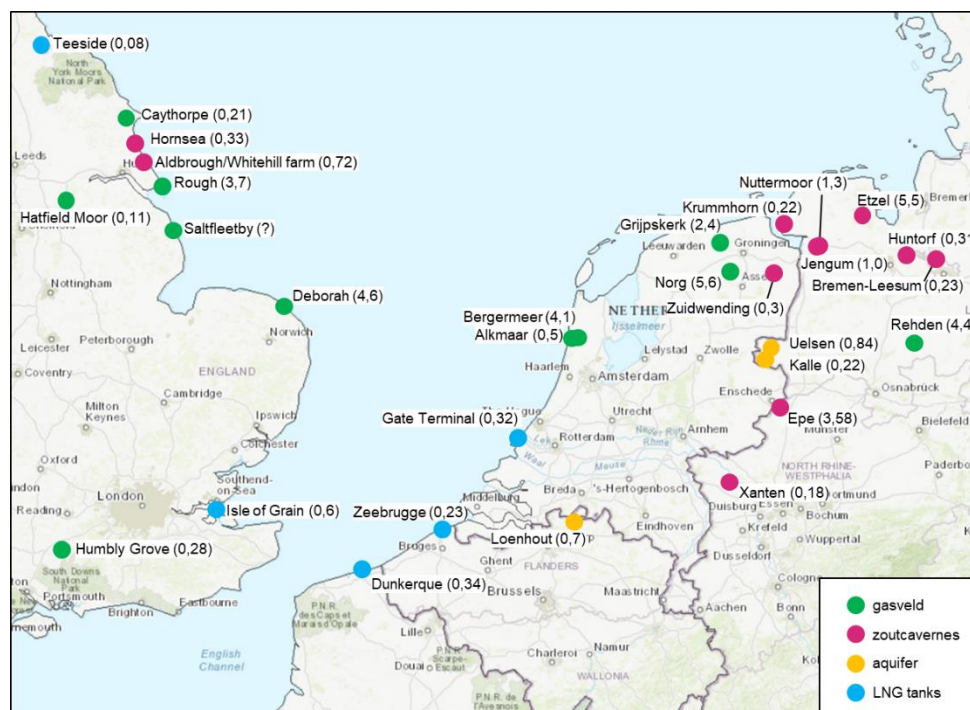
In Nederland zijn momenteel vijf ondergrondse aardgasopslagen in bedrijf, waarvan er vier zijn aangelegd in de gasvelden Norg, Grijskerk, Alkmaar en Bergermeer, en één in een cluster van vijf zoutcavernes binnen de zoutstructuur Zuidwending (zie Tabel 2-1). Ter referentie is in Tabel 2-1 de bovengrondse LNG Gate Terminal opgenomen in het overzicht. De totale ondergrondse operationele opslagcapaciteit (werkvolume) in Nederland bedraagt momenteel 12,9 miljard m³⁴ aardgas. Binnen Europa is een cumulatief aardgas werkvolume van ca. 145 miljard m³ beschikbaar, verdeeld over 148 locaties (met name aardgasvelden, zoutcavernes en aquifers) en 28 landen⁵. De kaart in Figuur 2-3 toont de ligging van aardgasopslagen in en rond Nederland. Aardgasopslag is een zeer volwassen technologie waarbinnen weinig verdere technologische ontwikkelingen worden verwacht.

⁴ NB In dit rapport word voor volumes gas (alle types) m³ gebruikt, hiermee wordt normaal condities bedoeld (0°C en 101,325 kPa).

⁵ Bron: Gas Storage Database Europe, versie Mei 2015, www.gie.eu

Locatie	Type formatie	Type aardgas	Start	Werkgas / Kussengas (10 ⁹ Nm ³)	Productie/ Injectie capaciteit (10 ⁶ Nm ³ /dg)	Aantal putten
Norg	gasveld	L-gas	1997	5,6 / -	76 / 36	6
Grijskerk	gasveld	H-gas	1997	2,4 / 11,4	50 / 12	10
Alkmaar	gasveld	L-gas	1997	0,5 / 3,1	36 / 3,6	
Bergermeer	gasveld	H-gas	2015	4,1 / 4,3	57 / 42	
Zuidwending	zoutcavernes (5 stuks)	L-gas	2011	0,31 / 0,31	43,2 / 26,4	10
Gate Terminal	LNG tanks (3 stuks)	H-gas	2011	0,32 / -	22,5 / -	-

Tabel 2-1: Overzicht Nederlandse aardgasbuffers en hun kenmerken. Er wordt onderscheid gemaakt tussen hoogcalorisch aardgas (H-gas) en laagcalorisch aardgas (L-Gas).



Figuur 2-3: Ligging van aardgasopslaglocaties in Nederland en aangrenzende regio's in Duitsland, België en Engeland⁶

Aardgas heeft een centrale rol binnen de Nederlandse energievoorziening en wordt hoofdzakelijk ingezet voor verwarming gebouwde omgeving en glastuinbouw, elektriciteitsproductie, levering van hoge-temperatuur warmte voor de industrie en productie van industriële grondstoffen. Aardgas had in 2016 een aandeel van ca. 39,5% binnen het totale energiegebruik⁷. In de periode 2010 – 2015 was het aandeel aardgas binnen de warmtevoorziening ca. 93%⁸. Ondanks het streven om het gebruik van fossiele energiebronnen op termijn af te bouwen, gaan de meeste scenario's ervan uit dat aardgas in de komende decennia nog een belangrijke rol zal hebben als energiebron en grondstof voor de industrie. De prognose in de

⁶ Bron: www.estmap.eu

⁷ www.energieinnederland.nl

⁸ PBL 2017, Nationale Energieverkenning 2017

laatste nationale energieverkenning⁸ gaat uit van aardgas als primaire energiebron welke ca. 70% van de warmtevoorziening in 2035 bedient. Ook als – in het licht van het nieuwe Klimaatakkoord (2018) – dit aandeel uiteindelijk lager zal blijken te zijn dan 70% in 2035, is de verwachting dat er nog voor enkele decennia behoefte zal blijven aan aardgasopslag.

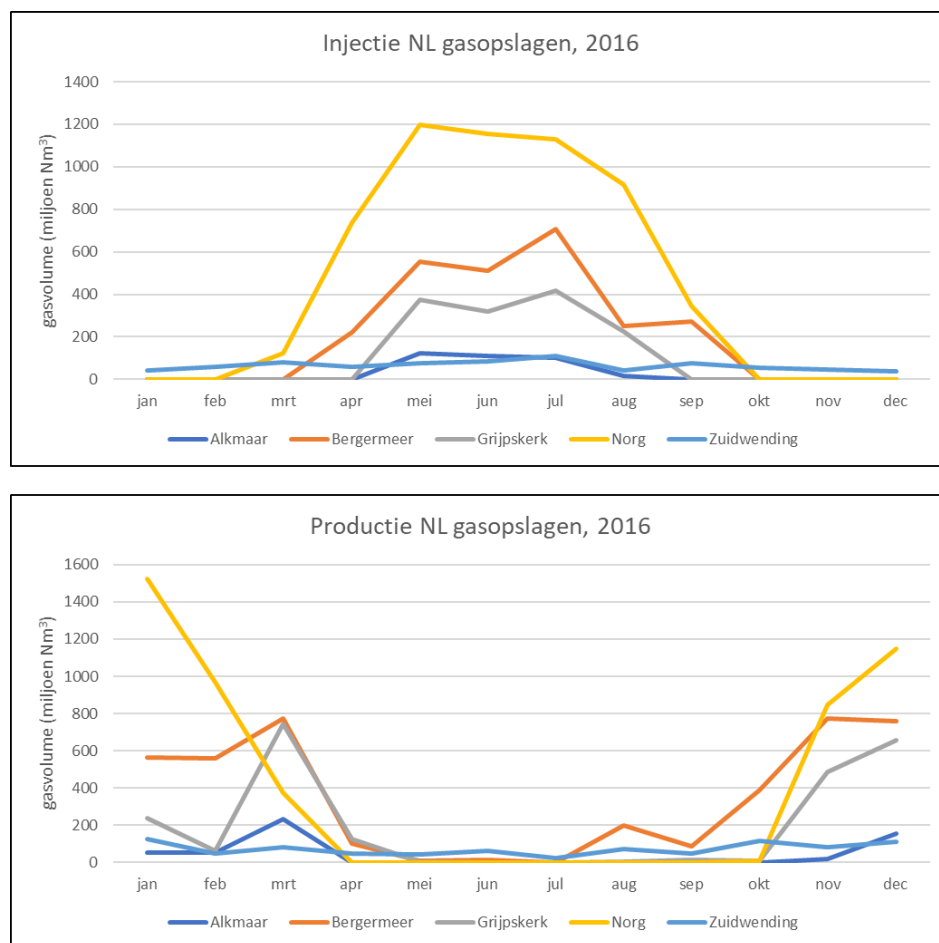
De verschillende toepassingsgebieden voor aardgas vragen ook om verschillende kwaliteiten aardgas. Laagcalorisch aardgas (L-gas of ook wel Groningen kwaliteit aardgas) heeft een relatief hoog stikstofpercentage en wordt vooral ingezet voor de verwarming van de gebouwde omgeving en glastuinbouw. Het Groningenveld was tot nu toe de belangrijkste leverancier van L-gas maar in de toekomst zal L-gas moeten worden gemaakt uit hoogcalorisch aardgas (H-gas) dat wordt bijgemengd met stikstof. De gasopslagen Norg, Alkmaar en Zuidwending zijn aangesloten op het L-gas systeem. H-gas wordt met name ingezet voor industriële doeleinden of de opwekking van elektriciteit in gascentrales. Naast winning uit fossiele bronnen en import, kan H-gas afkomstig zijn van biomassa (groen gas) en t.z.t. mogelijk ook uit synthetisch geproduceerd methaan (op basis van waterstof). H-gas wordt opgeslagen in Grijpskerk en Bergermeer.

De bestaande Nederlandse aardgasopslagen (met uitzondering van de gasopslag Bergermeer) vormen tezamen een balanssysteem dat wordt aangestuurd door Gasunie om de leveringszekerheid te garanderen. Een groot deel van het werkvolume aan aardgas wordt ingezet ten behoeve van de hogere warmtevraag gedurende koude wintermaanden. Daarnaast zijn sommige gasbuffers ook ingericht voor het bedienen van kortstondige piekvraag. Bergermeer is specifiek aangelegd voor de handel in aardgas⁹. Figuur 2-4 toont het typische verloop van injectie en productie binnen de Nederlandse gasopslagen tijdens het jaar 2016. Daarbij valt op dat Norg, Grijpskerk, Alkmaar (en Bergermeer) een duidelijk seizoensgebonden patroon hebben. Zuidwending heeft over het hele jaar een vrij constant injectie- en productiepatroon en wordt ingezet voor kortstondige onevenwichtigheden in het systeem.

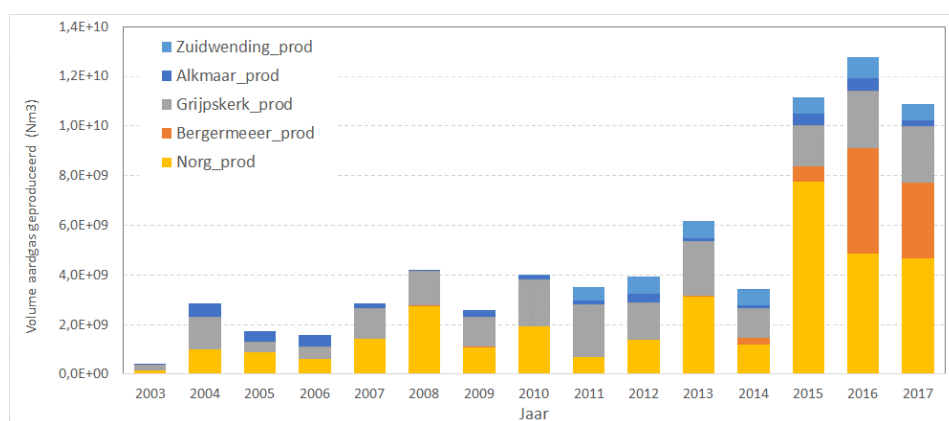
In het verleden vervulde het Groningen gasveld de belangrijkste balansfunctie door tijdens de wintermaanden de gasproductie op te voeren en was de behoefte aan de gasopslagen dus minder. Met de recente kabinetsbesluiten¹⁰ zal de productie uit Groningen worden afgebouwd naar nul in 2030. Met de reeds ingestelde productieverlagingen is de seizoensgebonden balansfunctie echter nu al nagenoeg verdwenen. Figuur 2-5 laat zien hoe de inzet van aardgasopslagen hierop heeft gereageerd sinds 2015. Zolang aardgas belangrijk blijft voor de centrale energievoorziening, zullen aardgasopslagen eveneens relevant blijven voor het bedienen van de seizoensgebonden warmtevraag. Maar ook met de toenemende vervanging van aardgas door elektriciteit kan gasopslag mogelijk belangrijk blijven voor het balanceren van toenemende fluctuaties in het elektriciteitsnet (groeiende aandeel energie uit zon en wind).

⁹ Het business model voor de meeste gasopslagen in Nederland is afgestemd op het beschikbaar stellen (en houden) van een gecontracteerde uitzendcapaciteit. Het business model van een commerciële gasbuffer (bijvoorbeeld Bergermeer) wordt puur bepaald door de inkoop en verkoop (prijverschillen) van aardgas.

¹⁰ Kamerbrief Minister Wiebes, 29 maart 2018: Gaswinning Groningen



Figuur 2-4 Maandelijkse hoeveelheden geïnjecteerd en geproduceerd aardgas voor Nederlandse gasbuffers in het jaar 2016. Zuidwending heeft een constant patroon terwijl de overige opslagen een seizoensgebonden patroon hebben.



Figuur 2-5 Overzicht van jaarlijks geproduceerde hoeveelheden aardgas uit de Nederlandse aardgasopslagen.

Gasopslagen worden meestal ontwikkeld in gasvelden en zoutcavernes vanwege de bewezen afsluiting voor aardgas alsmede de goede injectie en productie-eigenschappen. Voor gasvelden geldt dat er vaak al gasinfrastructuur (bewerking, transport, etc.) aanwezig is¹¹ en dat het volume groot genoeg is voor seizoensgebonden opslag. Bij zoutcavernes is de gunstige werkgas/kussengas verhouding, hoge uitzendcapaciteit en de afwezigheid van andere stoffen vaak een aanvullend voordeel. Daar staat tegenover dat het lagere volume van een enkele caveerne deze meestal alleen geschikt maakt voor piekopslag.

In het buitenland (o.a. België, Frankrijk, Duitsland) wordt, bij gebrek aan geschikte gasvelden of zoutformaties (cavernes), soms ook gekozen voor aanleg van gasopslagen in aquifers¹². In dit geval moet de afsluiting voor aardgas en de geschiktheid van het reservoir (m.n. stromingseigenschappen) nog worden bewezen door middel van exploratieonderzoek, productietesten, etc. Verder kunnen er beperkingen zijn ten aanzien van de drukopbouw indien de originele druk niet mag worden overschreden.

Een gasopslag wordt ontworpen op basis van een specifiek vraagprofiel waarbij gedurende een bepaalde periode met voldoende productiesnelheid (capaciteit) aardgas moet kunnen worden geleverd. De periode waarbinnen de gevraagde productiesnelheid kan worden gerealiseerd, is de leveringsduur. De totale hoeveelheid aardgas die binnen de maximale leveringsduur kan worden geproduceerd is het werkgasvolume. De rest van het aardgas in het reservoir zorgt voor de minimaal benodigde druk en expansie-energie, nodig om de gevraagde productiesnelheid te realiseren. Dit aardgas wordt het kussengas genoemd. Als het veld bij aanvang van de opslagfunctie sterk gedepleteerd ('leeg' geproduceerd) is, zal het kussengas eerst moeten worden aangekocht en geïnjecteerd. Bij sterk gedepleteerde gasvelden betekent dit een significante extra investering bij de ontwikkeling tot een gasopslag. Omdat kussengas niet bijdraagt aan de verkoop van aardgas, wordt dan ook bij voorkeur gezocht naar reservoirs met een gunstige werkgas/kussengas verhouding.

Aardgas kan ook in vloeibare vorm (LNG) worden opgeslagen in bovengrondse opslag tanks. Door de grotere dichtheid¹³ biedt LNG een mogelijk alternatief voor ondergrondse gasopslag, alhoewel beperkt ten opzichte van het werkvolume dat in gasvelden kan worden aangelegd. Nederland heeft momenteel drie LNG-opslag tanks op de Maasvlakte (Gate Terminal) met ieder een inhoud van ca. 180.000 m³. Deze hoeveelheid representeert een werkvolume van ca. 320 miljoen m³ aardgas (vergelijkbaar met het werkvolume van de gasopslag in Zuidwending). Het totale doorvoervolume aardgas in deze LNG-terminal is ca. 12 miljard m³ per vanwege de aanvoer routes over zee.

Met de 12,9 miljard m³ werkgas in Nederlandse gasopslagen lijkt er momenteel in principe voldoende capaciteit te zijn voor het bedienen van de huidige vraag (zowel piek als seizoensgebonden). De behoefte naar eventuele uitbreiding van aardgas opslagcapaciteit is sterk verbonden met de verdere ontwikkeling van de rol van aardgas in de energievoorziening en de introductie van nieuwe energiebronnen en

¹¹ Meestal worden nog wel aanvullende injectie- en productieputten geplaatst om de gewenste productiecapaciteit te behalen.

¹² Aardgas Storage Database Europe (www.gie.eu)

¹³ LNG (vloeibaar aardgas) ontstaat door sterke afkoeling van aardgas (-162° C). Hierdoor wordt de dichtheid ongeveer 600 keer zo hoog.

de alternatieve vormen van flexibiliteit (o.a. import van aardgas, opslag binnen het pijpleidingennetwerk en aansluiten van opslagcapaciteit over de grens in Duitsland). Gezien het feit dat de huidige scenario's en doelstellingen uitgaan van een afnemend aandeel aardgas in de energiemix richting 2050, is de aanleg van nieuwe aardgasbuffers weinig aannemelijk. In deze studie zal de evaluatie van aardgasopslagcapaciteit voornamelijk worden gebruikt als basis voor het bepalen van de opslagcapaciteit van waterstof.

2.3.2 Waterstofopslag

Ondergrondse opslag van pure waterstof vindt nu alleen plaats buiten Nederland. Drie locaties liggen in de Verenigde Staten en één locatie ligt in Verenigd Koninkrijk (zie Tabel 2-2). Alle zijn ontwikkeld in zoutcavernes. De opgeslagen waterstof wordt hier ingezet als industriële grondstof. Daarnaast zijn in het verleden gasmengsels met verschillende percentages waterstof (z.g. stadsgas) opgeslagen in gasvelden en aquifers (zie Tabel 2-3).

Parameter	Clemens Dome (VS)	Moss Bluff (VS)	Spindletop (VS)	Teeside (VK)
Geologie	Zoutpijler	Zoutpijler	Zoutpijler	Gelaagd zout
Operator	Conoco Phillips	Praxair	Air Liquide	Sabco Petrochemicals
Start	1983	2007	Onbekend	1972
Geom. volume (m ³)	580.000	566.000	906.000	3 * 70.000
Gem. diepte (m)	1.000	1.200	1.340	365
Drukrange	70-137	55-152	68-202	45
Werkvolume (10 ⁶ m ³)	27,3	41,5	92,6	9,12

Tabel 2-2: Overzicht buitenlandse waterstofbuffers¹⁴

Locatie	Geologie	Start	Status	%H ₂	Diepte (m)	Druk (bar)
Ketzin (DE)	Aquifer	-	Afgesloten	62%	200 – 250	-
Kiel (DE)	Caverne	-	Gasopslag	62%	-	80 – 100 bar
Beynes (FR)	Aquifer	1956	Gasopslag	50%	430	-
Lobodice (CZ)	Aquifer	1965	Actief	50%	430	90
Diadema (ARG)	Gasveld	2009	-	10%	600	10
SunStorage (AT)	Gasveld	2015	Afgerond	10%	1000	78

Tabel 2-3: Overzicht van gasopslagen en demonstratieprojecten met bijmenging waterstof

Waterstof wordt op basis van het productieproces in drie categorieën verdeeld:

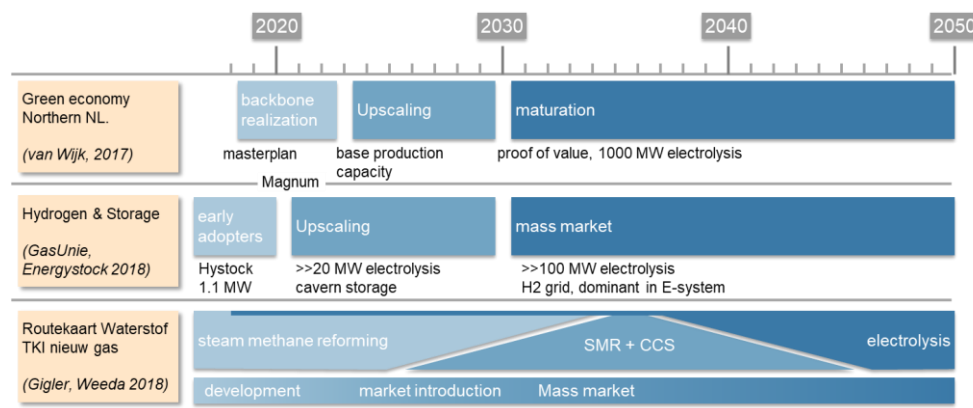
1. **Grijze waterstof:** hierbij wordt waterstof gemaakt uit aardgas waarbij CO₂ vrijkomt en uitgestoten wordt. Momenteel is het meest gebruikte productieproces gebaseerd op *Steam Methane Reforming (SMR)*.

¹⁴ DBI-GUT 2017, The effects of hydrogen injection in natural gas networks for the Dutch underground storages. Final report

Daarnaast bestaan ook *AutoThermal Reforming* (ATR) en *Partial Oxidation* (POX).

2. **Blauwe waterstof:** de productie ervan is gebaseerd op hetzelfde principe als grijze waterstof, maar nu wordt de CO₂ afgevangen¹⁵ en ondergronds opgeslagen (bijv. in verlaten gasvelden). Deze vorm van CO₂ afvang is eenvoudiger te realiseren en efficiënter dan de afvang van CO₂ bij verbranding van fossiele energiebronnen¹⁶.
3. **Groene waterstof:** de productie vindt plaats op basis van elektrolyse van water, waarbij de energie geleverd wordt door hernieuwbare bronnen zoals zon en wind¹⁷.

Momenteel produceert Nederland jaarlijks zo'n 10 miljard m³ grijze waterstof uit aardgas. Dit wordt gebruikt als grondstof voor de industrie (o.a. de productie van ammoniak). Diverse recente studies¹⁸ presenteren waterstof ook als een belangrijke schone en duurzame energiedrager binnen het toekomstige energiesysteem. Hierbij wordt uitgegaan van blauwe en/of groene waterstof. Een mogelijk groeiende rol voor waterstof als energiedrager wordt vooral gezien voor vervoer en mobiliteit (brandstofcellen), de levering van hoge temperatuurwarmte aan de industrie (als vervanging van aardgas en de huidige grijze waterstof), voor lage temperatuurwarmte in de gebouwde omgeving en mogelijk ook bij de productie van elektriciteit. De verschillende toepassingen en initiatieven worden toegelicht in de recentelijk gepubliceerde Routekaart Waterstof¹⁸.



Figuur 2-6: Overzicht van enkele gepresenteerde tijdlijnen en ontwikkelpaden voor inzet van waterstof als energiedrager. De diverse bronnen gaan allen uit van een grootschalige ontwikkeling vanaf 2030.

De voorspelde inzet van waterstof als belangrijke brandstof voor de centrale energievoorziening zal waarschijnlijk tevens leiden tot een behoefte aan grootschalige ondergrondse opslag (Hoofdstuk 4). Een belangrijke factor voor deze opslagbehoefte is het verschil tussen vraag en aanbod van energie waarbij energie

¹⁵ Bij de productie van 1 miljard m³ waterstof middels SMR, ATR of POX kan ca. 160.000 – 320.000 ton CO₂ worden afgevangen (afhankelijk van de gekozen technologie). Bij ATR en POX is dan geen sprake van verdere restemissies.

¹⁶ Berenschot & TNO 2017, CO₂-vrije waterstofproductie uit aardgas

¹⁷ Bij toepassing van elektriciteit uit fossiele bronnen is de geproduceerde waterstof alsnog geassocieerd met CO₂ uitstoot en dus grijs.

¹⁸ o.a. Weeda & Gigler 2018, Routekaart Waterstof (TKI – hernieuwbaar aardgas)
Van Wijk 2017, The Green Hydrogen Economy in Northern Netherlands
GasUnie 2018, Presentatie Hydrogen and storage development over time

in de vorm van waterstof makkelijker is op te slaan dan elektriciteit. Deze verschillen komen voort uit

- De variabele productie van waterstof uit wind- en zonne-energie (elektrolyse).
- De mogelijk grotere vraag naar waterstof tijdens de winter indien het aardgas vervangt bij de verwarming van de gebouwde omgeving en glastuinbouw of de productie van elektriciteit¹⁹.

De diverse toepassingen van waterstof hebben verschillende kwaliteitseisen (zuiverheid van de waterstof) hetgeen voor een belangrijk deel bepalend is voor de productiekosten. Brandstofcellen werken op basis van zeer puur (*high-grade*) waterstof welke m.n. geleverd wordt via elektrolyse. Ook de procesindustrie (o.a. ammoniakproductie) heeft hoge kwaliteitseisen. De huidige SMR-installaties zijn speciaal toegerust om zoveel mogelijk verontreinigingen te verwijderen. Toepassing van waterstof als brandstof voor hoge temperatuur warmte in de industrie, verwarming van de gebouwde omgeving en productie van elektriciteit in gascentrales kent de laagste kwaliteitseisen (*low-grade* waterstof). Hierbij is het m.n. van belang dat de verbrandingswaarde zo hoog mogelijk is en de uitstoot van vervuilende reststoffen (bijvoorbeeld NOX) zo laag mogelijk. Voor het bedienen van warmtevraag kunnen eventueel ook mengsels van waterstof en methaan worden gebruikt. Dit gebeurde in het verleden onder andere met stadsgas (waterstof-methaan mengsel op basis van een ca. 1:4 verhouding). Bij opslag en transport zal rekening moeten worden gehouden met het scheiden van verschillende kwaliteiten waterstof (net als bij de verschillende leidingnetten voor laag- en hoogcalorisch aardgas van Aardgas Transport Services).

Waterstof kan, net als aardgas, ondergronds worden opgeslagen in zoutcavernes en mogelijk in (lege) gasvelden en aquifers. De bestaande waterstofopslagen in zoutcavernes in de VS werken volgens het principe van compressie en decompressie (net als bij aardgasopslag). Bij de waterstofopslag in Teesside-VK, verblijft het aardgas onder constante druk in de caverne en wordt de instroom en uitstroom geregeld door het vulniveau van pekel te veranderen. Deze manier zal echter zeer waarschijnlijk niet de productiesnelheden kunnen leveren die nodig zijn voor toepassing in het centrale energiesysteem.

Waterstofopslag heeft vergelijkbare kenmerken als aardgasopslag maar er zijn een aantal belangrijke aanvullende aandachtspunten m.b.t. de technische geschiktheid van een opslaglocatie²⁰, namelijk:

- De afsluiting van het reservoir (waterstof een veel kleiner molecuul dan methaan)
- Mogelijke microbiologische en chemische omzettingen wanneer de geïnjecteerde waterstof in contact komt met het reservoirgesteente, het afsluitende gesteente of de aanwezige stoffen in het reservoir.
- Vermenging van waterstof met natuurlijk aanwezige gassen

¹⁹ Indien de gebouwde omgeving voor een belangrijk deel wordt verwarmd op basis van elektriciteit (warmtepompen), dan moet er mogelijk ook een extra back-up vermogen komen middels inzet van elektriciteitscentrales. Waterstof kan dan de schone vervanger zijn voor kolen en aardgas.

²⁰ DBI-GUT 2017, The effects of hydrogen injection in natural gas networks for the Dutch underground storages. Final report

- Mogelijke aantasting van staal en andere materialen in de installatie door de specifieke eigenschappen van waterstof (verbrossing van staal).

Tijdens de beginfase en opschalingsfase van waterstof zullen zoutcavernes waarschijnlijk de voorkeur krijgen voor het aanleggen van waterstofopslaglocaties. Ten eerste zijn gasvelden nog niet bewezen als een geschikte en efficiënte opslaglocaties voor waterstof. Bij zoutcavernes is het vrijwel zeker dat de afsluiting competent is en zal er geen vermenging optreden (zuiverheid waterstof). Met de nu nog geringe vraag naar waterstofopslag zullen bovendien de betere productiviteit en gunstigere werkgas-kussengasverhouding van zoutcavernes een belangrijk argument vormen. Opslag van waterstof in gasvelden en aquifers kan mogelijk interessant worden wanneer er vraag ontstaat naar grotere (seizoensgebonden) buffercapaciteit (van m.n. low-grade waterstof) en/of wanneer er in de nabijheid van een gewenste opslaglocatie geen geschikte zoutstructuren liggen. Ook een ongunstigere werkgas – kussengas verhouding kan een belemmering vormen voor ontwikkeling.

De bovengrondse opslag van waterstofgas in druktanks is zeer kleinschalig vergeleken met de volumes die ondergronds kunnen worden opgeslagen. Door waterstof om te zetten in vloeibare waterstof of ammoniak, wordt de energie-inhoud per volume-eenheid vergroot waardoor het mogelijk is om met enkele tientallen tanks het equivalent van de hoeveelheid waterstofgas in een forse zoutcaverne te leveren. Ter vergelijking: het waterstof werkvolume van een zoutcaverne met een geometrisch volume van 600.000 m³ representeert een energie-inhoud (lage verbrandingswaarde) van ca. 0,48 PJ (oftewel ca. 45 miljoen m³ werkgas, zie Paragraaf 3.3.1). De opslagtanks voor vloeibaar waterstof bij Kennedy Space Center (zie Figuur 2-7) zijn ca. 3.500 m³²¹ en bevatten 228 ton H₂, oftewel ca. 0,03 PJ (werkgasvolume equivalent ca. 2,5 miljoen m³).



Figuur 2-7: Liquid Hydrogen storage tanks, Kennedy Space Center USA²²

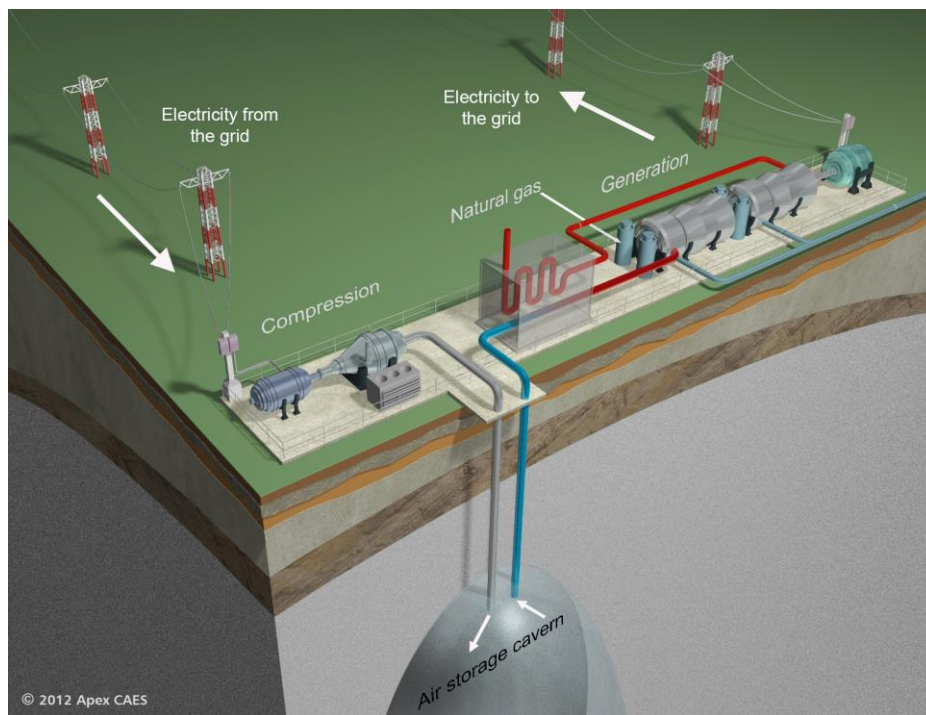
²¹ NASA 2016, Technology Development for Hydrogen Propellant Storage and Transfer at the Kennedy Space Center (KSC)

²² Bron: <https://www.nasa.gov/content/liquid-hydrogen-the-fuel-of-choice-for-space-exploration>

Productie, transport en (ondergrondse) opslag van waterstof in zoutcavernes zijn in principe bewezen technologieën en worden al toegepast binnen de industriële grondstoffenvoorziening. De ontwikkeling van waterstof als energiedrager binnen de (centrale/decentrale) energievoorziening bevindt zich nog in de kinderschoenen en zal nog grote inspanningen vergen voordat er sprake is van een volwassen systeemintegratie (productie en conversie, transport en distributie, toepassing in verschillende sectoren). Daarbij vormen op dit moment m.n. de hoge kosten en lage ketenefficiëntie van waterstof (elektrolyse en brandstofcellen) een belemmering. Vanwege de relatief hoge energie-inhoud per volume-eenheid (t.o.v. andere hernieuwbare opslagtechnieken), de brede inzetbaarheid en de makkelijke transporteerbaarheid, is waterstof een belangrijke CO₂-arm/CO₂-vrij alternatief voor aardgas binnen de energietransitie.

2.3.3 Persluchttopslag

Bij een overproductie van elektriciteit kan deze worden aangewend om lucht onder druk in een zoutcaverne te pompen. Bij een stroomtekort wordt met de hoge druk een turbine aangedreven die weer stroom produceert. Figuur 2-8 toont een schematische weergave van dit proces.



Figuur 2-8: Schematische weergave van een persluchttopslag installatie.²³

Ondergrondse opslag van perslucht wordt sinds de zeventiger en tachtiger jaren van vorige eeuw op twee plaatsen in de wereld toegepast (Huntorf-Duitsland en McIntosh-Alabama/VS). Tabel 2-4 geeft een overzicht van de belangrijkste kenmerken van deze installaties. Diverse nieuwe installaties zijn momenteel in voorbereiding (o.a. Larne – Ierland).

Persluchttopslag kent twee varianten die zich van elkaar onderscheiden door de wijze waarop wordt omgegaan met de vrijkomende warmte tijdens de compressiefase. Met de huidige ondergrondse variant (Kraftwerk Huntorf), gaat de warmte die ontstaat tijdens compressie van de perslucht verloren. Bij het expanderen van de lucht moet vervolgens aardgas (of een andere brandstof) worden ingezet om de luchtstroom weer te verwarmen voordat deze de turbine in gaat. Deze variant heeft een beperkte efficiëntie (ca. 42 – 54%) over de totale opslagcyclus. Daarnaast wordt het proces gekenmerkt door de uitstoot van CO₂. De (nog experimentele) adiabatische variant slaat de compressiewarmte (ca. 600°C) op in een daarvoor geschikt bovengronds medium (gesmolten zout, basaltgesteente of beton) zodat dit weer kan worden ingezet bij productie/expansie. De efficiëntie gaat hierdoor omhoog naar ca. 60-70%. Een demonstratieproject in Duitsland (Project Adele) is echter om economische redenen recentelijk gestopt.

²³ Bron: Apex CAES

Parameter	Huntorf (DE)	McIntosh (VS)	Larne (IE)
Uitzendcapaciteit (MW)	290 - 321	110	134 - 268
Leveringsduur (uur)	2 - 3	26	6
Opslagcapaciteit (MWh)	ca. 600	2.860	800 – 1.600
Efficiency (%)	42	54	-
Aantal cavernes	2	1	3 – 5
Tot. caverne volume (m ³)	310.000	538.000	450.000 – 750.000
Caverne diepte top (m)	650	459	750
Drukbereik (bar)	48 – 70	45 – 74	73 – 90

Tabel 2-4: Overzicht kenmerken bestaande persluchtopslagen en installaties in voorbereiding²⁴

Ondergrondse persluchtopslagen zijn in staat om grote vermogens te leveren van enkele honderden MW over perioden van een paar uur tot ca. een dag. Dit is beduidend hoger dan de grootste batterijsystemen die momenteel operationeel zijn in de wereld²⁵. Persluchtopslag is daarmee geschikt om piekflexibiliteit te leveren binnen het centrale hoogspanning elektriciteitsnet. De relevantie van persluchtopslag in Nederland kan toenemen met de grote groei van variabel hernieuwbaar elektrisch vermogen (zon-PV en wind) maar ook vanwege de toenemende elektrificatie binnen de gebouwde omgeving en vervoer (grotere variabiliteit in vraag). Voor het balanceren van elektrisch vermogen over langere tijdsperioden (meerdere dagen tot weken) of het bedienen van centrale (nationale) piekvraag naar warmte (thermische vermogens tot enkele honderden GW) is de technologie te kleinschalig, zowel in termen van vermogen als energie-inhoud.

Persluchtopslag wordt toegepast in zoutcavernes vanwege het grote productievermogen dat hier per put kan worden geleverd. Toepassing in een aquifer is in principe ook mogelijk, maar vereist meer putten. Voordeel is wel dat aquifers over het algemeen een beduidend grotere werkgasinhoud hebben waardoor perslucht over een langere tijdperiode kan worden geleverd. De toepassing is niet geschikt voor gasvelden omdat de geïnjecteerde lucht (zuurstof) een ontbrandingsreactie met het aanwezige aardgas teweeg kan brengen. Liandon, NAM en TNO onderzoeken momenteel of de inzet van aardgasvelden toch mogelijk wordt door in plaats van lucht stikstof te gebruiken in combinatie met warmteopslag in een nabijgelegen aquifer²⁶.

In termen van vermogen en leveringsduur concurreert persluchtopslag met opslag van elektrische energie in bovengrondse of ondergrondse stuwmeren of basins (zg. *pumped hydro storage* of pomp-accumulatie opslag). Deze systemen leveren ca. 1.000 à 2.000 MW met een leveringsduur van ca. 8 – 12 uur. De ondergrondse variant wordt toegelicht in Paragraaf 2.3.4.

²⁴ Succar & Williams 2008, Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources, And Applications For Wind Power

Crotogino et al. 2001, Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation

Ulster University 2016, Report on Leaching Simulation and Required Number of Caverns

²⁵ De grootste batterij in Zuid-Australië levert een vermogen van ca. 100 MW en heeft een energie-inhoud van 129 MWh.

²⁶ <https://www.liandon.nl/artikel/verkenning-naar-grootschalige-opslag-van-duurzaam-opgewekte-energie-gasvelden/>

2.3.4 *Pomp-accumulatie opslag*

Een andere manier om elektriciteit op te slaan is met behulp van twee waterbassins op verschillend hoogteniveau. Door bij een energieoverschot het water van het diepst gelegen bassin naar het hoogste bassin te pompen verzamelt het water daar potentiële energie, die weer kan worden vrijgemaakt door het water via een turbine in het dieper gelegen bassin te laten stromen. Hierbij is voldoende verval noodzakelijk. De bovengrondse variant wordt veelvuldig toegepast in bergachtige gebieden in Europa²⁷ en andere delen van de wereld, maar is weinig relevant voor Nederland gezien de beperkte hoogteverschillen. Door minstens één van de bassins ondergronds aan te leggen ontstaan er ook in Nederland mogelijkheden.

Een dergelijke ondergrondse pomp-accumulatie is momenteel nog nergens toegepast. Een 500 MW centrale met het diepste bassin op 500 m diepte is wel in voorbereiding in Estland²⁸. In Nederland bestaan initiatieven om een 2.000 MW centrale te bouwen in Limburg²⁹. Figuur 2-9 geeft het principe van de voorgestelde installatie weer.

Met de voorziene vermogens en leveringsduur, kan ondergrondse pompaccumulatie, net als persluchtbuffering, worden ingezet voor piek-flexdiensten in het centrale hoogspanning netwerk,

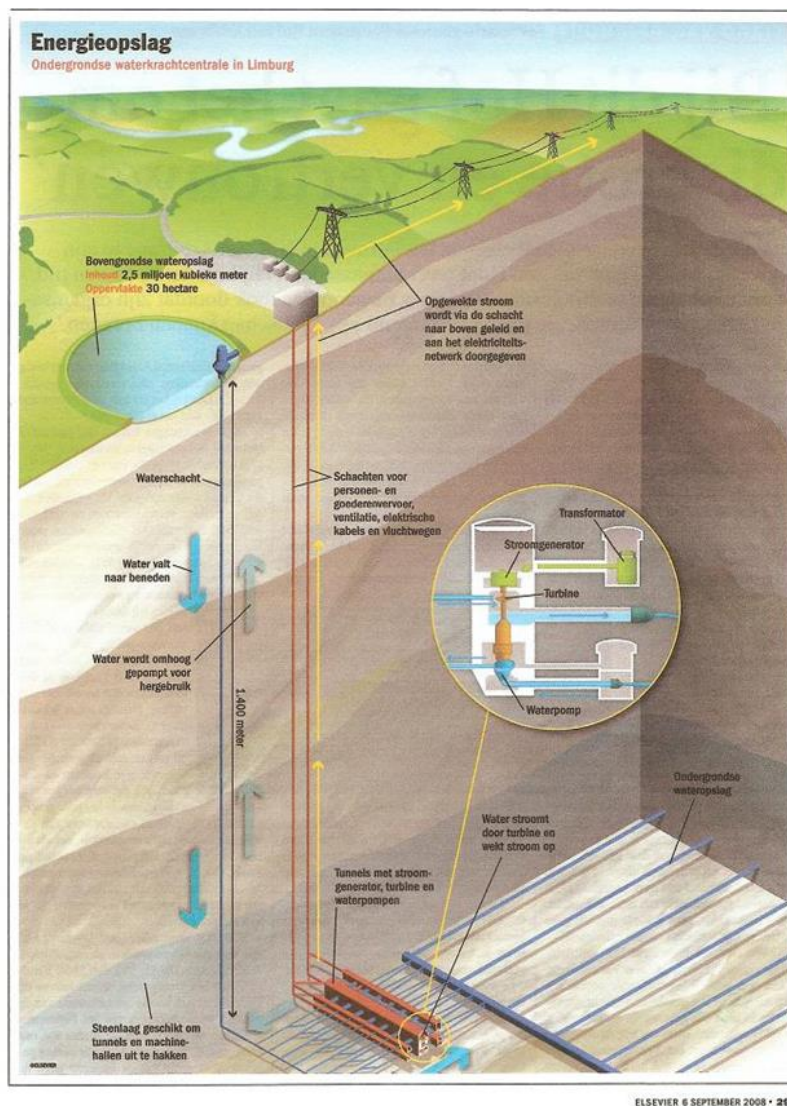
Voor ondergrondse pomp-accumulatie is zeer waarschijnlijk een opslagvergunning onder de Mijnbouwwet vereist. Een mogelijke uitzondering is de situatie waarbij het diepste bassin op een diepte van minder dan 500 m wordt aangelegd.

Gezien het nog experimentele karakter van deze toepassing en de verwachting dat de ontwikkeling in het positieve geval tot slechts één locatie beperkt blijft, wordt in deze studie geen verdere evaluatie naar toekomstige potenties uitgevoerd.

²⁷ Volgens de DOE energie-opslag database (2016) zijn er momenteel binnen Europa 167 bovengrondse pomp-accumulatie systemen operationeel of in aanbouw. Het totale vermogen van deze systemen is ca. 60 GW. De gemiddelde leveringsduur bedraagt ca. 8-12 uur. De grootste systemen hebben een vermogen van 1000 – 2000 MW.

²⁸ <https://ec.europa.eu/eipp/desktop/en/projects/project-247.html>

²⁹ <http://www.o-pac.nl/opac.html>



Figuur 2-9: Schematische weergave van de voorgestelde pomp-accumulatiecentrale in Zuid-Limburg (bron: Elsevier 2008)

2.3.5 Stikstofopslag

Nederland heeft momenteel één ondergrondse opslaglocatie voor stikstof in een zoutcaverne nabij Winschoten / Heiligerlee. Deze stikstof wordt gebruikt om hoogcalorisch aardgas te mengen tot Groningen kwaliteit aardgas.

De werking van de stikstofopslag is identiek aan aardgasopslag in zoutcavernes. Tabel 2-5 geeft een overzicht van de ondergrondse en operationele parameters van de opslag in Heiligerlee.

De teruglopende productie uit het Groningengasveld zal ook de vraag naar stikstof doen toenemen om als bijmenging hoogcalorisch aardgas af te waarden tot Groningen kwaliteit aardgas (laagcalorisch). Hiervoor wordt de bouw van een additionele installatie voor de productie van stikstof gebouwd³⁰. Met de huidige

³⁰ Kamerbrief Minister Wiebes, 29 maart 2018: Gaswinning Groningen

opslaglocatie en de nieuwe productiecapaciteit zal er naar verwachting voldoende flexibiliteit zijn m.b.t. de levering van stikstof. De aanleg van een nieuwe opslagfaciliteit wordt daarom niet verwacht. Het ligt bovendien in de lijn der verwachtingen dat de vraag naar stikstof ook weer zal afnemen wanneer het aandeel van aardgas voor de verwarming van de gebouwde omgeving (vraag naar L-gas) terugloopt. Overigens biedt de huidige opslaglocatie ruimte voor uitbreiding van het aantal cavernes. Deze studie zal derhalve geen verdere evaluatie geven van de vraag naar en capaciteit van toekomstige stikstofopslag.

Parameter	Waarde
Aantal cavernes	1
Diepte top caverne	Ca. 1000 m
Totaal geometrisch volume	820.000 m ³
Totaal werkgasvolume	45.000.000 m ³
Kussengasvolume	80.000.000 m ³
Injectiecapaciteit	384.000 m ³ /dag
Productiecapaciteit	4.560.000 m ³ /dag
Aantal draaiuren per jaar	4000-6000 uur
Min – Max druk	90 – 177 bar

Tabel 2-5: Technische parameters Stikstofopslag Heiligerlee³¹

2.3.6 Gasolieopslag

In het gebied Twente-Rijn Marssteden wordt gasolie opgeslagen in ondiepe zoutcavernes (ca. 400 – 450 m diep) met een gemiddelde inhoud van ca. 150.000m³. In totaal is een opslagvolume van 750.000m³ aangevraagd. Gasolieopslag vindt eveneens plaats in zoutcavernes over grens in Duitsland (zie Tabel 2-6)

Landen die lid zijn van het Internationaal Energie Agentschap (IEA) hebben afgesproken dat elk land voor 90 dagen netto olie-importen in voorraad heeft. Dit is vastgelegd in de Wet Voorraadvoorzorging Olieproducten (WVA 2001). Langdurige strategische opslag is dan ook van nationaal belang. Door toenemende onbalans tussen vraag en aanbod op de oliemarkten, is er sprake van een toenemende vraag naar opslag. De huidige strategische/langdurige gasolieopslagen zijn vooral gesitueerd nabij zeehavens (Rotterdam, Amsterdam, Vlissingen, Eemshaven). Het gaat hierbij om bovengrondse opslag in tanks. Om risico's zo goed mogelijk te spreiden, is het raadzaam om ook in het achterland dergelijke voorraden aan te leggen. Ondergrondse opslag in zoutcavernes heeft daarbij het voordeel dat er weinig tot geen aanpassingen nodig zijn aan maaiveldniveau. Verder biedt ondergrondse opslag ook een grotere mate van veiligheid omdat brand is uitgesloten. Verder is er in zoutcavernes geen sprake van oxidatie van de gasolie.

Een verdere uitbreiding van ondergrondse gasolieopslagcapaciteit in Nederland wordt momenteel niet voorzien. Een verdere evaluatie van het opslagpotentieel wordt derhalve buiten beschouwing gelaten.

³¹ Bron: opslagplan Heiligerlee-UGS, 2009 (www.nlog.nl)

Locatie	Diepte (m)	Cavernes	Type vloeistof	Status
Bernburg-Gnetsch	510 – 680	2	Propan	Operationeel
Blexen	640 – 1430	4	Ruwe olie	Operationeel
		3	Benzine	Operationeel
		1	Stookolie	Operationeel
Bremen-Lesum	600 – 900	5	Stookolie	Operationeel
Epe	1000 – 1400	3	Ruwe olie, Minerale olie	Buiten bedrijf
Etzel	800 – 1600	24	Ruwe olie, Minerale olie	Operationeel
Heide	600 – 1000	9	Ruwe olie, Minerale olie	Operationeel
Heide 101	660 – 760	1	Butaan	Operationeel
Hülsen	550 – 600	1	Ruwe olie, Minerale olie	Operationeel
Ohrensen	800 – 1100	1	Ethyleen	Operationeel
		1	Propyleen	Operationeel
		1	EDC	Buiten bedrijf
Sottorf	600 – 1200	9	Ruwe olie, Minerale olie	Operationeel
Teutschenthal	700 – 800	3	Ethyleen Propyleen	Operationeel
Wilhelmshaven- Rüstringen	1200 – 2000	36	Ruwe olie, Minerale olie	Operationeel

Tabel 2-6: Overzicht van vloeibare brandstofopslagen in Duitsland

2.3.7 Hoge temperatuur warmteopslag

Het opslaan van warmte tot een diepte van 500 m is wettelijk begrensd op maximaal 25-30°C, met mogelijke uitzonderingen voor onderzoeksprojecten³². Voor hogere temperaturen moet in principe worden uitgeweken naar een diepte van 500m of meer (dieptebereik Mijnbouwwet) waar, onder voorwaarde dat de veiligheid is gewaarborgd, geen temperatuurgrens is vastgelegd.

Opslag van warm en koud water tot maximaal 25 à 30°C valt onder de categorie lage-temperatuuropslag (LTO) en wordt veelvuldig toegepast in (open) Warmte-Koude Opslagsystemen (WKO's) en gesloten bodemsystemen. Volgens het Internationaal Energie Agentschap heeft hoge temperatuur opslag (HTO) betrekking op opslag met een minimum opslagtemperatuur van 50°C; in Nederland wordt in de praktijk ook wel 60°C gehanteerd. Vanuit juridisch standpunt zou het logisch zijn om 30°C als ondergrens te hanteren. Voor het bereik 30°C – 60°C wordt ook wel de term midden-temperatuuropslag (MTO) gehanteerd. De MTO/HTO projecten die tot dusverre in Nederland zijn uitgevoerd of voorbereid (Tabel 2-7), liggen allemaal binnen het dieptebereik van ca. 100 – 300m en betreffen water met temperaturen tussen 40 – 80°C. Deze projecten moeten dus als een uitzondering op de huidige Waterwet worden gezien.

³² Artikel 6.11b AMvB Bodemenergiesystemen

In het vervolg van dit rapport wordt verder gesproken over HTO-systemen, maar dit kan in de praktijk ook MTO systemen omvatten.

Project	Toepassing	Status	Temperatuur (C)	Diepte
Koppert-Cress (Monster)	Kas, kantoor (MTO)	2011 Pilot	40	?
Vierpolders	Opslag overtollige aardwarmte (HTO)	Nog niet gerealiseerd	84	80-200
Utrecht	Warmte uit WKK > universiteit (HTO)	Uit productie	>80	220m
Zwammerdam	Warmte uit WKK > publieke instelling (HTO)	Uit productie	>80	150m
Wageningen	Warmte zonnecollectoren (MTO)	In productie	45	220-290

Tabel 2-7: Overzicht van MTO en HTO projecten in Nederland

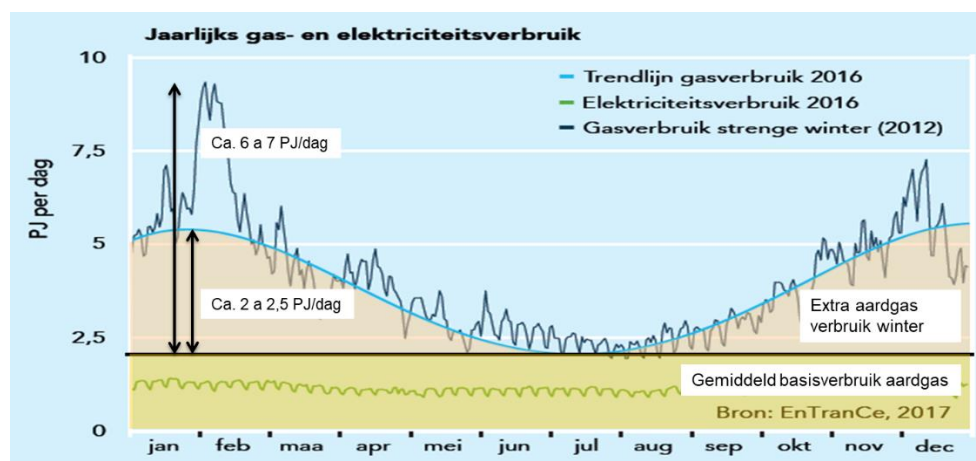
Een belangrijk verschil tussen WKO enerzijds en HTO anderzijds is dat bij WKO gebruik wordt gemaakt van opgeslagen warmte en koude. Bij HTO wordt alleen de warmte benut. WKO's maken in principe geen gebruik van een externe warmtebron maar zorgen met name voor een meer efficiënt gebruik van warmte en koude die de aangesloten gebruiker (of groep van gekoppelde gebruikers) zelf opwekt en benut. Bij HTO is er vaak een specifieke bron die vanuit een continu proces restwarmte of overtollige warmte genereert. Typische voorbeelden zijn industriële proceswarmte, WKK's en geothermische doubletten waarbij sprake is van een niet-constante afname van warmte. Het gebruik van de geleverde warmte kan, via opslag, beter worden afgestemd op de warmtevraag van meerdere gebruikers. Dit kan de leverancier van warmte zelf zijn, of bijvoorbeeld huizen en kassen die zijn aangesloten op een warmtenet dat met de opslag verbonden is. WKO's hebben in de regel een seizoensgebonden cyclus. Bij MTO en HTO is zowel sprake van kortstondige opslag (één of enkele dagen) en seizoensopslag. Bij een seizoensopslag wordt uitgegaan van een opslagtermijn van ten minste 3 maanden.

WKO's worden meestal in vrij ondiepe (<100m) aquifers aangelegd. Voor de aanleg van HTO wordt typisch gekeken naar aquifers binnen het dieptebereik van ca. 100 – 1500m. De bovengrens wordt bepaald door lokale beperkingen ten aanzien van injectie van hoge temperatuur water en aantasting van grondwater en milieu. De ondergrens is economisch bepaald vanwege de hoge kosten die gepaard gaan met het aanleggen van diepe boringen. Deze studie richt zich specifiek op de toepassing van HTO binnen het dieptebereik van de Mijnbouwwet (vanaf een diepte van 500m).

Het vermogen van HTO systemen is schaalbaar met het debiet dat kan worden behaald in de productieputten, de hoogte van de temperatuur die wordt opgeslagen en de uitkoelingstemperatuur. Het debiet hangt, naast de putdiameter, af van de aquifer eigenschappen (m.n. diepte, dikte, permeabiliteit) en maximaal toepasbare pompdruk. Het aantal vollasturen dat het systeem kan draaien, is een andere belangrijke prestatie indicator. De HTO in Utrecht had een opslagvermogen van ca.

6 MWth en een opslagcapaciteit van ca. 21.600 GJ³³. Het geplande HTO systeem in Vierpolders bestaat uit 6 putten (3 doubletten) waarmee een totaal vermogen van 20 – 25 MWth kan worden gerealiseerd³⁴. Het opslagrendement (per seizoenscyclus) van HTO ligt rond de 60 a 65%.

Met de uitfasering van aardgas als primaire energiebron voor verwarming van de gebouwde omgeving en de voorziene groei van warmtenetten, kan HTO een belangrijke functie gaan vervullen bij het lokaal balanceren van vraag en aanbod van warmte. De beperkte transporteerbaarheid van warmte en relatief lage vermogens (per systeem) maken HTO ongeschikt voor het balanceren van centrale het centrale energiesysteem (zoals aardgas dat wel doet). Een grootschalige inzet van HTO systemen kan mogelijk bijdragen aan het verminderen van schommelingen in de gemiddelde seizoensgebonden warmtevraag. Voor piekvraag naar warmte tijdens extreme winters is HTO mogelijk minder geschikt. Ter vergelijking: In 2016 lag de totale vraag naar aardgas tijdens de winter ca. 2 à 2,5 PJ/dag hoger dan het gemiddelde verbruik in de zomer (zie Figuur 2-10). Een groot HTO systeem van ca. 20 MW levert ongeveer 0,05 – 0,1% van deze warmte.



Figuur 2-10: Overzicht van het jaarlijkse gasverbruik over een normale winter en een koude winter³⁵. In de figuur is het extra gasverbruik gedurende de winter weergegeven, wat grotendeels gerelateerd is de seizoensgebonden warmtevraag

Voor hoge temperatuuropslag (HTO) is geen kwantitatieve evaluatie op nationaal niveau uitgevoerd omdat het vermogen sterk afhankelijk is van ontwerpparameters die specifiek per locatie en situatie moeten worden bepaald. In plaats daarvan wordt de bandbreedte van typische HTO parameters beschreven en wordt de verbreiding van de belangrijkste aquifers weergegeven die mogelijk in aanmerking komen voor het nader (lokaal) evalueren van de inpassing van HTO.

³³ TNO 2013, HTO - Hoge temperatuur opslag in de ondiepe ondergrond, Rapport TNO 2013 R11694

³⁴ TNO 2015, Technische en Juridische belemmeringen Hoge Temperatuuropslag (HTO), Rapport TNO 2015 R11616

³⁵ Bron: EBN 2017, www.energieinnederland.nl

2.4 Permanente opslag van afvalstoffen

2.4.1 CO₂ afvang en opslag

CCS (Carbon Capture and Storage) wordt gezien als een belangrijke maatregel bij het verwezenlijken van de klimaatdoelstellingen van het regeerakkoord. Het lijkt op dit moment de enige manier om op relatief korte termijn uitstoot van grote hoeveelheden CO₂ uit industriële processen en elektriciteitsopwekking (op basis van fossiele bronnen) te reduceren. CO₂ wordt inmiddels op diverse plaatsen in de wereld op grote schaal opgeslagen. In Nederland is CCS nog in een pre-ontwikkelingsfase.

De CCS-keten wordt beschreven in drie stappen 1) afvang, 2) transport en 3) ondergrondse opslag. Grootschalige ontwikkeling van CCS is, afgezien van de economische en juridische aspecten, vooral afhankelijk van een juiste afstemming tussen deze stappen (i.e. ontwikkeling van afvang in de tijd, beschikbaarheid gasvelden voor opslag – zowel in tijd als geografisch -, aanleggen en beschikbaar houden van benodigde infrastructuur voor transport en injectie van de CO₂-). Afgelangen CO₂ wordt in diepe geologische lagen opgeslagen waardoor het permanent van de atmosfeer wordt geïsoleerd. In Nederland zijn met name de vele uitgeproduceerde gasvelden in beeld vanwege hun grote opslagcapaciteit en bewezen geologische afsluiting. Diepe aquifers bieden mogelijk aanvullende opslagcapaciteit maar hebben niet de voordelige kenmerken van de gasvelden. Vooralsnog zijn deze daarom - zolang gasvelden voldoende ruimte bieden - nog buiten beeld. Er zijn geen (bovengrondse) alternatieven die CO₂ in dezelfde mate kunnen opslaan. Wel wordt er nagedacht over het hergebruiken van een deel van de afgevangen CO₂ in o.a. de chemische industrie (Carbon Capture and Utilisation).

De belangrijkste geotechnische aandachtspunten voor CCS zijn: geologische geschiktheid van de ondergrondse formatie/ruimte, opslagcapaciteit en injectiviteit, ligging en beschikbaarheid van injectie/transportinfrastructuur, en veiligheid en risicobeheersing (m.n. putintegriteit)

Het opsporen van CO₂ opslagcomplexen en het opslaan van CO₂ zijn uitgebreid beschreven in de Mijnbouwwet en de EU CCS Directive. Hiervoor moet een opslagvergunning worden aangevraagd.

Voor een nadere evaluatie van toekomstige opslagmogelijkheden wordt verwezen naar de meest recente studie van EBN & Gasunie³⁶. Binnen de categorie van permanente opslagfuncties wordt alleen opslag van CO₂ in lege gasvelden relevant geacht voor deze verkenning. Het belang is gekoppeld aan het streven naar vermindering van CO₂-uitstoot van de industrie en (fossiele) elektriciteitscentrales. Het grootste deel van de gasvelden op zee zal binnen de komende 10-15 jaar beschikbaar komen voor opslag. In totaal representeren gasvelden een opslagcapaciteit die in principe ruim voldoende moet zijn voor vele decennia aanbod (afvang) uit de belangrijkste CO₂-bronnen. Het gebruik van zoutcavernes en olievelden voor permanente opslag van CO₂ wordt niet praktisch geacht, onder meer vanwege de beperkte capaciteit. Aquifers worden buiten beschouwing gelaten omdat er, in vergelijking met gasvelden, weinig informatie beschikbaar is die de praktische toepasbaarheid van opslag concreet kan onderbouwen.

³⁶ EBN en Gasunie 2017, Transport en opslag van CO₂ in Nederland, Verkennende studie door Gasunie en EBN in opdracht van het ministerie van Economische Zaken.

2.4.2 *Formatiewateropslag*

Formatiewater is het water dat mee naar boven komt tijdens de winning van aardolie en aardgas. Opslag van formatiewater in lege gasvelden op land is algemeen gebruik. In veel gevallen wordt het formatiewater uit meerdere nabijgelegen productiepunten in één veld verzameld. Bij de winning van olie uit het Schoonebeek veld wordt het formatiewater samen met het proceswater (dat ontstaat door de ondergrondse stoominjectie) over een afstand van ca 40 km getransporteerd naar lege velden rond Tubbergen. Bij aardwarmtewinning is de injectie van het (afgekoelde) formatiewater onderdeel van het functioneren van het doublet en wordt het teruggebracht in dezelfde aquifer, dit geldt daarom niet als opslag. Formatiewater kan stoffen bevatten die zijn toegevoegd ter bevordering van de winning of bescherming van de productie-infrastructuur. Tevens kan er sprake zijn van verhoogde concentraties van stoffen die van nature in het formatiewater voorkomen, bijvoorbeeld door afzetting van mineralen met radioactieve elementen in de productiepijp.

Bij winning op zee is er de keuze tussen het lozen op zee of het ondergronds injecteren. In het eerste geval moet het te lozen water voldoen aan de voorschriften zoals gesteld in het Verdrag inzake de bescherming van het mariene milieu in het noordoostelijk deel van de Atlantische Oceaan (OSPAR verdrag). In de regel betekent dat het moet worden gezuiverd waarna het kan worden geloosd. Als de samenstelling van het formatiewater niet aan de voorwaarden voldoet en het ook niet geïnjecteerd kan worden, dient het afgevoerd te worden om verwerkt te worden door een erkend bedrijf.

Gasvelden zijn normaliter technisch geschikt voor opslag van formatiewater zolang de gemiddelde druk na injectie niet hoger wordt dan de oorspronkelijke reservoirdruk (voor winning) en de druk tijdens injectie niet leidt tot fracken. Het water mag niet naar andere lagen migreren en de afwerking van aanwezige putten in het reservoir moet in staat zijn om het risico van weglekken te voorkomen.

De aanleg van nieuwe opslaglocaties voor formatiewater- zal afhangen van de ontwikkeling van aardgas- en oliewinning. Met de voorziene terugloop van de olie- en gasproductie lijkt de behoefte aan nieuwe locaties onwaarschijnlijk.

Het opslaan van formatiewater valt onder de Mijnbouwwet, maar vereist geen opslagvergunning, mits het wordt teruggebracht in hetzelfde of een vergelijkbaar voorkomen als waar het uit voortkomt. Wel geldt hier vergunningsplicht op basis van het Landelijk Afvalplan en de milieuwetgeving.

Gezien het feit dat 1) opslag van formatiewater geen direct verband houdt met de energietransitie en klimaatdoelstellingen, 2) er geen nadere onderzoeksvragen zijn op dit vlak, en (3) de injectie/opslag sterk verbonden is met de locatie van winning, zal er binnen deze studie geen verdere verkenning plaatsvinden van potentiële opslaglocaties of de ontwikkelende vraag naar opslag van formatiewater.

2.4.3 *Geologische eindberging van radioactief afval*

De organisatie COVRA (Centrale Organisatie voor Radioactief Afval) en het nationale onderzoeksprogramma eindberging radioactief afval (OPERA) richten zich op onderzoek naar geologische eindberging. Aangezien het programma nog niet in het stadium is waarin mogelijke opslaglocaties worden aangewezen, de

definitieve besluitvorming plaatsvindt rond 2100 en het gaat om één locatie, zal deze studie hier geen nadere aandacht aan besteden.

3 Evaluatie ondergrondse opslagruimte

3.1 Inleiding

3.1.1 *Uitgangspunten*

Hoofdstuk 2 geeft een overzicht van de verschillende ondergrondse opslagtechnologieën die in Nederland worden toegepast of toepasbaar kunnen worden in de komende decennia. Dit hoofdstuk concentreert zich op de evaluatie van de ondergrondse opslagruimte waarbinnen deze opslagtechnologieën kunnen worden toegepast. Daarbij wordt specifiek gekeken naar opslagtechnologieën die een rol van betekenis kunnen gaan spelen binnen de energietransitie. Dit betekent dat:

- de opslagtechnologie en de daarvoor geschikte ondergrondse ruimte in staat zijn om significant bij te dragen aan de centrale (nationale) leveringszekerheid binnen het Nederlandse energiesysteem en/of het realiseren van nationale klimaatdoelstellingen,
- het aannemelijk is dat de ontwikkeling van de opslagtechnologie en de ondergrondse ruimte (regionaal/nationaal) binnen de termijn van de energietransitie (2030 – 2050) technisch en economisch haalbaar is,
- er voor de ontwikkeling van de opslagtechnologie meerdere locaties en/of grotere delen van Nederland in beeld zijn.

Dit betekent dat dit hoofdstuk zich primair zal richten op [aardgasopslag](#), [waterstofopslag](#), [perslucht opslag](#) en [CO₂-opslag](#). Voor hoge temperatuuropslag (HTO) wordt in kwalitatieve zin besproken waar de beste kansen liggen en wat de mogelijke omvang van individuele projecten kan zijn. De overige opslagtechnologieën blijven zeer waarschijnlijk beperkt tot ontwikkeling op een enkele locatie of hebben geen direct verband met de energietransitie.

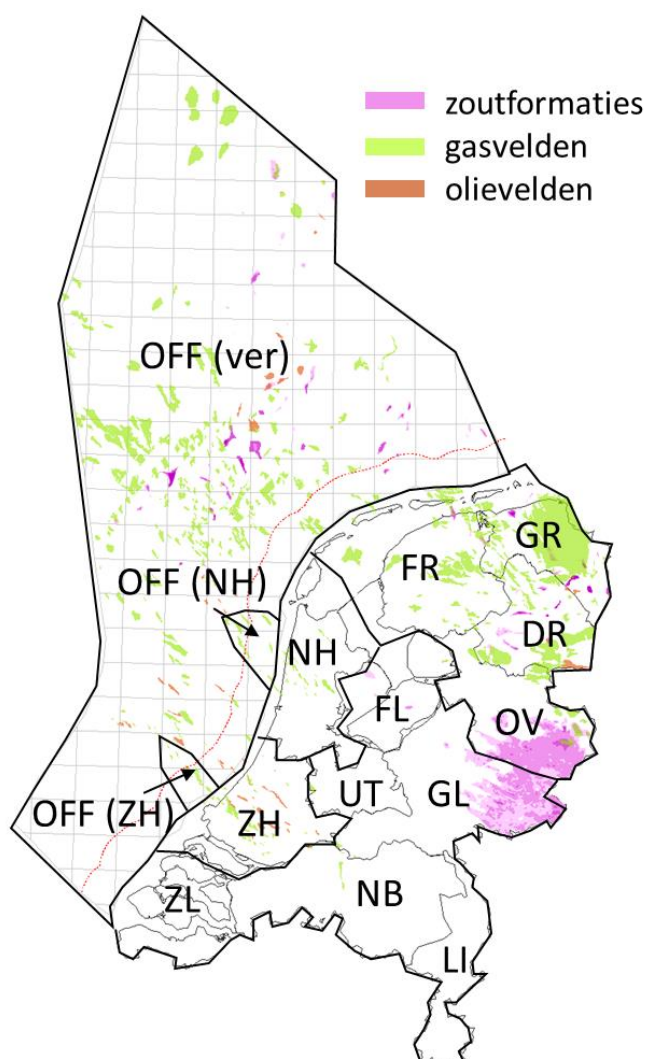
De opslagcapaciteit wordt als een cumulatieve waarde per regio gerapporteerd. Op land is de indeling volgens provincies aangehouden. Op zee zijn twee kust-nabije gebieden voor de kust van Zuid-Holland en Noord-Holland gedefinieerd. De rest behoort tot het distale zeegebied. Figuur 3-1 toont de afbakening van de gebieden.

3.1.2 *Selectie van ondergrondse ruimte*

De Nederlandse ondergrond herbergt een groot theoretisch potentieel voor opslag van diverse gassen en vloeistoffen. Dit potentieel is aanwezig in (lege) gasvelden, watervoerende lagen (aquifers), bestaande holruimtes (zoutcavernes, mijngangen) en gesteenteformaties waarin nieuwe holruimtes zouden kunnen worden aangelegd (steenzoutlagen en pijlers, kalksteenformaties). Niet elke individuele ruimte of structuur voldoet aan de technische randvoorwaarden voor het veilig en effectief opslaan van stoffen. Deze randvoorwaarden verschillen per type opslagtechnologie en soort stof. In de praktijk zullen ruimtes afvallen omdat:

- er complicaties zijn t.a.v. de het veilig en verantwoord opslaan van een bepaalde stof of het implementeren van een gegeven opslagtechnologie (denk aan mogelijke risico's als het weglekken van de geïnjecteerde stoffen, chemische reacties met gesteente en aanwezige vloeistoffen en gassen, te ondiepe of te diepe ligging en drukbeperkingen, mogelijk optreden van geïnduceerde seismiteit en andere bodembewegingen, etc.)

- de eigenschappen van de gesteenteformatie waarin opslag zal plaatsvinden ongunstig zijn waardoor de gevraagde technische prestaties niet kunnen worden gerealiseerd (opslag/werkvolume, productiesnelheid, etc.) ofwel de aanleg en uitvoering van de opslagtoepassing economisch onrendabel is.
- er sprake is van een ongunstige ligging ten opzichte van de locatie waar daadwerkelijk vraag naar opslag bestaat. Dit speelt m.n. een rol bij opslagfuncties die aan een regionaal of decentraal systeem zijn verbonden en waarbij de betreffende stof of energievorm slecht transporteerbaar is (denk aan opslag van warmte en warmteverlies bij transport over langere afstanden). Het kan ook zijn dat de aanvoer van en/of vraag naar de betreffende stof sterk locatie-gebonden is en transport over langere afstand onpraktisch is dan wel sterk kostenverhogend is
- de aanleg van een opslag op een bepaalde locatie op maatschappelijke weerstand stuit (bijvoorbeeld CO₂-opslag op land)



Figuur 3-1: Indeling regio's waarbinnen opslagcapaciteiten zijn bepaald

Tabel 3-1 geeft een overzicht van de opslagtechnologieën die in dit hoofdstuk geëvalueerd worden en de soorten ondergrondse ruimtes die daar mogelijk voor in aanmerking komen.

Opslag-Technologie	Gasvelden	Olievelden	Aquifers	Zout cavernes	Mijngangen
Aardgasopslag	Ja	Nee	Misschien	Ja	Nee
Waterstofopslag	Ja	Nee	Misschien	Ja	Nee
CO ₂ -opslag	Ja	Nee	Misschien	Nee	Nee
Persluchttopslag	Misschien*	Nee	Misschien	Ja	Nee
HTO	Nee	Nee	Ja	Nee	Misschien

Tabel 3-1: Overzicht van opslagtechnologieën en geschiktheid van diverse soorten ondergrondse ruimtes die daarvoor in aanmerking komen. *Persluchttopslag in gasvelden met behulp van stikstof is momenteel onder beoordeling.

Gasvelden worden over het algemeen geschikt geacht voor opslag van diverse soorten gassen waaronder aardgas, waterstof, CO₂ en stikstof. Perslucht wordt uitgesloten omdat de zuurstof mogelijk een ontbrandingsreactie geeft met het resterende aardgas. Voor HTO-toepassingen liggen gasvelden overwegend op te grote diepte.

Voor gasvelden geldt ten eerste dat de afsluiting voor aardgas, CO₂ en stikstof op geologische tijdschaal bewezen is. Voor waterstof geldt dit niet, omdat waterstof niet van nature in grote hoeveelheden in de ondergrond voorkomt. Verder verschilt waterstof van aardgas door het waterstofmolecuul kleiner is dan bijv. het methaanmolecuul. Ten tweede geldt voor gasvelden dat er ruimte voor opslag is ontstaan door drukdaling als gevolg van de productie van aardgas. Deze drukdaling is meteen ook een belangrijke maat voor de hoeveelheid (aard)gas die theoretisch weer kan worden geïnjecteerd. Belangrijke factoren die de technische geschiktheid kunnen beïnvloeden zijn:

- Reacties en vermengingen tussen het geïnjecteerde gas en stoffen die van nature in het reservoir aanwezig zijn. Dit geldt met name voor waterstof.
- Zeer lage doorlatendheid van het reservoirgesteente waardoor vereiste injectie en productiesnelheden op voorhand onhaalbaar zijn
- Aanwezigheid van breuken waarvan de kans groot is dat opslag (sterk variërende stress regimes) seismische bewegingen induceert.
- Huidige (staat van) gebruik van het veld die ontwikkeling van opslag op voorhand onwaarschijnlijk maakt.

Olievelden worden niet meegenomen in de evaluatie van de geselecteerde opslagtechnologieën. Een belangrijke reden hiervoor is dat de productie van olie in de meeste gevallen tot een beperkte drukdaling heeft geleid, waardoor er geen of weinig opslagvolume voor gassen is gecreëerd. Voor perslucht en HTO gelden bovendien de eerdergenoemde beperkingen bij gasvelden.

Aquifers kunnen mogelijk ruimte bieden voor opslag van stoffen maar daar kleeft een aantal belangrijke onzekerheden en nadelen aan. Ten eerste is de afsluiting voor (aard)gas niet bewezen. Deze zal middels exploratieonderzoek en injectietesten moeten worden aangetoond. Ten tweede is er geen sprake van drukdaling als gevolg van (aardgas)productie. Door opslag zal de druk dus boven de originele natuurlijke waarde uitkomen hetgeen als een risico zou kunnen worden

gezien en dan dus een belemmering kan zijn voor de ontwikkeling. HTO vormt hier een uitzondering op omdat het geproduceerde water ook weer wordt geïnjecteerd in dezelfde laag (drukbalans). Ten slotte is er vaak veel minder bekend over de opbouw en eigenschappen van de aquifer door het ontbreken van essentiële boor- en productiegegevens.

Vanwege de genoemde onzekerheden en mogelijke belemmeringen worden aquifers in deze studie uitgesloten voor de kwantitatieve evaluatie van opslag van gassen. De grote hoeveelheid beschikbare gasvelden en (in iets mindere mate) zoutcavernes vergemakkelijken deze keuze. Voor HTO wordt wel aangegeven waar gunstige opslagcondities in aquifers worden verwacht.

Zoutcavernes zijn over het algemeen zeer geschikt voor de opslag en buffering van gassen. Opslag van CO₂ wordt uitgesloten omdat cavernevolumes te klein zijn voor een rendabele ontwikkeling en vaak ook ongeschikt zijn voor permanente opslag (vanwege het op lange termijn uiteindelijk dichtdrukken van de caveerne). Ook HTO wordt uitgesloten vanwege de optredende oplossing van zout.

Steenzout heeft zeer goede en bewezen afsluitende eigenschappen (ook voor de opslag van waterstof). Opslagprestaties zijn overwegend goed en schaalbaar omdat cavernes in het algemeen voor het opslagdoel worden ontworpen. Uiteraard moet de zoutformatie dan wel voldoen aan de randvoorwaarden om cavernes aan te leggen:

- De diepteligging en dikte van het aaneengesloten steenzout. Dieptes minder dan 500 meter zijn vaak niet geschikt voor de benodigde drukopbouw. Op dieptes groter dan 1500m zal de caveerne in toenemende mate dicht worden gedrukt vanwege de hogere temperatuur en het daardoor toenemende plastisch gedrag van steenzout.
- Een homogene samenstelling van het steenzout. Het voorkomen van grote verschillen in oplosbaarheid (bijvoorbeeld door aanwezige anhydrietbanken of andere gesteentes) kunnen de aanleg van de caveerne bemoeilijken. Andere samenstellingen dan steenzout in de cavernewand kunnen bovendien mogelijke lekpaden vormen voor gassen.
- Omvang van de zoutformatie en structuur. Bij de aanleg van cavernes moet voldoende marge zijn tot de randen van het zoutvoorkomen. Ook wordt er een minimale afstand tussen cavernes onderling aangehouden.

Mijngangen worden in principe ongeschikt geacht voor de opslag van gassen omdat de benodigde afsluiting daarvoor ontbreekt. Opslag van warm/heet water is in principe wel mogelijk en wordt reeds toegepast in Zuid-Limburg. Er bestaat slechts een zeer beperkt aantal mijngangen in Nederland. Door het zeer locatie specifieke karakter en het gedetailleerde onderzoek dat nodig is om de geschiktheid vast te stellen, worden mijngangen verder buiten beschouwing gelaten in deze evaluatie.

3.1.3 Classificatie van opslagcapaciteit

De ondergrondse opslagcapaciteit kan op basis van bovengenoemde argumenten worden ingedeeld in de volgende categorieën:

- **Theoretische capaciteit:** de totale opslagcapaciteit die voldoet aan primaire technische randvoorwaarden voor (veilige) opslag.

- **Effectieve capaciteit:** het deel van de theoretische capaciteit dat voldoet aan technische en economische randvoorwaarden/criteria voor efficiënte en rendabele opslag.
- **Praktische capaciteit:** het deel van de effectieve capaciteit dat ruimtelijk inpasbaar is en voldoet aan wettelijke randvoorwaarden voor vergunning.
- **Passende capaciteit:** het deel van de praktische capaciteit dat daadwerkelijk aan de (lokale) vraag gekoppeld kan worden.

In deze studie wordt de theoretische en effectieve capaciteit geëvalueerd. De praktische en passende capaciteit zijn afhankelijk van de werkelijke vraag naar opslagcapaciteit en volgen uit locatie specifiek onderzoek en vallen derhalve buiten de scope.

3.1.4 *Overzicht van evaluaties*

De bovenstaande uitgangspunten leiden tot de volgende evaluaties in deze studie:

- Kwantitatieve bepaling van theoretische en effectieve opslagcapaciteit voor waterstof en aardgas in gasvelden op land en zee
- Kwantitatieve bepaling van theoretische en effectieve opslagcapaciteit voor waterstof, aardgas en perslucht in nieuw aan te leggen zoutcavernes op land.
- Kwalitatieve bespreking van mogelijk aanvullende capaciteit in zoutcavernes op zee (alleen voor waterstof).
- Samenvatting van theoretische en effectieve opslagcapaciteit voor CO₂ in gasvelden op zee
- Kwalitatieve bespreking van mogelijkheden (theoretische capaciteit) voor hoge temperatuuropslag in diepe (>500m) aquifers op land

De hoeveelheid en kwaliteit van de informatie en kennis die beschikbaar is omtrent ondergrondse formaties, verschilt per locatie en per type voorkomen. Dit bepaalt in sterke mate de zekerheid waarmee opslagfuncties kunnen worden geëvalueerd. Voor alle uitkomsten en ramingen in deze studie t.a.v. geschiktheid en prestatie van ondergrondse opslagfuncties geldt dat deze indicatief zijn en moeten worden gevalideerd door locatie specifiek onderzoek. In sommige gevallen zal dit alleen mogelijk zijn met aanvullende exploratieactiviteiten (inclusief het plaatsen van onderzoek boringen).

3.2 **Kwantitatieve evaluatie van aardgas- en waterstofopslag in gasvelden**

3.2.1 *Uitgangspunten*

Voor de evaluatie worden zowel gasvelden op land als gasvelden op zee beschouwd. Bij opslag op zee dient rekening gehouden te worden met mogelijke ruimtelijke beperkingen voor aanleg van opslagfaciliteiten (bijv. eiland op zee), nabij de kust kan dit mogelijk worden opgelost door aanleg op land. Van alle geëvalueerde gasvelden wordt gesteld dat ze een bewezen geologische afsluiting voor aardgas hebben tot de initiële drukwaarde en temperatuurcondities die golden voor aanvang van gasproductie. Er wordt aangenomen dat deze afsluiting ook geldig is voor waterstof. Dit dient in de praktijk echter nog te worden bewezen. Afhankelijk van de opbouw en samenstelling van het afsluitende gesteente, kan er sprake zijn van enige mate van diffusie van waterstof door de afsluitende laag. De indicatieve kans hierop is meegenomen als een kwaliteitskenmerk voor de verschillende reservoirs. Deze evaluatie gaat ervan uit dat bestaande putten de integriteit van de afsluiting niet hebben aangetast.

Aardgas wordt in de praktijk gebufferd in H-gas- en L-gas-kwaliteit. De gassen hebben een verschillende verbrandingswaarden, wat voornamelijk gerelateerd is aan het percentage stikstof. Binnen deze evaluatie wordt uitsluitend uitgegaan van H-gas kwaliteit (hoge-verbrandingswaarde > 39 MJ/Nm³). Het Groningen-aardgasveld levert L-gas met een verbrandingswaarde van 35,17 MJ/Nm³. De keuze tussen L-gas en H-gas is dus alleen van invloed op de energie-inhoud. De opslag van L-gas in Norg laat zien dat een oorspronkelijk H-gas veld zonder problemen L-gas kan bufferen. De aanwezigheid van andere (schadelijke) gassen zoals H₂S kan wel van invloed zijn op de werking van de opslag en mogelijk extra gasbewerking vergen.

De vermenging van waterstof met aardgas bij opslag in gasvelden kan mogelijk wel van belang zijn gezien de kwaliteitseisen voor waterstof in sommige toepassingen. De verwachting is dat grootschalige ontwikkeling van waterstofbuffering m.n. gekoppeld is aan de warmtevraag en opwekking van elektriciteit. Deze toepassingen hebben de minst hoge kwaliteitseisen voor waterstof (in tegenstelling tot de toepassingen in vervoer en als industriële grondstof, zie ook 2.3.2). In deze evaluatie wordt derhalve uitgegaan van een 100% low-grade waterstof samenstelling verbrandingswaarde 10,79 MJ/m³). Waterstof-methaan mengsels zijn niet apart doorgerekend.

Bij het weergeven van de energie-inhoud van aardgas en waterstof wordt uitgegaan van de thermische energie. De elektrische energie-inhoud (i.e. conversies naar elektriciteit middels brandstofcellen of gascentrales) wordt niet gegeven. De omzetting van waterstof naar elektriciteit heeft een efficiency range van 40 – 60%³⁷

3.2.2 *Gevolgte methodiek*

De verwachte productiecapaciteit en beschikbare werkvolumes voor aardgasopslag in gasvelden zijn berekend op basis van empirische functies die drukverloop en stroomgedrag van gasreservoirs en gasputten beschrijven³⁸. De principes van deze methodiek inclusief onderliggende empirische relaties voor reservoir- en gasparameters en productiegedrag, worden in detail beschreven in Juez-Larré et al.³⁹. De resultaten voor aardgas zijn als eerste orde benadering geconverteerd naar werkvolumes waterstof.

Voor de berekening van productiecapaciteit en werk/kussengasvolumes is in eerste instantie de gehele portfolio van gasvelden in Nederland (zowel land als zee) als startpunt genomen. Op basis van de onderstaande criteria zijn de gasvelden geselecteerd die de theoretische capaciteit representeren:

- Ten tijde van deze evaluatie zijn de velden ontwikkeld en is er toegang middels productieputten. Velden die nog niet zijn ontwikkeld of reeds verlaten velden (verwijderde putten en infrastructuur) zijn buiten beschouwing gelaten. Het aantal velden kan in de komende jaren dus wijzigen omdat mogelijk nieuwe velden tot ontwikkeling komen of uitgeproduceerde velden worden verlaten.

³⁷ https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/11/f27/fcto_fuel_cells_fact_sheet.pdf

³⁸ Vogel, J.V., (1968). Inflow performance relationships for solution-gas drive wells. J. Pet. Technol. Soc. Pet. Eng. (SPE), 83-92.

³⁹ Juez-Larré, J., Remmelts, G., Breunese, J.N., Van Gessel, S.F., Leeuwenburgh, O., 2016. Using Underground gas Storage to replace the swing capacity of the giant natural gas field of Groningen in the Netherlands. A reservoir performance feasibility study.

- Het reservoir is niet geclassificeerd als een *tight-aardgas*voorkomen. In het algemeen betekent dit dat de productie niet afhankelijk is van fracking en dat de permeabiliteit niet lager is dan 0,1 mD.
- Het reservoir is niet aangemerkt als *shallow-aardgas*voorkomen (ligging binnen ondiepe (<1000m) Tertiaire zandsteenlagen).
- Het veld bevat geen significante hoeveelheden zuur aardgas. Om ongewenste en schadelijke bijmenging te voorkomen zijn hier de velden weggelaten met meer dan 10.000 ppm H₂S.
- De opslagcapaciteit van het veld wordt nog niet benut voor andere opslagvormen. Dit speelt onder andere een rol bij de huidige gasbuffers (Norg, Grijskerk, Alkmaar en Bergermeer) en velden waar een centrale opslag voor formatiewater is aangelegd (zoals in Twente).

Voor de geselecteerde velden is vervolgens een meer gedetailleerd overzicht van alle relevante en beschikbare reservoirdata samengesteld. Deze gegevens omvatten de parameters weergegeven in Tabel 3-2. Voor sommige reservoirs zijn correlaties gebruikt op basis van gegevens uit andere velden om ontbrekende parameters aan te vullen.

Parameter	Bron	Opmerking
Initieel gasvolume (GIIP)	Winningsplannen	Bepaling kussengas op basis van GIIP minus geschat werkvolume
Diepte	Winningsplannen, boringen	Drukverloop reservoir – wellhead, druk, temperatuur
Dikte	Winningsplannen, boringen	Netto dikte, perforatielengte, transmissiviteit, stroomgedrag
Permeabiliteit	Winningsplannen, opgave operators, boorgatmetingen en puttesten	Stroomgedrag, transmissiviteit
Transmissiviteit	Winningsplannen, opgave operators, boorgatmetingen en puttesten	Inflow performance
Reservoirdruk	Winningsplannen of interpolatie uit diepte en drukrelaties andere velden	Inflow performance, werkgasvolume, leveringsduur, gaseigenschappen
Reservoirtemperatuur	Winningsplannen of Interpolatie o.b.v. diepte	Gaseigenschappen

Tabel 3-2: Reservoirparameters die per voorkomen zijn verzameld voor de berekening van opslagkenmerken (werkvolume, kussengasvolume, productiesnelheden, leveringsduur)

Ten behoeve van de berekening van de opslagkenmerken en bepaling van de effectieve opslagcapaciteit is een, voor alle gasvelden uniforme casus gebruikt waarin operationele kenmerken van de opslag zijn bepaald (zie Tabel 3-3). De technische achtergrond van deze casus is uitgebreid beschreven in Juez-Larré et al. (2016). Hierin wordt tevens een gevoeligheidsanalyse gegeven met betrekking tot de mate waarin verschillende technische factoren de productiecapaciteit en opslagcapaciteit beïnvloeden. Niet alle velden waaruit aardgas is gewonnen komen in aanmerking voor gasopslag, omdat gasopslag andere technische en economische eisen stelt dan gaswinning. Bij slecht doorlatende of veel te grote

reservoirs is gasopslag niet effectief. Voor de berekening van de effectieve opslagcapaciteit (werkvolume) zijn de velden meegenomen die voldoen aan de volgende criteria:

- De transmissiviteit is minimaal 100 mD.m. Voor lagere waarden is de kans zeer gering dat binnen economische randvoorwaarden een voldoende hoge productie- en injectiecapaciteit kan worden behaald
- Het GIIP-volume is kleiner dan 30 miljard m³. Grotere volumes worden niet interessant geacht vanwege de grote hoeveelheid kussengas die nodig zou zijn om voldoende productiecapaciteit te realiseren. Bij zeer grote reservoirs is bovendien sprake van toenemende complexiteit (bijvoorbeeld compartimentalisatie, intern variërende eigenschappen) waardoor de beheersing van injectie en productie problematisch worden.
- Op basis van een ontwikkeling met één put⁴⁰ kan een minimale aardgas productiecapaciteit van 1 miljoen m³ per dag worden behaald.

	Waarde	Eenheid	Opmerking
Reservoirgelaagdheid	Single layer	-	Aanname: homogeen reservoir, één laag.
Type stroming	Radial flow (droog aardgas)	-	Stroming richting een enkele put in het midden van het reservoir.
Drainageradius	500	meter	Oppervlakte ca. 0,8 km ² .
Putradius	8 ^{3/8}	inch	
Perforatie	1	fractie	Volledige perforatie.
Tubing - interne diameter	7	inch	
Tubing - externe diameter	7 ^{5/8}	inch	
Tubing - interne ruwheid	0,0006	inch	
Tubing - lengte	Zie opmerkingen	meter	Gelijk aan verticale mid-diepte van het reservoir.
Reservoirtemperatuur	Zie opmerkingen	°C	Initiële reservoirtemperatuur. Aanname dat deze constant blijft gedurende injectie en productie.
Mechanische skinfactor	+1	-	Uitgaande van een gemiddelde aantasting van de formatie.
Dietz reservoirvormfactor	31,62	-	Cirkelvormig reservoir met een put in het centrum.
Wellheaddruk	(P _i -150)	bar	Constante wellheaddruk van 150 bar onder P _{ini} (reservoir). Of 50 bar onder P _{ini} indien dit lager is dan 150 bar.
Productie-afnamepatroon (type)	Exponential	-	
Minimumproductie (baseload)	1	miljoen Sm ³ /d	Selectie criterium effectieve opslagcapaciteit.
Compositie aardgas	H-gas	-	89%mol methaan.

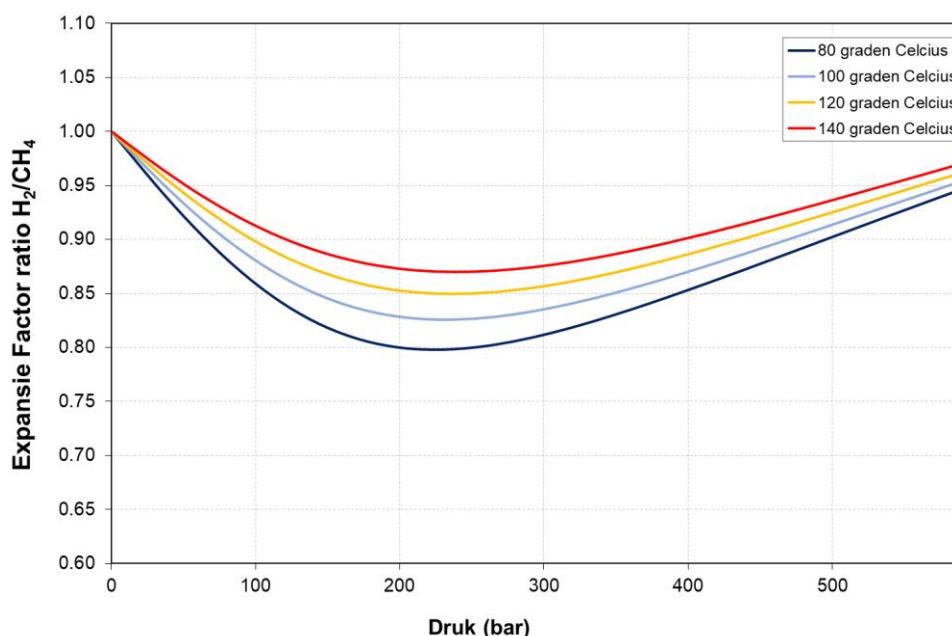
Tabel 3-3: Overzicht van operationele parameters die gebruikt zijn om een standaard opslagcasus door te rekenen voor ieder veld.

⁴⁰ Een ontwikkeling op basis van één put is hier als generiek en representatief uitgangspunt genomen. In de praktijk worden er meestal meerdere putten geplaatst voor injectie en productie.

Voor ieder gasveld dat voldoet aan de randvoorwaarden voor effectieve capaciteit is het werkvolume en het bijbehorende kussengasvolume (= GIIP-volume minus werkgasvolume) voor aardgas bepaald. De volumes voor waterstof zijn afgeleid uit de berekeningen voor aardgas op basis van de volgende gemiddelde conversiefactor⁴¹:

$$\text{Opslagvolume H}_2 = 0,85 * \text{opslagvolume CH}_4$$

Deze conversiefactor is vastgesteld op basis van expansiefactoren bij een range van drukken (ca. 100 – 200 bar) en temperaturen van verschillende gasvelden (Figuur 3-2). De uitkomsten voor aardgas en waterstof zijn uiteindelijk samengevat tot overzichten van het effectieve werkgasvolume van aardgas of waterstof per provincie en per gebied in de Noordzee. De in 2017 gerapporteerde schattingen (winningsplannen en productieprofielen) voor de einddatum van productie zijn gebruikt om het beschikbaar komen van opslagcapaciteit in de tijd weer te geven. In de praktijk worden deze einddatums regelmatig gewijzigd gedurende productie van het veld.



Figuur 3-2: Ratio expansiefactoren voor waterstof en aardgas bij verschillende drukken en temperaturen⁴². Op basis van de uitkomsten is een representatieve conversiefactor van 0,85 gekozen voor de omrekening van aardgas naar waterstof (druk tussen 100 en 200 bar).

3.2.3 Selectie van gasvelden (theoretische en effectieve capaciteit)

Tabel 3-4 en de kaart in Figuur 3-3 geven een overzicht van de gasreservoirs die uiteindelijk zijn geselecteerd voor de berekening van uitzendcapaciteit en

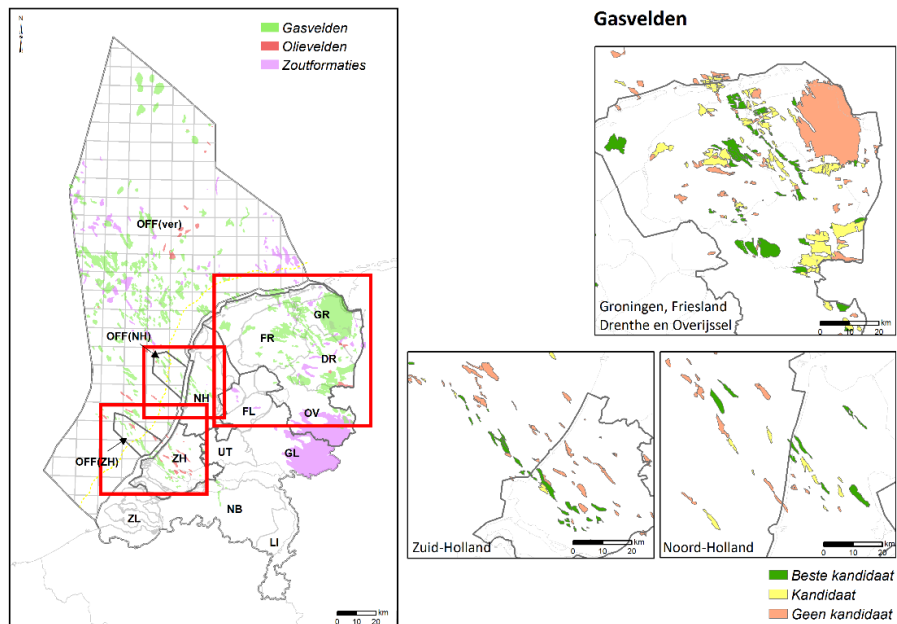
⁴¹ De volume conversie van aardgas naar waterstof houdt geen rekening met het selectie criterium effectieve opslagcapaciteit o.b.v. een minimumproductie van 1 mln/m³, aangezien de stromingsvergelijkingen gebruikt voor de berekening niet gelden voor waterstof. Hiermee wordt in dit onderzoek uitgegaan van het principe dat de best producerende aardgasvelden als opslag van waterstof worden gebruikt. Voor het grootschalig beeld welke deze studie beoogt wordt aangenomen dat de invloed van deze versimpeling beperkt is

⁴² Berekend op basis van de *formatie volume factor* uit Hagoort 1988 (i.e. expansiefactor=1/(formation volume factor))

werkgasvolume. Van het totale GIIP-volume van 1483 miljard m³ in Nederlandse gasvelden valt zo'n 192 miljard m³ af bij de selectie voor theoretische capaciteit. Nog eens 1113 miljard m³ valt af op basis van de criteria voor effectieve capaciteit

Gebied	Aantal velden (GIIP) (hele portfolio)	Aantal velden theoretisch capaciteit (GIIP)	Aantal velden effectieve capaciteit (VW/GIIP)
Friesland	41 velden (224 bcm)	39 velden (216 bcm)	21 velden (34/125 bcm)
Groningen	28 velden (204 bcm)	27 velden (191 bcm)	11 velden (12/63 bcm)
Drenthe	30 velden (221 bcm)	19 velden (128 bcm)	10 velden (20/82 bcm)
Overijssel	14 velden (37 bcm)	7 velden (22 bcm)	3 velden (4/16 bcm)
Noord-Holland	18 velden (60 bcm)	15 velden (38 bcm)	11 velden (16/35 bcm)
Zuid-Holland	19 velden (62 bcm)	17 velden (57 bcm)	17 velden (22/57 bcm)
Overige onshore	6 velden (5 bcm)	6 velden (5 bcm)	0 velden (0/0 bcm)
Subtotaal onshore	156 velden (814 bcm)	130 velden (657 bcm)	73 velden (109/378 bcm)
Offshore (NH)	6 velden (31 bcm)	6 velden (31 bcm)	3 velden (8/25 bcm)
Offshore (ZH)	11 velden (41 bcm)	11 velden (41 bcm)	10 velden (10/37 bcm)
Offshore (overig)	75 velden (597 bcm)	69 velden (564 bcm)	54 velden (53/414 bcm)

Tabel 3-4: Overzicht van de velden die de theoretische en effectieve opslagcapaciteit representeren (weergegeven in aantallen en als cumulatief GIIP-volume). bcm = miljard m³



Figuur 3-3: Overzicht van de geselecteerde velden op basis van de criteria voor theoretische capaciteit en effectieve capaciteit.

3.2.4 Evaluatie en resultaten van werkgasvolume en productiviteit

Tabel 3-5 geeft het cumulatieve werkgasvolume per regio voor zowel aardgas- als waterstofopslag. De corresponderende energie-inhoud is gegeven in Tabel 3-6. Dit is zowel in petajoules (PJ) als in thermische terawattuur (TWh_t) uitgedrukt. Belangrijk hierbij is dat de energie-inhoud van aardgas ca. 4 keer hoger is dan die van waterstof.

Uit de tabel 3-5 blijkt dat in vergelijking met de huidige gasopslagcapaciteit er potentieel ruimte voor nog 15 keer zo veel werkgasvolume (waarvan ca. twee derde zich op het land bevindt). Geografische spreiding van de opslaglocaties is binnen de huidige gaswinningsgebieden; vooral in Noord-Nederland, Zuid-Holland en de kop van Noord-Holland,

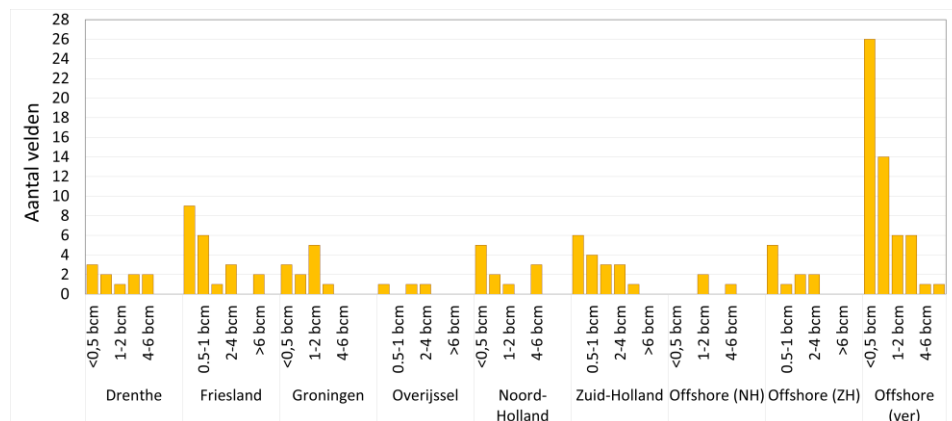
Gebied	Cumulatief werkgasvolume aardgas (in miljard m ³)	Cumulatief werkgasvolume waterstof (in miljard m ³)
Friesland	34	29
Groningen	12	10
Drenthe	20	17
Overijssel	4	3
Noord-Holland	16	14
Zuid-Holland	22	19
Subtotaal onshore	109	93
Offshore (NH)	8	7
Offshore (ZH)	10	8
Offshore (ver)	53	45
Subtotaal offshore	70	60
Huidig werkgasvolume	12	10

Tabel 3-5: Cumulatieve werk volumes voor aardgas per regio (effectieve capaciteit). Het werk volume waterstof bedraagt 85% van de aardgasvolumes.

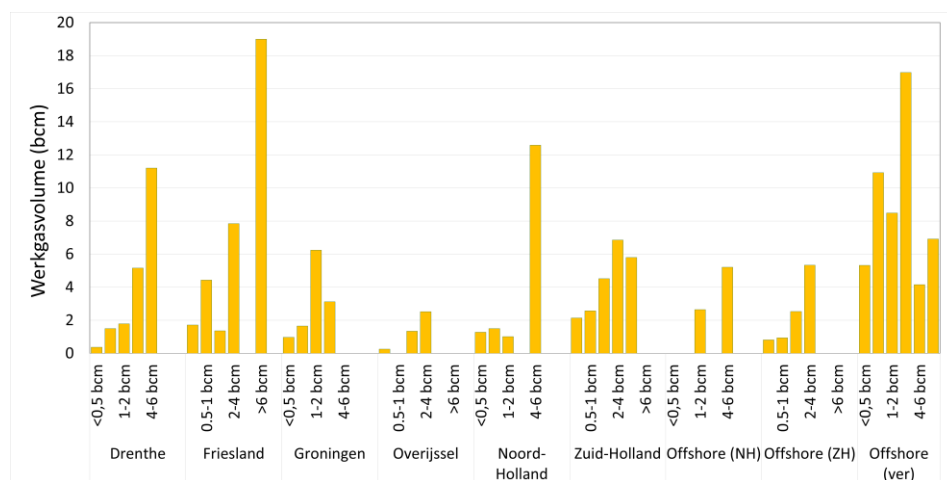
Gebied	Cumulatieve energie-inhoud o.b.v. werkvolume aardgas	Cumulatieve energie-inhoud o.b.v. werkvolume H ₂
Friesland	1340 PJ / 372 TWh _t	315 PJ / 88 TWh _t
Groningen	468 PJ / 130 TWh _t	110 PJ / 31 TWh _t
Drenthe	781 PJ / 217 TWh _t	184 PJ / 51 TWh _t
Overijssel	161 PJ / 45 TWh _t	38 PJ / 10 TWh _t
Noord-Holland	638 PJ / 177 TWh _t	150 PJ / 42 TWh _t
Zuid-Holland	853 PJ / 237 TWh _t	201 PJ / 56 TWh _t
Subtotaal onshore	4241 PJ / 1178 TWh_t	997 PJ / 277 TWh_t
Offshore (NH)	306 PJ / 85 TWh _t	72 PJ / 20 TWh _t
Offshore (ZH)	375 PJ / 104 TWh _t	88 PJ / 24 TWh _t
Offshore (ver)	2059 PJ / 572 TWh _t	484 PJ / 134 TWh _t
Subtotaal Offshore	2740 PJ / 761 TWh_t	644 PJ / 179 TWh_t
Huidige gasopslagen velden	503 PJ / 140 TWh _t	116 PJ / 32 TWh _t

Tabel 3-6: Overzicht van de energie-inhoud van het cumulatieve werkvolume per gebied. De energie-inhoud wordt gegeven voor hoogcalorisch aardgas (H-gas) en waterstof. De energie-inhoud wordt zowel in petajoule (PJ) als terawattuur (TWh_t) uitgedrukt

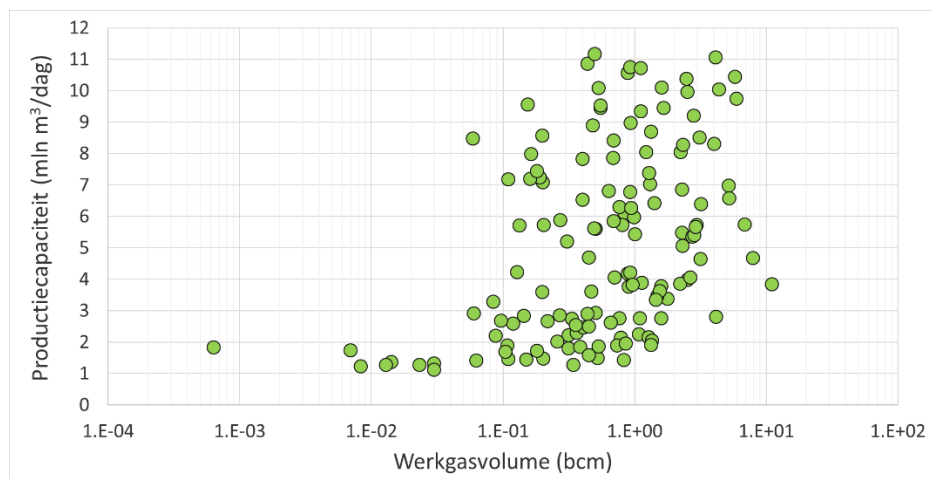
Figuur 3-4 geeft de spreiding van het aantal velden per opslagcapaciteitsklasse, waarbij de kleine velden in het algemeen oververtegenwoordigd zijn. Per regio zijn er in de meeste gevallen minder dan vijf opties per volumeklasse. Figuur 3-5 laat zien hoe het cumulatieve werkgasvolume is verdeeld over de werkvolumeklassen. Hieruit blijkt een goede spreiding in de omvang van werkvolumes per regio, hetgeen mogelijkheden biedt voor verschillende business cases voor gasopslag, zowel in volume als voor piekbuffers en seizoensbuffers.



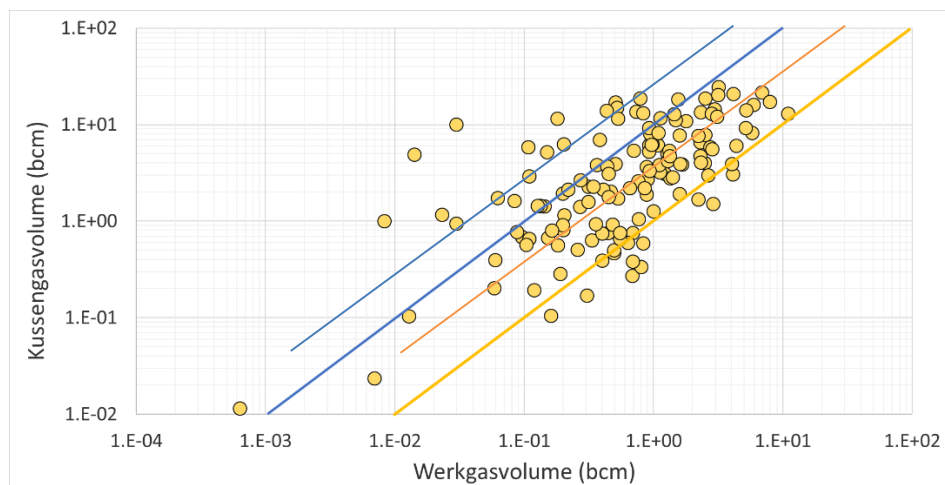
Figuur 3-4: Overzicht van aantallen gasvelden (effectieve capaciteit) per regio, onderverdeeld naar werkvolumeklasse, bcm = miljard m³



Figuur 3-5: Overzicht van cumulatieve werkvolumes(wv) aardgas (effectieve capaciteit) per regio, onderverdeeld naar werkvolumeklasse, bcm = miljard m³



Figuur 3-6: Overzicht van de spreiding van werkvolume vs initiële (maximale) productiecapaciteit (één put) voor individuele velden

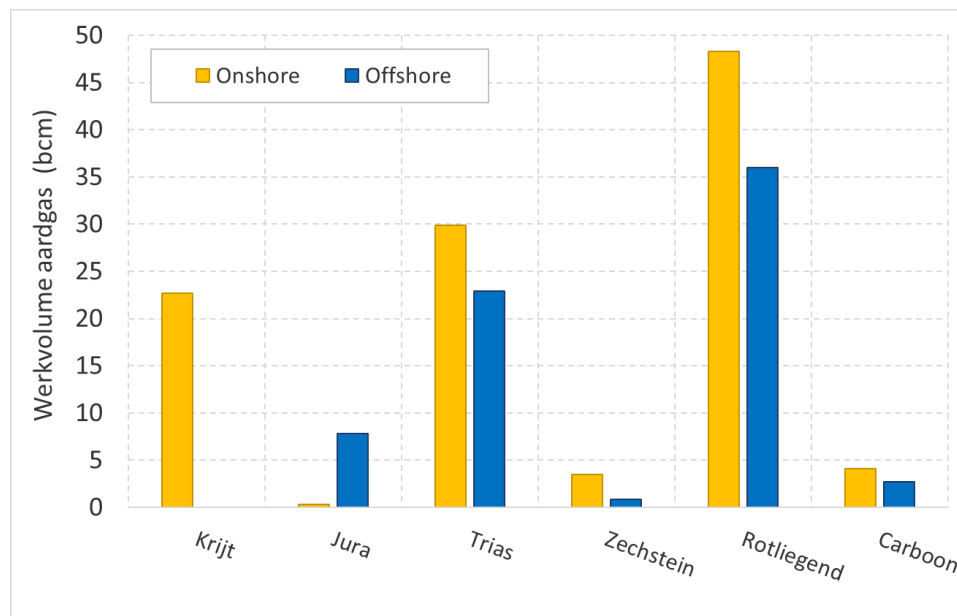


Figuur 3-7: Overzicht van de spreiding van werkgasvolume vs. kussengasvolume voor individuele velden

Figuur 3-6 geeft de spreiding van het werkgasvolume versus de initiële productiecapaciteit zoals berekend conform de standaardconfiguratie (zie paragraaf 3.2.2). Uit deze grafiek blijkt dat het werkgasvolume met name tussen de 0,1 en 10 miljard Nm^3 varieert. Voor elk van deze volumes is een grote variatie van initiële productiecapaciteiten beschikbaar, hetgeen betekent dat er voor verschillende scenario's of businesscases opties voorhanden zijn, door aanpassingen in de standaardconfiguratie. Door het boren van extra putten kan de initiële productiecapaciteit zo nodig worden verhoogd. Dit levert wel extra kosten op. De optimale combinatie zal voor elke business case afzonderlijk moeten worden bepaald.

Figuur 3-7 geeft de verhouding tussen het werkgasvolume en het kussengas volume. Optimaal is een situatie met zo min mogelijk kussengas omdat dat een kostenpost is. De blauwe lijn geeft een verhouding werkgas/kussengas van 1 op 10 hetgeen economisch ongunstig is. De oranje lijn geeft een verhouding van 1 op 1 hetgeen uitzonderlijk goed is.

Een gasveld hoeft niet eerst leeg te zijn voordat (aard-)gasopslag plaatsvindt. Er kan op elk moment besloten worden tot ombouw tot opslag. Hoe eerder dat besluit wordt genomen, hoe minder tijd gemoeid is met het vullen van het veld met kussengas. Overigens zal in alle gevallen de hoeveelheid kussengas een belangrijke kostenpost zijn die de haalbaarheid van de business case zal bepalen. Bij het opslaan van waterstof is de aanwezigheid van “resterend aardgas” complexer. In hoeverre dit gunstig of ongunstig is voor waterstofopslag, hangt af van de mate waarin het werkgas en kussengas zullen vermengen.



Figuur 3-8: Overzicht van het cumulatieve werkvolume per stratigrafisch interval

Figuur 3-8 geeft een overzicht van het werkvolume per stratigrafische eenheid onshore en offshore. Dit is met name van belang, omdat de geschiktheid als opslaglocatie onder meer bepaald wordt door de kwaliteit van de afsluitende laag welke per stratigrafisch interval anders is.

Aan iedere potentiële opslaglocatie is een kwaliteitskenmerk gehangen dat is opgebouwd uit de volgende factoren (score van hoog naar laag):

De samenstelling van de afsluitende laag (van belang voor waterstof):

- **Score 3:** reservoirs onder een steenzoutlaag of een combinatie van kleisteen en steenzout; de meeste reservoirs van Zechstein, Rotliegend en Carboon ouderdom.
- **Score 2:** reservoirs onder een seal van Trias kleisteen
- **Score 1:** Jongere reservoirs die worden afgesloten door een kleisteenlagen van Jura- of Krijt-ouderdom.

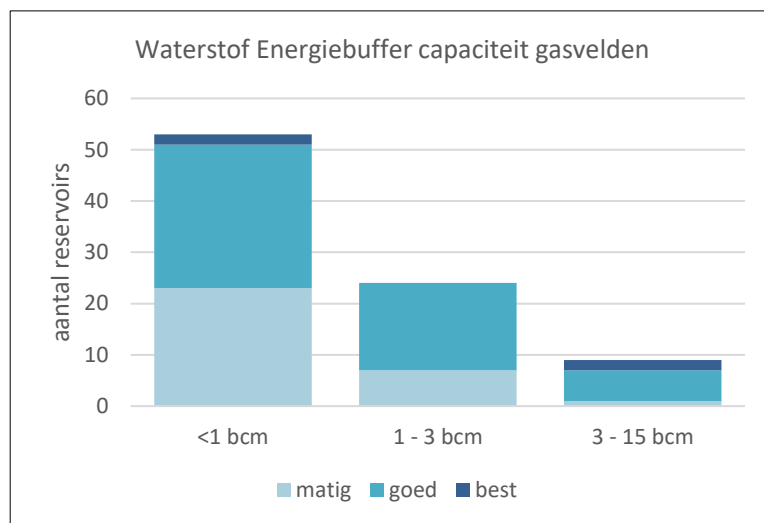
De gemiddelde transmissiviteit:

- **Score 3:** reservoirs met een Kh van 4000 mD.m of meer.
- **Score 2:** reservoirs met een Kh tussen 1000 mD.m en 4000 mD.m
- **Score 1:** reservoirs met een Kh lager dan 1000 mD.m

De verhouding werkgas en kussengas:

- **Score 3:** Verhouding werkgas : kussengas groter of gelijk aan 1.
- **Score 2:** Verhouding werkgas : kussengas tussen 0,5 en 1
- **Score 1:** Verhouding werkgas : kussengas <0,5

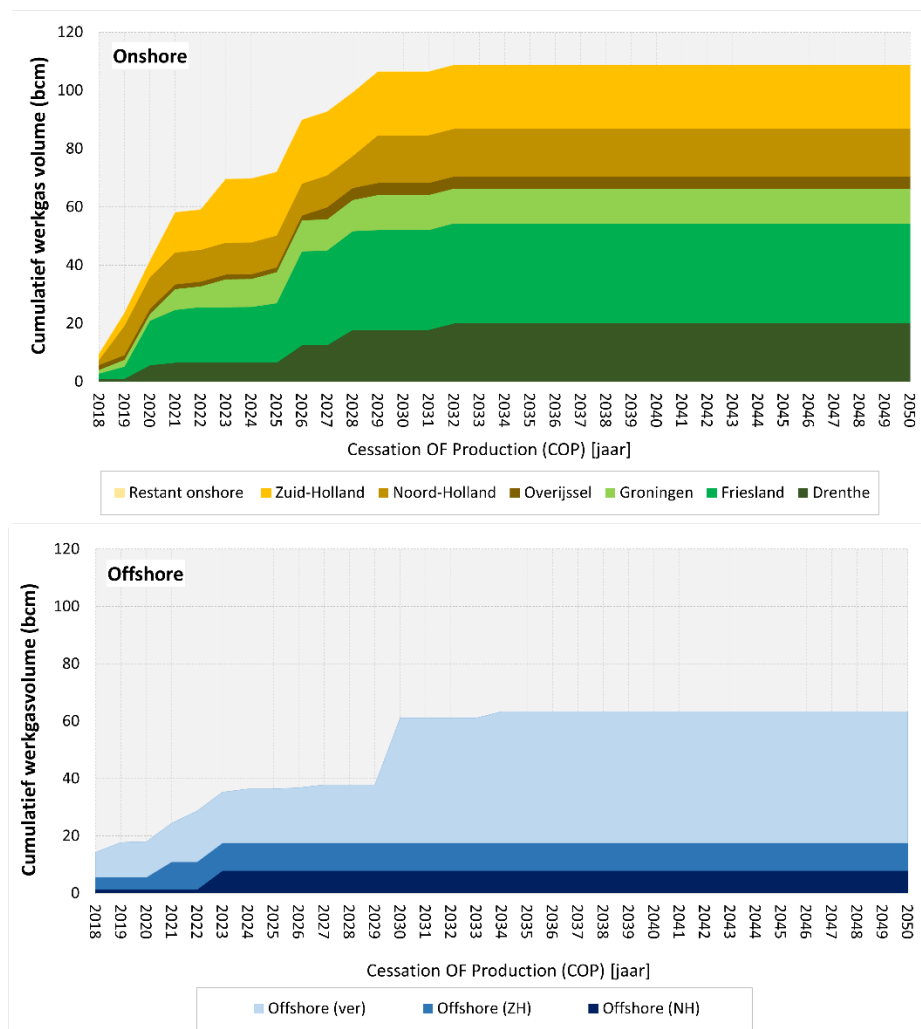
Het kwaliteitskenmerk van een veld wordt bepaald door de laagste score die voor een van de drie bovengenoemde factoren wordt behaald (de zwakste schakel). De grafiek in Figuur 3-9 toont per volumeklasse het aantal velden onderverdeeld naar kwaliteitskenmerk. Hierbij zijn de scores 1,2 en 3 vertaald naar matig, goed en best.



Figuur 3-9: Overzicht van aantallen velden per kwaliteitsklasse (effectieve capaciteit) voor alleen gasvelden op land en kustnabij

3.2.5 Ontwikkeling van werkgasvolume in tijd

Alle berekende werkgasvolumes afgezet tegen het tijdstip waarop de betreffende gasvelden in principe uitgeproduceerd zijn en daarmee beschikbaar zullen komen voor opslag (zie Figuur 3-10). Hieruit komt naar voren dat meer dan 90% van het effectieve werkvolume na 2030 beschikbaar zal zijn.



Figuur 3-10: Beschikbaar komen van werkvolume (effectieve capaciteit) in de tijd. Bepaald op basis van de COP-datum (cessation of production/staking van productie) per veld.

3.2.6 *Technische kennisvragen en vervolgonderzoek*

Waterstofopslag is nog niet toegepast in Nederlandse gasvelden en grotendeels nog een onderbelicht onderwerp van onderzoek. Een recente pilot in Oostenrijk (Sun Storage Project⁴³) met een 10% waterstof/methaan-mengsel is succesvol verlopen. 82% van de geïnjecteerde waterstof kon worden teruggewonnen. De rest was niet terughaalbaar vanwege diffusie, oplossing en conversie (omzetting). Geen van deze processen is schadelijk gebleken voor het reservoir of de bovengrondse installaties⁴⁴. Verschillende andere projecten hebben waterstof/methaan-mengsels geïnjecteerd in aquifers (zie ook Tabel 2-3).

Naast de bekende techno-economische aspecten die in het algemeen voor aanleg van een gasopslag moeten worden onderzocht (technische geschiktheid, productiecapaciteit, werkvolume, etc.), zullen bij de opslag van waterstof de volgende additionele aspecten aandacht vragen:

- Mate waarin de afsluitende laag doorlatend is voor waterstof bij de gebruikte gassamenstelling en percentages waterstof, druk en temperatuur (oplossen van waterstof en diffusie door het afsluitende gesteente)
- Minerale reacties tussen geïnjecteerd waterstof en afsluitend- (aantasting) en reservoirgesteente (vorming ongewenste stoffen zoals H₂S).
- Biochemische reacties waarbij waterstof (in contact met formatiewater) wordt omgezet in andere (ongewenste) stoffen
- Mobiliteit van waterstof en formatiewater (ratio), invloed op fingering en sweep-efficiëntie (als gevolg van reservoirheterogeniteit)
- Vermenging van waterstof met aanwezige (residuele) koolwaterstoffen (aardgas/olie), diffusie, kwaliteit van waterstof en noodzaak voor gasreiniging.
- Invloed van waterstof op cement (kwaliteit en binding van cement).
- Mate waarin staal (casings, installatie, etc.) door waterstof worden aangetast (waterstofverbrossing)
- Benodigd kussengas en eventuele alternatieven voor waterstof als kussengas.
- Kans op geïnduceerde seismiteit

Specifieke aanpassingen en onderzoeksvragen ten aanzien van transport van waterstof door het huidige gastransportnet worden nader besproken in het rapport "Verkenning waterstofinfrastructuur"⁴⁵.

3.3 **Kwantitatieve evaluatie gasbuffering in zoutcavernes (aardgas en waterstof)**

3.3.1 *Uitgangspunten aardgasopslag en waterstofopslag*

In deze studie is alleen een kwantitatieve evaluatie uitgevoerd op basis van zoutstructuren op land. Voor mogelijk geschikte structuren op zee wordt het potentieel alleen in kwalitatieve zin besproken. Vanwege de kosten en een aantal technische aspecten ligt het op dit moment niet voor de hand om uit te gaan van de aanleg van zoutcavernes op zee. Alle zoutcavernes die momenteel in gebruik zijn, zijn toegankelijk vanaf land. Alleen in Ierland is een projectplan om verschillende kleine cavernes offshore aan te leggen (Gateway, <http://www.gatewaystorage.co.uk/>). Dit plan heeft moeite om van de grond te komen. De keuze in Ierland om offshore te gaan wordt met name bepaald door de lokale geologie; de zoutformaties komen daar op land niet voor.

⁴³ <https://www.underground-sun-storage.at>

⁴⁴ Underground Sun.Storage 2017, Publiekbaar Endbericht

⁴⁵ DNV-GL 2017, Verkenning Waterstofinfrastructuur, rapport OGNL.151886

Voor de berekening van het effectieve werkgasvolume aardgas en waterstof in zoutstructuren, is uitgegaan van een uniform caveerne-ontwerp op basis van de gasopslag in Zuidwending en de waterstofopslagen in Clemens Dome en Moss Bluff (VS). Tabel 3-7 toont de geotechnische en operationele gegevens van deze cavernes. Voor de modelcaverne is een typisch caveernevolume van ca. 600.000 m³ genomen met een diepteligging tussen ca. 1.000 – 1.500m. Het drukbereik is 80 – 180 bar. Het nominale werkgasvolume van één caverne voor aardgas is gesteld op 53 miljoen m³. Voor waterstof is dit 45 miljoen m³ (op basis van de eerdergenoemde conversiefactor 0,85). De ratio werkvolume-kussengasvolume is 1:1 (conform Zuidwending)

Parameter	Zuidwending UGS	Clemens Dome	Moss Bluff
Diepte (m)	1.000 – 1.550	1.000 (mid)	1.200 (mid)
Geometrisch Volume (10 ³ m ³)	590 – 650*	580	566
Druk range (bar)	80 – 160	70 - 137	55 - 152
Werkvolume (10 ⁶ m ³)	52 - 58 (CH ₄)**	27 (H ₂)	42 (H ₂)

Tabel 3-7: Overzicht van operationele caverne parameters als basis voor de definitie van de in deze studie gebruikte modelcaverne (* de grotere caverne van 1 miljoen m³ is buiten beschouwing gelaten, ** berekend op basis van het totale werkvolume van 310 miljoen m³ aardgas en een totaal geometrisch volume van de 5 cavernes van 3,84 miljoen m³).

De typische uitzendcapaciteit van één caverne met één put is vastgesteld op 4 miljoen m³ per dag. Gasbuffers in Duitse zoutcavernes leveren in de praktijk zo'n 1 – 5 miljoen m³ aardgas per dag⁴⁶. De Zuidwending gasbuffer levert met 5 cavernes maximaal 43 miljoen m³ per dag, waarbij in totaal 10 putten (2 putten per caverne) zijn aangelegd.

Bij toepassing van het gekozen ontwerp van de cavernes en de veronderstelde indicatieve werkvolumes is aangenomen dat de alle zoutstructuren in Noord-Nederland vergelijkbare geomechanische eigenschappen hebben. In de praktijk zullen deze eigenschappen per locatie kunnen afwijken (bijv. vanwege andere zoutsamenstellingen en verschillen in diepteligging van de zoutformatie). Uiteraard kunnen voor de cavernes ook andere afmetingen en dieptes worden gekozen waarbij geometrische volumes tot ca. 1.000.000 m³ gangbaar zijn.

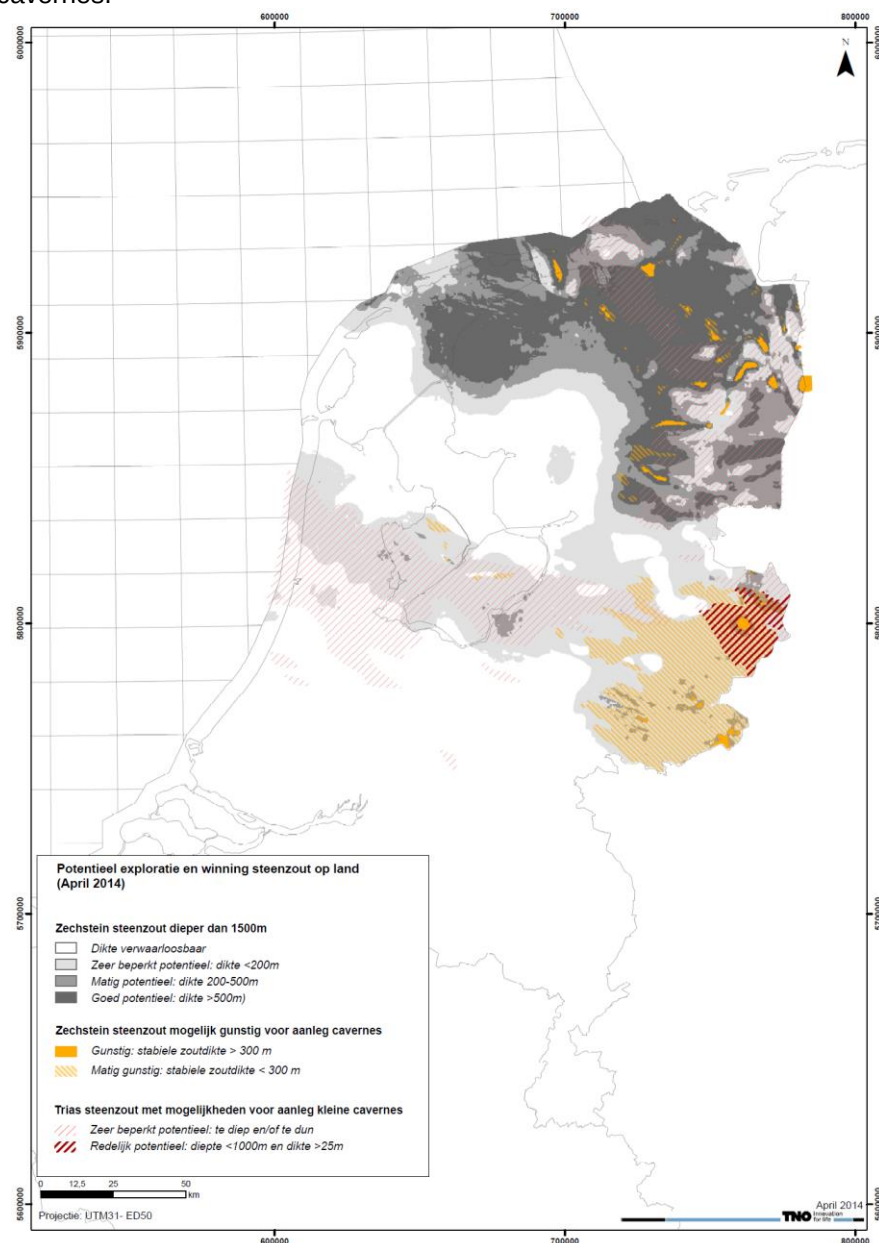
Voor de gassamenstelling en energie-inhoud worden dezelfde waarden aangehouden zoals gebruikt in Paragraaf 3.2.1. Voor de berekening van effectieve opslagcapaciteit (aardgas, waterstof en perslucht) worden typische kentallen (per caverne) gebruikt op basis van bestaande ontwikkelingen. In de praktijk kunnen deze waarden uiteraard anders gekozen worden, afhankelijk van de lokale situatie en specifieke vraag.

3.3.2 Selectie van structuren

Voor het berekenen van de theoretische en effectieve gasopslagcapaciteit in toekomstige zoutcavernes, is een evaluatie uitgevoerd op steenzoutvoorkomens (zoutpijlers en zoutkussens) binnen de Zechstein Groep op land. Voor de structuren op zee is de evaluatie nog niet uitgevoerd en wordt voor dit moment volstaan met

⁴⁶ Afgeleid uit LBEG 2018, Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2017

een meer globale benadering. Dit is mede ingegeven door het feit dat het aanleggen van cavernes op zee nog niet eerder is uitgevoerd en de noodzaak daarvoor vooralsnog niet aan de orde is. De kaart in Figuur 3-13 toont de ligging van zoutstructuren op zee waar de Zechstein Groep voorkomt in het dieptebereik 1.000 – 1.500m. Deze locaties zijn in beeld voor het nader onderzoeken van mogelijkheden tot aanleg van zoutcavernes. Enkele van deze structuren hebben een omvang vergelijkbaar met Zuidwending en Winschoten. Op zee zal bodemdaling weinig beperkingen vormen bij het plannen en aanleggen van cavernes.



Figuur 3-11: Regionaal overzicht van steenzoutvoorkomens in Nederland en locaties waar de diepte en dikte mogelijk geschikt is voor aanleg van zoutcavernes.

De primaire selectie van geschikte locaties is bepaald op basis van de diepteligging en dikte van de Zechstein Groep zoals opgenomen in het 3D Digitaal Geologisch

Model Nederland⁴⁷. Figuur 3-11 toont de regionale verbreiding van steenzout op land. Hierbij zijn in geel de structuren en gebieden aangegeven waarbij het steenzout een dikte van minimaal 300 m heeft binnen het gegeven dieptebereik van 1.000 m – 1.500 m.

De geselecteerde zoutstructuren zijn in groter detail geanalyseerd en gemodelleerd ten einde de theoretische inpasbaarheid van cavernes te bepalen. Hieruit is vervolgens de uiteindelijke selectie voor de theoretische capaciteit bepaald waarbij de volgende criteria zijn gehanteerd (vergelijkbare selectiewaarden zijn gebruikt in eerdere studies⁴⁸):

- De basis van het steenzout interval loopt door tot een diepte van minimaal 1.500 m
- Tussen 1.000 m en 1.500 m is minimaal 300m aaneengesloten steenzout aanwezig
- Er zijn geen aanwijzingen dat de kwaliteit van het zout onvoldoende is
- Er zijn geen aanwijzingen die duiden op de aanwezigheid van anhydrietbanken die de aanleg van cavernes verhinderen (o.b.v. boringen en seismiek)
- De omvang van de resulterende structuur is groot genoeg voor het aanleggen van cavernes.

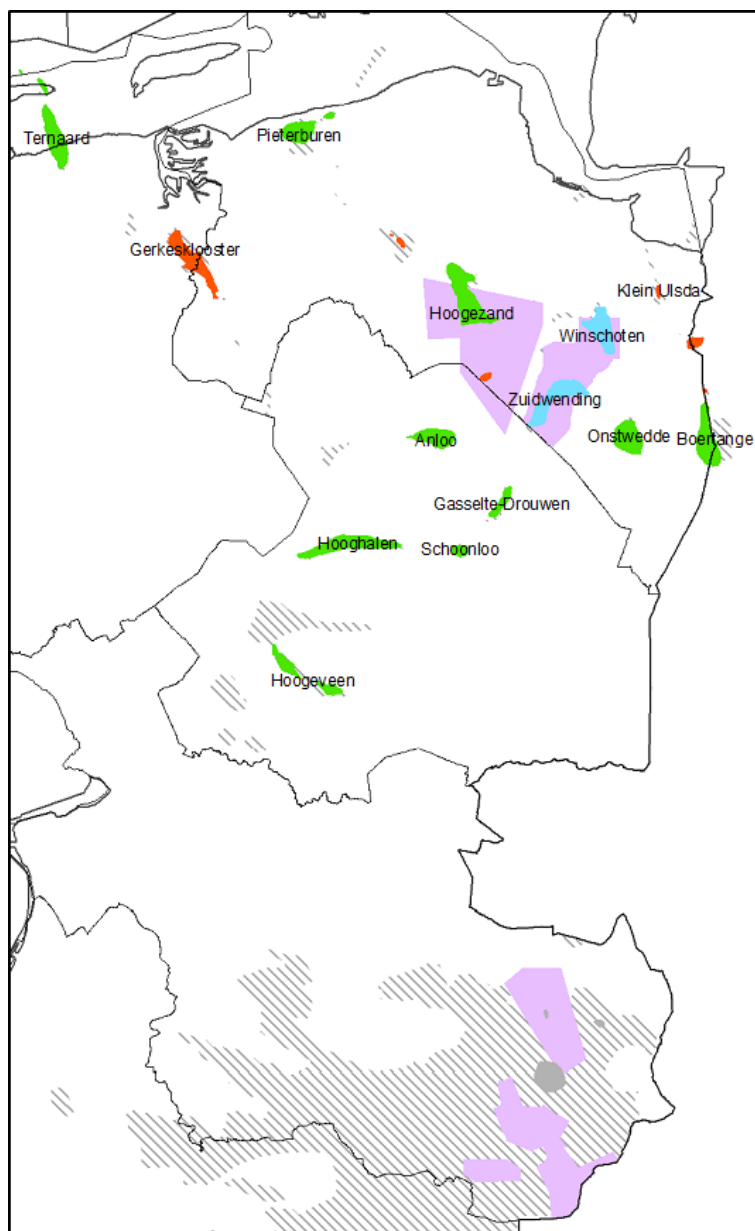
Tabel 3-8 geeft een overzicht van de geselecteerde zoutstructuren op land en de belangrijkste kenmerken. Figuur 3-12 toont de ligging van deze zoutstructuren.

Naam Zoutstructuur	Diepte top structuur	Diepte top zout (boring)	Boringen	Bestaande cavernes
Zuidwending	154	175	24	17
Winschoten	450	470	16	12
Pieterburen	220	311	1	0
Onstwedde	250		0	0
Boertange	580		0	0
Ternaard	615	960*	1	0
Anloo	800	940	1	0
Hooghalen	500		0	0
Hoogeveen	988	1026	1	0
Schoonloo	140	226	2	0

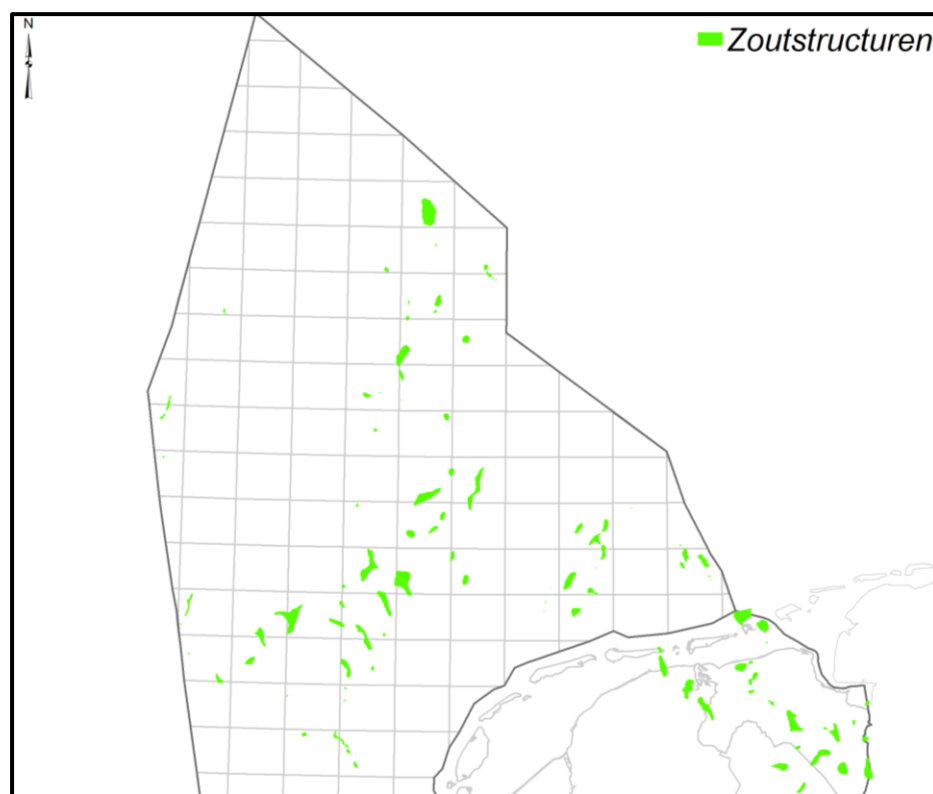
Tabel 3-8: Overzicht van geologische kenmerken geselecteerde zoutstructuren op land

⁴⁷ Kombrink et al. 2012, New insights into the geological structure of the Netherlands; results of a detailed mapping project

⁴⁸ o.a. Remmelts 2011, Mogelijke alternatieven voor ondergrondse opslag van aardgas in de zoutkoepel Pieterburen



Figuur 3-12: Overzicht van zoutstructuren op land die geschikt worden geacht voor de aanleg van gasopslagcavernes (in groen zoutkoepels en in paars zoutkussens)



Figuur 3-13: Ligging van zoutstructuren op zee binnen het dieptebereik 1.000 – 1.500 m

3.3.3 *Evaluatie van werkgasvolume en uitzendcapaciteit op land*

Van de geselecteerde structuren zijn dieptedoorsnedes gemaakt op basis waarvan vervolgens is berekend hoeveel cavernes theoretisch zouden kunnen worden geplaatst. De afstand van de caveerne tot de flank van de zoutkoepel moet volgens de Duitse regelgeving⁴⁹ minimaal 150 meter bedragen (ABVO § 224). Dit is gebaseerd op ervaring opgedaan bij de constructie van gangenstelsels van zoutmijnen in zoutkoepels en bij verschillende oplossingsmijnbouw projecten. De redenen hiervoor zijn:

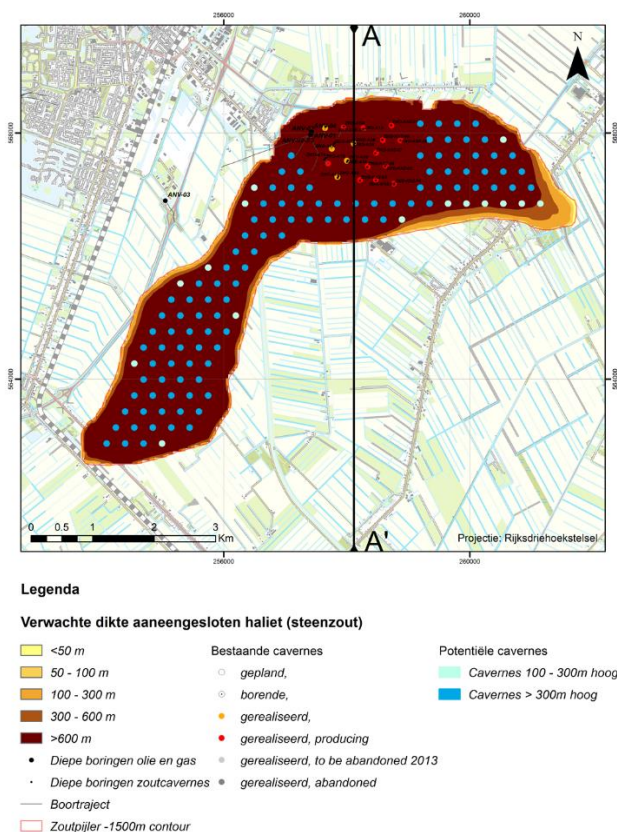
- een mogelijke afname van minimale spanning langs de periferie van de zoutkoepel omdat de flank zich gedraagt als grens tussen het zout en het aanpalend gesteente,
- een toenemende waarschijnlijkheid dat er kaliumlagen en of anhydriet- of carbonaat- lagen voorkomen langs de rand van een zoutstructuur; zulke lagen kunnen de homogeniteit en de sterkte van een structuur beïnvloeden en problemen veroorzaken bij het uitlogen van de caveerne,
- niet specifiek hydraulische en hydro-geologische omstandigheden veroorzaakt door stroombanen van pekkel of formatiewater langs de flank.

Bij een caveerne doorsnede van 90 m en een diepteligging tussen 1000 m en 1500 m moet een onderlinge afstand van ca. 160 – 210 m⁵⁰ worden betracht tussen de cavernewanden van naburige cavernes. De zoutdikte tussen de top van de caveerne

⁴⁹ Allgemeine Bergverordnung“ (ABVO) of Lower Saxony

⁵⁰ LfG 2008, Rock-mechanical Appraisal on the Positioning of additional Caverns in the Zuidwending Salt Dome and Safety Distances between Aardgas Storage Caverns

en de top van de zoutstructuur bedraagt minimaal 100 m. Het theoretische aantal cavernes dat binnen de zoutstructuur kan worden geplaatst, wordt bepaald door een hexagonale verdeling binnen de 1.000 m contour. Figuur 3-14 toont een voorbeeld voor de zoutstructuur in Zuidwending. Een gedetailleerd overzicht voor alle zoutstructuren is beschikbaar op <https://www.nlog.nl/steenzout>.



Figuur 3-14: Voorbeeld van theoretische verdeling van cavernes binnen de zoutstructuur Zuidwending

In deze studie is geen kwantitatieve evaluatie uitgevoerd naar de locatie-specifieke inpasbaarheid van cavernes en de mogelijke effecten (m.n. bodemdaling) die kunnen optreden bij de aanleg van cavernes. In het algemeen kan worden aangenomen dat door de aanleg van meer cavernes er ook meer bodemdaling zal optreden waarbij een groter gebied wordt beïnvloed. De snelheid waarmee en de mate waarin bodemdaling optreedt zijn verder o.a. afhankelijk van de geomechanische eigenschappen van het zout, de diepteligging en temperatuur, de operationele druk in de caveerne, en de duur van m.n. lagere drukcondities⁵¹. De toelaatbare bodemdaling zal per locatie moeten worden vastgesteld. Bij de Zuidwending gasbuffer is de voorspelde bodemdaling 8,2 tot 16,4 cm in 2050⁵². Jaarlijks is er sprake van een afname van het caveernevolume van ca. 0,4% door convergentie.

⁵¹ LfG 2007, Geomechanical numerical modelling for dimensioning, the possible operating regime and the prognosis of long-term gas storage operation of the natural gas storage caverns at Zuidwending (NL)

⁵² Winningsplan UGS-Zuidwending, 2012

Gezien de mogelijke ruimtelijke beperkingen, is bij de inschatting van het aantal cavernes dat effectief kan worden gerealiseerd, uitgegaan van een meer conservatieve schatting van 50% van het aantal cavernes dat theoretisch kan worden aangelegd. Dit percentage kan per structuur verschillen en zal voor iedere locatie en situatie nader moeten worden geëvalueerd. Voor de meeste locaties zijn onvoldoende boorgegevens en metingen beschikbaar voor een betrouwbare en adequate vaststelling of opslagcavernes kunnen worden aangelegd. De reductie met 50% in deze studie moet daarom als indicatief worden beschouwd. De uiteindelijke geschiktheid, inpasbaarheid van cavernes en het operationele ontwerp zullen met proefboringen en specifieke geologische en geomechanische analyses moeten worden onderzocht.

Tabel 3-9 geeft het resulterende totaaloverzicht van effectieve werkvolume- en energie-opslagcapaciteit die mogelijk per provincie en per zoutstructuur kunnen worden gerealiseerd, uitgaande van het aangenomen caverne-ontwerp en 50% van het theoretisch aantal plaatsbare cavernes.

Naam	Aantal cavernes (50% theor.)	Effectief werkvolume aardgas (10^9 m^3)	Eff. energie opslagcap. H-gas (PJ)	Eff. energie opslagcap. waterstof (PJ)
GRONINGEN	230	12,2	475,4	111,6
Zuidwending	52	2,76	107,5	25,2
Winschoten	22	1,17	45,5	10,7
Pieterburen	39	2,07	80,6	18,9
Onstwedde	66	3,50	136,4	32,0
Boertange	51	2,70	105,4	24,7
FRIESLAND	31	1,64	64,1	15,0
Ternaard	31	1,64	64,1	15,0
DRENTHE	60	3,2	124,0	29,1
Anloo	14	0,74	28,9	6,8
Hooghalen	37	1,96	76,5	18,0
Hoogeveen	1	0,05	2,1	0,5
Schoonloo	8	0,42	16,5	3,9

Tabel 3-9: Overzicht en sommatie van effectieve opslagcapaciteiten in zoutcavernes op land.

3.3.4 *Ontwikkeling van buffervolume in tijd*

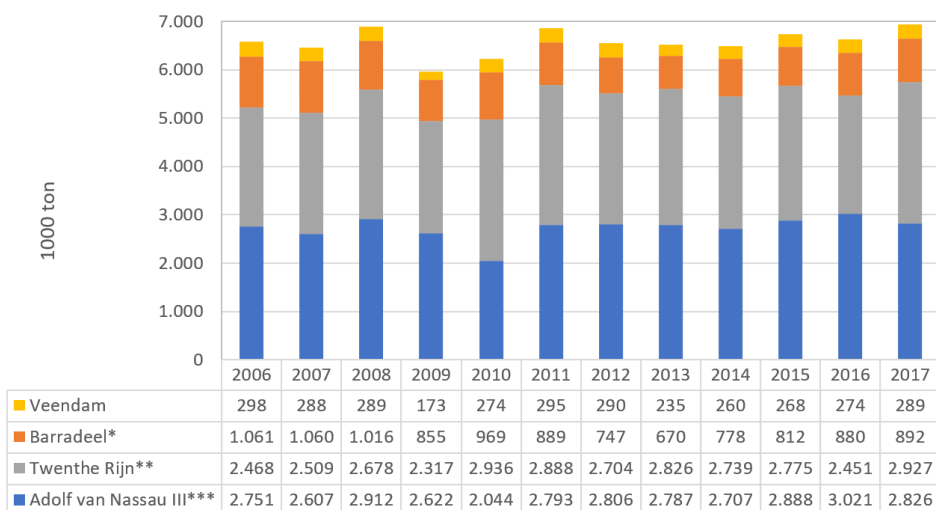
Bij de ontwikkeling van het buffervolume in cavernes kan worden uitgegaan van twee scenario's:

- 1) De ontwikkeling van cavernes is afhankelijk van een doelmatige inzet van het gewonnen zout (m.n. afzetmark voor zout).
- 2) Cavernes worden specifiek aangelegd voor het doel om buffervolume aan te leggen. Het geloogde zout wordt geloosd conform de gestelde milieunormen.

De aanleg van nieuwe cavernes onder voorwaarde van een doelmatige inzet van het gewonnen zout, heeft twee belangrijke consequenties. Ten eerste zal de locatie waar cavernes kunnen worden aangelegd, worden beperkt tot de huidige zoutwinningslocaties. Voor cavernes tot een diepte van 1500 m zijn dit de gebieden Zuidwending, Winschoten, Haaksbergen en Zuid-Oost Enschede. Er is voorlopig geen marktvraag die de aanleg van een nieuwe zoutverwerkingsfabriek rechtvaardigt, en het transporteren van zout/pekkel over grote afstanden is economisch niet rendabel. De tweede consequentie is dat de snelheid van aanleg van nieuwe cavernes wordt bepaald door de vraag naar zout. Figuur 3-15 geeft een overzicht van de hoeveelheid zout die in Nederland is gewonnen. Dit komt neer op gemiddeld ca. 6,3 miljoen ton per jaar. Met een gemiddelde dichtheid van ca. 2.2 kg/m³ voor steenzout binnen de Zechstein Strassfurt Formatie⁵³, komt dit neer op een geometrisch cavernevolumen van ca. 2,9 miljoen m³ per jaar, oftewel ca. 4-5 cavernes van 600.000m³. Indien alleen uit wordt gegaan van zoutwinning binnen vergunningen waar cavernes op een diepte van 1500 m – 1000 m worden aangelegd, dan is de totale productie ca. 2.9 miljoen ton oftewel een geometrisch caverne volume van ca. 1,3 miljoen m³. Akzo-Nobel (pers.comm.) verwacht dat de productie van deze laatste categorie in de komende jaren zal toenemen tot een uitgelopen caverne volume van 1,9 miljoen m³, wat dan overeenkomt met ca. 3 cavernes van 600.000m³.

⁵³ LfG, 2003: Geomechanical Concept Study for the Operation of a Natural Gas Reservoir in the Leached Caverns of the Salt Dome Zuidwending (Netherlands). (bijlage opslagplan Zuidwending UGS)

Steenzout productie 2006 – 2017 (in 1000 ton)



* Inclusief Barradeel II.

** Inclusief Uitbreiding Twenthe-Rijn en Twenthe-Rijn Helmerzijde.

*** Inclusief Uitbreiding Adolf van Nassau III.

Figuur 3-15: Overzicht zoutproductie in Nederland (TNO 2017: Jaarboek Delfstoffen en Aardwarmte 2017)

Indien de aanleg van cavernes los staat van de afzetmarkt voor zout of enige andere nuttige toepassing daarvan, dan zal de aanleg ook kunnen plaatsvinden in zoutpijlers buiten de huidige zoutwinningsgebieden of zelfs op zee.

3.3.5 Technische kennisvragen en vervolgonderzoek

De toepassing van gasopslag in zoutcavernes is een reeds ver doorontwikkelde technologie. Dit geldt zowel voor aardgas als voor stikstof, lucht, waterstof en zelfs (recentelijk) ook helium. Bij de juiste samenstelling en kristallijne structuur is zout een bewezen afsluitend voor deze gassen en treden er geen reacties op.

De aanleg van de cavernes zelf is een goed controleerbaar proces waarbij met name de kennis omtrent de opbouw, eigenschappen en geomechanische gedrag van de zoutstructuur belangrijke items zijn.

De belangrijkste onderzoeksvragen zijn verbonden aan het locatie-specifiek onderzoeken van de precieze samenstelling en opbouw van zoutstructuren. Dit bepaalt met name of het mogelijk is om cavernes volgens een gegeven ontwerp uit te logen, maar ook hoe de caverne zal reageren onder de wisselende drukken tijdens buffering.

Verdere vragen zijn verbonden aan de ruimtelijke inpassing van eventuele grote hoeveelheden opslagcavernes. Hoe wordt omgegaan met het afvoeren van de pek en welke effecten dichte clusters van cavernes hebben op bodemdaling? Hierbij moet ook gekeken worden naar de effecten die kunnen optreden nadat de buffering is gestopt.

3.4 Kwantitatieve evaluatie persluchtbuffering in zoutcavernes

3.4.1 Bepaling van de energieopslagcapaciteit

Voor de evaluatie van persluchtbuffercapaciteit is uitgegaan van dezelfde methodiek die is gebruikt voor de bepaling van de praktische capaciteit die kan worden aangelegd voor aardgas- of waterstofbuffering (zie vorige Paragraaf 3.3).

Persluchtbuffering vindt plaats binnen een ander operationeel drukbereik dan bij gasbuffering of waterstofbuffering. Voor een efficiënte werking wordt in de praktijk een maximum druk van 70 – 100 bar gebruikt. Bij hogere drukken gaat er (te)veel energie (warmte) verloren tijdens de compressie en de benodigde arbeid staat daarmee niet in verhouding met de relatief lage energiehoud van de gecomprimeerde lucht. Als ondergrens wordt in de praktijk een druk van 50 – 80 bar gehanteerd.

Door het lagere drukbereik zal perslucht ook op een geringere diepte moeten worden uitgevoerd omdat de caverne anders zal convergeren door onderdruk. Voor perslucht is derhalve gezocht naar steenzoutintervallen in het dieptebereik 700 m tot 1200 m. Bij de geselecteerde structuren is hetzelfde theoretische aantal cavernes aangenomen zoals bepaald in Paragraaf 3.3.

Het realiseerbare vermogen van persluchtbuffering is sterk afhankelijk van de put diameter. Voor het genereren van voldoende massastroom, wordt gewerkt met putdiameters van 20 inch – 24 inch. De uitzendduur is afhankelijk van het geleverde vermogen en het volume van de caverne. Tabel 2-4 geeft een overzicht van bestaande en geplande persluchtbuffers en hun operationele parameters. Op basis van deze overzichten is een standaard vermogen van 300 MW aangenomen.

Het huidig ontwikkelde concept voor persluchttopslag is afhankelijk van de inzet van aardgas of een andere brandstof om de uitstromende lucht te verwarmen voordat deze de turbine in gaat. De efficiëntie van de totale buffercyclus is in dit geval ca. 42 - 53% Het nieuwere, nog niet ontwikkelde concept (adiabatische persluchtbuffering) gebruikt de opgeslagen compressiewarmte om de uitstromende luchtstroom te verhitten waardoor een totale efficiëntie van 60% tot 70% kan worden behaald. In deze studie nemen we deze laatste vorm als basis voor de berekening.

Voor het laden van de persluchtbuffer wordt een tijdsduur van 8 uur aangenomen. Voor het ontladen is een tijdsduur van 6 uur genomen. Het totale energie-inhoud die beschikbaar is voor levering bedraagt hiermee 1800 MWh. Voor het opladen is ca. 2800 MWh benodigd (uitgaande van een indicatieve totale efficiëntie van 65%).

Tabel 3-10 toont de indicatieve effectieve opslagvermogen voor perslucht per zoutstructuur en per regio.

Naam	Aantal cavernes (50% theoretisch)	Effectieve energie opslagcap. perslucht (PJ)
GRONINGEN	230	1,49
Zuidwending	52	0,34
Winschoten	22	0,14
Pieterburen	39	0,25

Onstwedde	66	0,43
Boertange	51	0,33
FRIESLAND	31	0,20
Ternaard	31	0,20
DRENTHE	45	0,29
Hooghalen	37	0,24
Schoonloo	8	0,05

Tabel 3-10: Overzicht van effectieve opslagcapaciteit voor perslucht per zoutstructuur en per regio. De capaciteit kan ca 300 keer per jaar over perioden van 6 uur worden geleverd en vraagt telkens om ca. 8 uur oplaadtijd.

3.4.2 Technische kennisvragen en vervolgonderzoek

Voor persluchtbuffering gelden in principe dezelfde onderzoeksvragen als voor buffering van aardgas en waterstof in zoutcavernes. In aanvulling hierop is met name onderzoek nodig voor het ontwikkelen en demonstreren van de adiabatische vorm van persluchttopslag. Hierbij staat de efficiënte afvang en opslag van warmte centraal.

3.5 Kwantitatieve evaluatie permanente CO₂ opslagcapaciteit

3.5.1 Gevolgde methodiek

Voor het bepalen van de theoretische opslagcapaciteit voor CO₂ in lege gasvelden is ervan uitgegaan dat alle gasvelden die leeggeproduceerd zijn kwalificeren voor CO₂ -opslag. In deze studie wordt uitgegaan van CO₂-opslag in gasvelden op zee. Bij het bepalen van de opslagcapaciteit van deze velden wordt ervan uitgegaan dat elke miljard m³ geproduceerde aardgas ruimte maakt voor ca. 2,5 Mt CO₂⁵⁴. De verwachte hoeveelheid uiteindelijk te produceren aardgas (ultimate recovery) is door de operator opgegeven in de jaarlijkse rapportage aan de minister van Economische Zaken en Klimaat (onder Art. 113 van het Mijnbouwbesluit). Omdat deze gegevens niet publiek zijn wordt in deze rapportage geen opslagcapaciteit vermeld voor individuele velden, alleen cumulatieve waarden zijn hier opgenomen. Deze hoeveelheden zijn tevens gepubliceerd in het rapport 'Transport en opslag van CO₂ in Nederland', een studie in 2017 uitgevoerd door EBN en Gasunie⁵⁵.

3.5.2 Selectie van gasvelden

De selectie van gasvelden voor CO₂-opslag, zoals gedaan in de EBN/Gasunie studie, verloopt in een aantal stappen. Allereerst is indertijd de beleidskeuze gemaakt om CO₂-opslag in eerste instantie op zee uit te voeren. Alle offshore gasvelden die leeg geproduceerd zijn vormen tezamen het theoretisch opslagpotentieel. Omdat niet alle velden op een effectieve manier te vullen zijn met CO₂ is er een ondergrens gekozen voor een minimumvolume (2,5 Mt CO₂, ofwel 1 miljard m³ aardgas) en een injectiviteit van 100 mDm om de effectieve opslagcapaciteit te bepalen. Voor te kleine velden is het ongunstig om de infrastructuur aan te leggen en als de injectiviteit te laag is moet er te veel energie aangewend worden om de CO₂ ondergronds te krijgen. Daarnaast zijn de ondiepe gasvelden in het noorden van het Nederlandse deel van het continentaal plat afgevalen omdat de maximale druk in die velden onder de druk ligt waarbij CO₂ in verdichte toestand kan worden opgeslagen (< 73 bar). Ook reeds verlaten velden

en olievelden zijn niet meegenomen. Deze criteria zijn gebaseerd op *expert judgement*⁵⁶. Om praktische redenen kan er nog een aantal velden afvallen. Zo voldoen velden gelegen in natuurbeschermingsgebieden of onder vaarroutes wegens de slechte toegankelijkheid mogelijk niet voor opslag. Ook zeer afgelegen velden kunnen om vanwege de transportafstanden afvallen. Dit resulteert in de praktische opslagcapaciteit. Uiteindelijk moet het praktische aanbod van CO₂-opslagcapaciteit afgestemd worden met het aanbod van CO₂. Het aanbod van CO₂ is hierin een onbekende, hetgeen betekent dat uitgegaan wordt van scenario's. Dit rapport bouwt hierbij voort op de resultaten van de eerdergenoemde studie van EBN en Gasunie⁵⁷ Overzicht van opslagvolumes per regio

De theoretische opslagcapaciteit op zee bedraagt volgens bovengenoemde studie uit 2017 2.246 Mt verdeeld over 222 velden. De effectieve opslagcapaciteit is 1.678 Mt (75% van de theoretische) verdeeld over 104 velden (47%). De opslagcapaciteit op land wordt in eerste instantie niet meegenomen. EBN en Gasunie hebben die theoretische capaciteit wel berekend en komen daarbij uit op 1.392 Mt verdeeld over 172 velden (waarbij Groningen en de huidige gasopslagfaciliteiten niet zijn meegerekend). Effectief is dat 1.060 Mt (76%) in 54 velden (31%).

3.5.3 Technische kennisvragen en vervolgonderzoek

Een belangrijke vraag bij de individuele velden is de integriteit van de afsluiting van het veld. Hiernaar zal per veld uitgebreid onderzoek moeten worden gedaan. Daarnaast is het voor de uitrol van CCS belangrijk dat er duidelijkheid komt omtrent de herbruikbaarheid van de infrastructuur. Dat kan een grote invloed hebben op de kosten en dus de business case, maar ook op de meest gunstige manier waarop de infrastructuur kan worden ingezet. Ook is er een aantal punten in de wet- en regelgeving die niet volledig zijn uitgewerkt, zijn er juridische vragen rondom het eigendom van de CO₂ en lange termijn verantwoordelijkheden en dienen de financiële prikkels verbeterd te worden voordat er een geldige business case ontstaat. Tenslotte zal er een duidelijke rolverdeling moeten zijn tussen de overheid en de verschillende partijen en moeten de verantwoordelijkheden duidelijk zijn belegd.

3.6 Kwalitatieve evaluatie hoge-temperatuuropslag

Opslag van warmte en koude zal in de toekomst waarschijnlijk op basis van de vraag (zie hoofdstuk 4) lokaal ingezet worden. Hierbij is ook hoge-temperatuuropslag (HTO) in aquifers een goede optie. Hoge-temperatuuropslag is alleen op land bestudeerd aangezien de warmte zich beperkt laat transporteren. Op basis van een regionale studie⁵⁸ met inachtneming van gesteente-eigenschappen en een economisch model bieden verscheidene aquiferlagen in de (diepe en ondiepe) ondergrond de potentie voor toepassing van HTO. Op basis van de regionale studie zijn de verbreidingen van aquifers bepaald die aan de

⁵⁶ van der Velde, R., Mieog, J. (DHV), Breunese, J., Remmelts, G. (TNO), Potential for CO₂ storage in depleted gas fields at the Dutch Continental Shelf (2008), published for NOGEPa and the Dutch Ministry of Economic Affairs

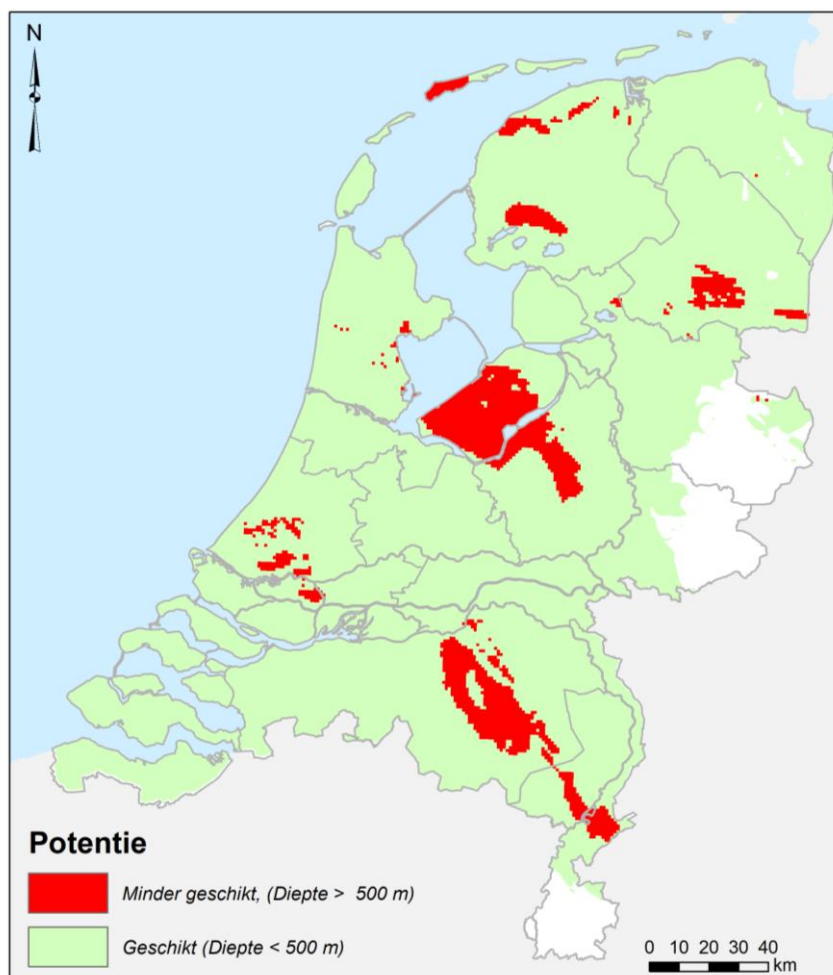
⁵⁷ BN & Gasunie 2017, Transport en opslag van CO₂ in Nederland, Verkennende studie door Gasunie en EBN in opdracht van het ministerie van Economische Zaken

⁵⁸ Tholen, J., 2017. Potential for High Temperature Aquifer Thermal Energy Storage (HT-ATES) in the Dutch subsurface. MSc Thesis Utrecht University, Utrecht, The Netherlands.

selectiecriteria (diepte 100-1500 m, dikte minimaal 20 m) en die economisch gunstig in Tholen (2017) bepaald zijn. De verbreiding van de gunstige aquifers ondieper dan 500 m zijn in groen weergegeven, dieper dan 500 m in rood (Figuur 3-16). De verspreiding van deze verschillende aquifer eenheden bedekt een groot deel van Nederland.

De geëvalueerde aquifers behoren tot de volgende formaties en groepen

- Formatie van Maassluis (Boven Noordzee Groep)
- Formatie van Oosterhout (Boven Noordzee Groep)
- Formatie van Breda (Boven Noordzee Groep)
- De Midden Noordzee Groep
- De Onder Noordzee Groep
- De Rijnland Groep
- Het Delft Zandsteen Laagpakket (Schieland Groep)



Figuur 3-16; Verbreiding van aquifers binnen het dieptebereik 100m – 1500m die mogelijk voor toepassing van HTO in aanmerking komen (groen). De rode gebieden geven aan waar deze aquifers ook binnen het dieptebereik van de Mijnbouwwet voorkomen (dieper dan 500m). De kaart is samengesteld op basis van karteerdata in REGIS v2.0, het Digitaal Geologisch Model Nederland (DGM-diep) en ThermoGis.

3.7 Evaluatie opslag van waterstof en perslucht in het buitenland

In de studie “InSpEE – Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potentialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien, 2015” is voor Duitsland een kwantitatieve evaluatie uitgevoerd naar potentiële opslagcapaciteiten voor waterstof en perslucht in zoutstructuren. Binnen het Noord-Duitse Bekken (zowel het land- en zeedeel) zijn in totaal 697 zoutstructuren geïdentificeerd binnen het dieptebereik waar cavernes kunnen worden aangelegd. Daarvan zijn 269 structuren technisch geschikt bevonden voor de aanleg van cavernes waarin waterstof of perslucht kan worden opgeslagen. Iedere structuur is individueel geëvalueerd ten aanzien van het aantal cavernes dat kan worden aangelegd. De methodiek is grotendeels vergelijkbaar met de evaluatie in deze studie, met het belangrijke verschil dat de Duitse studie meerdere soorten cavernemodellen beschouwd en een meer gedetailleerde evaluatie is uitgevoerd ten aanzien van de ruimtelijke inpasbaarheid (praktische capaciteit).

Met de uiteindelijke vastgestelde aantallen cavernes die mogelijk kunnen worden aangelegd, is per deelstaat een berekening gemaakt van de hoeveelheid energie die kan worden opgeslagen in de vorm van waterstof of perslucht (Tabel 3-11).

Tabel 3-11: Kwantificatie van het aantal zoutstructuren en de indicatieve hoeveelheden energie welke per deelstaat in Duitsland opgeslagen kan worden

Deelstaat	Aantal structuren	Effectief opslag-potentieel CAES (TWh)	Effectief opslag-potentieel waterstof (TWh)	Reductiefactor naar praktisch potentieel (CAES / H ₂)
Berlijn - Brandenburg	24	0,4	159	0,05 / 0,13
Bremen - Niedersachsenn	160	2,0	702	0,33 / 0,30
Hamburg – Schleswig Holstein	44	0,7	413	0,26 / 0,20
Mecklenburg-Vorpommern	9	0,6	193	0,15 / 0,12
Sachsen - Anhalt	32	0,8	147	0,44 / 0,21
TOTAAL	269	4,5	1.614	0,30 / 0,24

4 Kwantitatieve bepaling opslagbehoefte

4.1 Inleiding

Het energiesysteem gaat in de komende decennia sterk veranderen. In voorgaande decennia was het aanbod van energie (idealiter) stabiel en was de markt volledig vraag-gestuurd. Het aanbod kon de fluctuaties in de vraag volgen: piekvragen 's ochtends en 's avonds, ander energieverbruik gedurende het weekend dan op werkdagen, maar vooral de hogere vraag naar energie in de wintermaanden. In het systeem van de toekomst zal er een andere belangrijke variabele zijn bijgekomen: onvermijdelijke fluctuaties in het aanbod (door de wisselende productie van energie uit zon en wind). Hierdoor zal het energiesysteem veranderen naar een vraag- en aanbod-gestuurde markt. Er zullen periodes zijn van te veel aanbod van energie, en periodes van te veel vraag naar energie.

Bijsturing van de mismatch tussen vraag en aanbod kan gedaan worden door:

- Bijsturing van aanbod (op- en afschakelen van energiecentrales, zgn. *curtailing*)
- Bijsturing van de vraag (smart grids, smart systems, arbitrage)
- Uitbreiden van inter-connectie (transport van energie van en naar het buitenland of tussen regio's in Nederland)

Waar deze oplossingen te kort schieten, of waar dit economisch onaantrekkelijk wordt, zal energieopslag een oplossing moeten gaan bieden. Het overgebleven verschil tussen aanbod en vraag definiëren wij hier als “de opslagbehoefte”.

Verschillen in vraag en aanbod van energie kunnen op verschillende tijdschalen bekeken worden. Over het algemeen geldt dat het bijsturen van de markt zonder opslag alleen op de korte termijn van toepassing is. Met name de lange-termijn fluctuaties, zoals seizoensgebonden fluctuaties, zorgen voor een behoefte aan grootschalige energieopslag. Ondergrondse opslag is met name van belang bij (grote) behoefte aan grootschalige energieopslag.

Daar waar veel bovengrondse energieopslagstechnologieën (batterijen) vooral kortstondige variaties in het lokale net kunnen opvangen (maximaal enkele tientallen MW over een periode van maximaal enkele uren), levert ondergrondse opslag vaak honderden MW tot tientallen GW over periodes van dagen tot enkele maanden.

De belangrijkste aannames en kanttekeningen hierbij zijn:

- De winter-zomer-fluctuaties zijn in 2050 hetzelfde als nu (de absolute energievraag verandert, maar de piekvragen naar warmte zullen nog steeds met name in de winter liggen).
- Elektriciteitsfluctuaties op de korte termijn kunnen/zullen opgevangen worden met batterijen.
- De buffering van gasen gaat zonder verlies van deze gasen – met procesefficiëntie, anders dan generieke systeemefficiëntie voor distributie, verliezen en eigengebruik, is geen rekening gehouden. Dit geldt niet voor HTO – aangezien de proces- en opslagefficiëntie bij HTO aanmerkelijk lager zijn dan bij gasen is geprobeerd hier expliciet rekening mee te houden.

4.2 Achtergrond voor gevolgde methodiek

Om te begrijpen wat de mogelijke opslagbehoefte in 2050 zal zijn, is kennis van de vraag naar en het aanbod van energie in 2050 nodig. Om hier een beeld van te krijgen zijn de volgende drie zaken nodig:

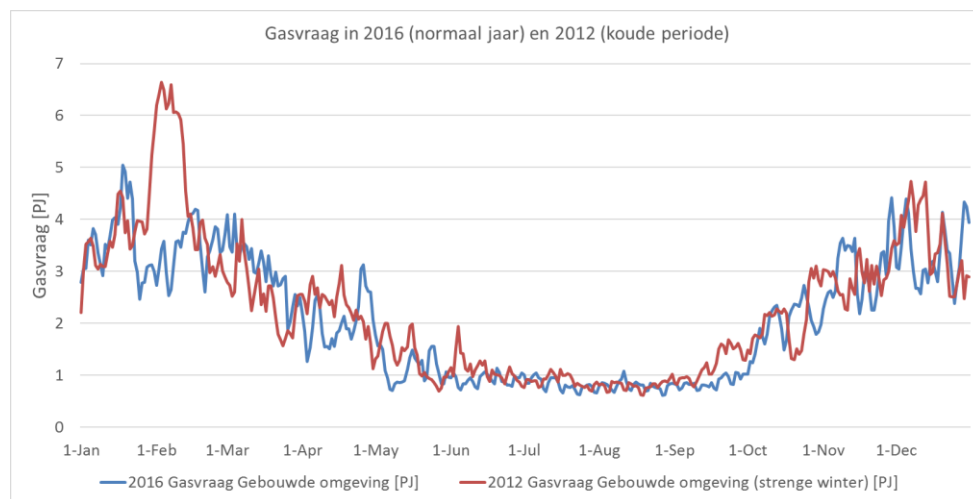
- De vraag-gestuurde energief fluctuaties
- De aanbod-gestuurde energief fluctuaties
- Het totale energieverbruik in 2050

4.2.1 Vraag-gestuurde energief fluctuaties

Aangenomen is dat de manier waarop de energievraag fluctueert in 2050 (korttermijnsoplossingen daargelaten) min of meer hetzelfde is als nu. Daarmee blijft er een verschil bestaan in energievraag tussen week-weekend en zomer-winter. Het totale systeem wordt met name gestuurd door de warmtevraag, en niet zozeer door de (niet-warmte gerelateerde) elektriciteitsvraag. De warmtevraag wordt gestuurd door het weer en de seizoenen, en in deze studie is aangenomen dat dit in relatieve zin niet zal veranderen.

Figuur 4-1 toont de huidige gasvraag voor de gebouwde omgeving (dus minus de gasvraag door industrie). Deze wordt nu gestuurd door de warmtevraag. Aangenomen wordt dus dat de absolute energievraag (in aardgas) door het jaar heen (nu) een goede proxy is voor de totale warmtevraag (en daarmee de variatie in het weer en tussen de seizoenen).

Het resulterende profiel wordt vervolgens vertaald (met de absolute jaarlijkse warmtevraag in 2050) naar een warmteprofiel voor 2050. Secundaire gevolgen (zoals de benodigde elektriciteit nodig voor warmtepompen) worden vervolgens op basis hiervan afgeleid.



Figuur 4-1: Gasvraag voor de gebouwde omgeving in 2016 (normaal jaar) en 2012 (met een koude periode in februari)⁵⁹

⁵⁹ GTS data 2016 en 2012: Downloads & formulieren > Gasunie Transport Services; verkregen in februari 2018 via: <https://www.gasunietransportservices.nl/downloads-en-formulieren>

Om rekening te houden met koude winterperiodes, is er naast het (aangenomen) standaardjaar ook gekeken naar koude winters. De voorbeeldwinters die meegenomen zijn die van het jaar 2012 (met één kortere zeer koude periode, zie ook Figuur 4-1) en 1963 (de winter met de langste periode van koude gemeten sinds 1901). Verderop in dit hoofdstuk wordt uitgebreider ingegaan op hoe rekening is gehouden met koude winters op de opslagbehoefte.

4.2.1.1 *Aannames voor de energievraag*

Waterstof wordt alleen op grote (industriële) locaties ingezet. Groen gas wordt ingezet bij (kleinere) vragers waar voorheen aardgas beschikbaar was. Dientengevolge wordt waterstof in WKK's alleen in de industrie gebruikt, en WKK's die draaien op groen gas worden alleen in de land- en tuinbouw ingezet. Waterstof wordt voor de rest ingezet in de industrie voor directe verwarming, en in de elektriciteitssector in back-up centrales. Groen gas wordt voor de rest in huishoudens voor verwarming ingezet (in hybride warmtepompen).

Deze studie gaat niet in detail in op een aantal vormen van gebruik van verschillende energiedragers, al zijn deze wel impliciet meegenomen in het model en de energiebalans. Voorbeelden hiervan zijn de inzet van waterstof als grondstof en als brandstof in de mobiliteitssector. Aangenomen is dat al het gebruik dat niet in detail is bekeken een vlak profiel door het jaar heen heeft. Er is dus geen grootschalige buffering nodig voor het gebruik van deze energievormen in deze sectoren.

Specifieke aannames omtrent energievraag zijn:

- Groen gas wordt alleen in de koudste 7 maanden gebruikt (t.b.v. bijstook). Dit geldt ook voor WKK's op groen gas, die naast warmte, ook elektriciteit produceren. Dit heeft dus weer gevolgen voor het elektriciteitsaanbod.
- Groen gas wordt alleen gebruikt in (een gedeelte van) de gebouwde omgeving (m.n. hybride warmtepompen) en in land- en tuinbouw (o.a. WKK's).
- Waterstof wordt alleen gebruikt voor mobiliteit, industrie en in back-up centrales voor elektriciteit. Hierdoor zijn de meeste vormen van waterstofgebruik min of meer constant door het jaar heen (bijv. mobiliteit, grondstofgebruik en industriële processen). Een uitzondering hierop is duidelijk de back-up elektriciteit, die alleen ingezet wordt bij tekorten aan aanbod van elektriciteit.
- CO₂ is een bijproduct van industriële processen en van de productie van waterstof. Aangenomen is dat de productie ervan min of meer constant is door het jaar heen. Deze studie heeft alleen een hele generieke benadering voor CO₂-productie meegenomen. De focus ligt vooral op de potentiële buffering van energievormen.
- De variatie in warmtevraag wordt m.n. gedreven door de gebouwde omgeving en land- en tuinbouw. Aangenomen is dat het meeste overige gebruik door het jaar constant is. De warmtevraag wordt beantwoord met warmtepompen, hybride warmtepompen, warmtenetten (met name gevoed door restwarmte en geothermie), en warmte via WKK's en andere verbrandingsprocessen (m.n. groen gas en waterstof).

4.2.2 *Aanbod-gestuurde energiefleuctuaties*

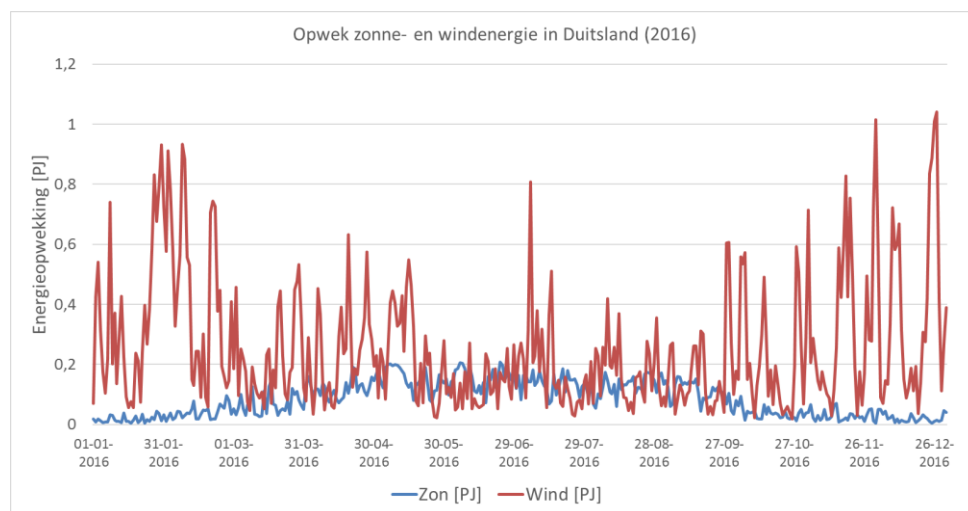
Over het algemeen is de consensus dat wind en zon in 2050 een behoorlijk aandeel in het energiesysteem zullen hebben. Alhoewel er in het algemeen gerekend wordt met jaargemiddelden, is het lastig om over het hoofd te zien dat er

op sommige momenten in het jaar er nauwelijks zonne- of windenergie beschikbaar is, en op andere momenten juist heel veel. Dit variabele aanbod zorgt voor een extra complicatie in het energiesysteem: niet alleen de vraag van eindgebruikers varieert, maar ook het aanbod van sommige energiebronnen varieert.

Om in kaart te brengen hoeveel dit energieaanbod kan variëren is gebruik gemaakt van bestaande gegevens voor zonne- en windenergie. Aangenomen is dat de fluctuaties in de opgewekte hoeveelheden aan energie uit wind en zon die op dit moment al in Duitsland opgewekt worden, representatief zijn voor de fluctuaties die kunnen bestaan door het jaar heen.

Het huidige patroon in Duitsland (Figuur 4-2) wordt gebruikt om de verwachte energiehoeveelheden die opgewekt worden in 2050 door zon en wind te verdelen in een jaarprofiel. Dit profiel wordt vervolgens weer gebruikt om het aanbod van afgeleide producten te bepalen (zoals waterstofproductie door wind).

Aangenomen is dat andere vormen van het primaire energieaanbod niet (per se) fluctueren door het jaar, en daarmee constant zijn. Denk hierbij aan warmte uit warmtenetten (restwarmte en geothermie), biomassa, en mogelijke fossiele bronnen.



Figuur 4-2: Opwek van elektriciteit door wind en zon door het jaar (2016) heen in Duitsland. Onshore en offshore wind is hier voor het gemak bij elkaar opgeteld.^{60 61}

Opmerkingen

- Het aanbod van elektriciteit uit wind en zon kan van jaar tot jaar variëren door wisselende weersomstandigheden – het ene jaar kan er meer wind aanwezig zijn dan het andere jaar. Dit heeft invloed op de absolute

⁶⁰ Profielen van windenergie 2016: Archiv Windenergie – Windenergie – Kernzahlen – 50Hertz; verkregen in februari 2018 via: <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Windenergie/Archiv-Windenergie>

⁶¹ Profielen zonne-energie 2016: Archiv Photovoltaik – Photovoltaik – Kernzahlen – 50Hertz; verkregen in februari 2018 via: <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Photovoltaik/Archiv-Photovoltaik>

hoeveelheid potentie aan windenergie, maar ook op de windpatronen door het jaar heen. Dit is niet meegenomen in deze studie.

- Een verschil met het windprofiel van Duitsland voor 2016 zou kunnen zijn dat de windenergie daar vooral op land wordt gewonnen. Dit kan invloed hebben op de windpatronen, immers nemen we aan dat in 2050 voor Nederland met name offshore wind belangrijk is. Niettemin nemen we voor deze studie aan dat de windpatronen vergelijkbaar zullen zijn, en dat alleen de hoogte (of de windkracht/hoeveelheid opgewekte energie) varieert tussen land en zee.

4.2.3 *Het totale energieverbruik in 2050: energiescenario's*

Naast de verschillen in aanbod van en vraag naar energie, zal ook het absolute energieverbruik anders zijn in 2050. De meningen over hoe het energielandschap er in 2050 er uit ziet variëren nogal. Om een gevoel te krijgen voor de mogelijke variaties in dit energielandschap, is een palet aan energiescenario's meegenomen. PBL⁶² heeft 12 verschillende scenario's gepubliceerd die ieder aan de eindoplossing "95% emissiereductie t.o.v. 1990 in 2050" voldoen. Hierbij wordt grofweg gebruik gemaakt van een aantal ingrediënten: 1. energiebesparing (het totale energieverbruik daalt). 2. inzet van duurzame energiebronnen (zon, wind, biomassa, omgevingswarmte). 3. inzet van CCS (netto nul bij fossiel, negatieve emissies bij biomassa).

Om een goede vertaalslag te maken van deze energiescenario's naar het finale energieverbruik per sector en de finale energievorm die daarbij gebruikt wordt, inclusief welke energiedrager (warmte, elektriciteit of waterstof), is ook het rapport van Gasunie⁶³ gebruikt. Gasunie publiceert niet alleen een volledig uitgewerkte energiescenario voor 2050, maar ook het framework tussen finaal energieverbruik, primaire energievorm en omzettingen (inclusief verliezen in omzetting, distributie en eindverbruik). Dit framework is in deze studie gebruikt om grip te krijgen op de PBL-scenario's, die daardoor alle 12 op dezelfde manier geëvalueerd kunnen worden.

Om het energielandschap van primaire energievormen naar opslagvormen van energie te transformeren is een model nodig met:

- Ruim 15 variabelen die omzettingen van energievorm en procesefficiëntie bepalen. (Bijvoorbeeld de efficiëntie van een waterstofproducent of WKK.)
- Ruim 15 variabelen die systeemkeuzes omschrijven. (Bijvoorbeeld de verdeling van de hoeveelheid biomassa over biobrandstoffen en groen aardgas.)

Enkele aannames met betrekking tot de energiescenario's zijn:

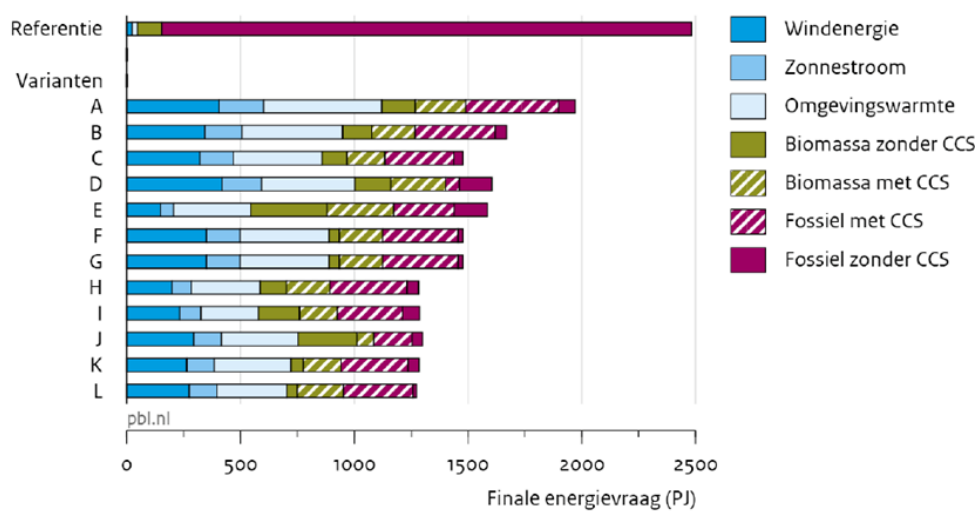
- Scenario met als doel 2050
- 95% emissiereductie in 2050 t.o.v. 1990
- Het energiesysteem beperkt zich tot Nederland
- De energiebalans is neutraal: eventueel benodigde importen behoren tot de volledige som.

Er zijn in totaal 13 energiescenario's bekeken, waarvan twaalf gepubliceerd door PBL⁶² en één door Gasunie⁶³. De PBL-scenario's worden in Figuur 4-3

⁶² Ros, J., Schure, K. (2016); Vormgeving van de energietransitie, Den Haag: PBL. PBL-publicatienummer: 1747

⁶³ Gasunie (2018); Verkenning 2050: Discussiestuk

weergegeven. De geïnterpreteerde getallen van de 13 scenario's worden ook in Tabel 4-1 weergegeven.



Figuur 4-3: De PBL-scenario's zoals gepubliceerd voor een emissiereductie van 95% t.o.v. 1990⁶².

Noot: omgevingswarmte in deze definitie van PBL is warmte uit de directe omgeving (lucht, bodem), maar ook uit warmtenetten en geothermie.

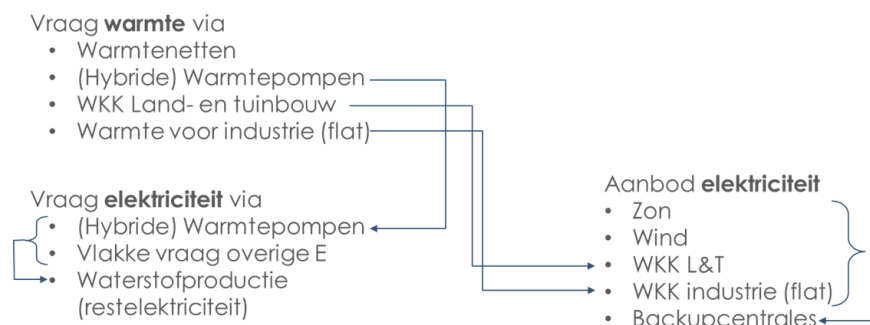
Scenario	Wind (PJ)	Zon (PJ)	Omgevings warmte (PJ)	Biomassa (PJ)	Fossiel (PJ)
PBL-A	400	200	500	400	490
PBL-B	370	140	445	320	390
PBL-C	350	130	380	270	360
PBL-D	420	180	400	400	220
PBL-E	150	45	350	625	410
PBL-F	375	125	380	240	370
PBL-G	375	125	380	240	370
PBL-H	190	110	300	300	400
PBL-I	230	120	250	330	380
PBL-J	310	110	330	320	250
PBL-K	280	100	330	230	370
PBL-L	290	100	300	250	360
Gasunie	723	244	447	289	410

Tabel 4-1: Geïnterpreteerde benodigde primaire energiehoeveelheden per scenario.

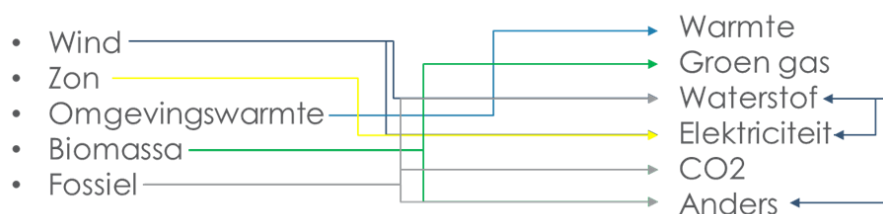
Om de verschillende rapporten over het energiesysteem van de toekomst goed te kunnen interpreteren is het belangrijk om te begrijpen dat er verschillende uitdrukkingen voor het totale energieverbruik (van Nederland) bestaan. Met het primaire verbruik wordt bedoeld de hoeveelheid energie die in totaal gevraagd/gebruikt wordt, terwijl het finaal energieverbruik de hoeveelheid geeft die de eindgebruiker nodig heeft. Het verschil zit hem in verliezen die gepaard gaan met omzetting van de ene energievorm naar de andere, distributie en eigegebruik.

4.2.4 Energiebalans

Met het berekende aanbod van en de vraag naar energie (finale functie: vooral warmte en elektriciteit) wordt vervolgens het energielandschap opgesteld. Hieronder worden onderdelen van vraag en aanbod weergegeven. Uiteindelijk wordt dit systeem vertaald naar een vraag en een aanbod van warmte, groen gas, waterstof en elektriciteit en daarnaast ook vraag naar CO₂-opslag. Dit kan vervolgens vertaald worden naar de opslagbehoefte per energievorm. Figuur 4-4 geeft een schematische weergave van het gemodelleerde energiesysteem. Figuur 4-5 geeft een schematische weergave van de gemodelleerde primaire en (deels) finale energievormen.



Figuur 4-4: Schematische weergave van het gemodelleerde energiesysteem. Sommige afhankelijkheden zijn weergegeven



Figuur 4-5: Schematische weergave van de gemodelleerde energievormen. Sommige afhankelijkheden zijn weergegeven. Aardwarmte, restwarmte en warmte uit ondiepe bodem en lucht vallen hier onder omgevingswarmte.

4.2.5 Opslagbehoeften

Nu de variaties in vraag en aanbod besproken zijn en de methodiek voor het energiesysteem in 2050 besproken is, kunnen de jaarlijkse waarden van het energiesysteem opgespannen worden over de dagelijkse fluctuaties in vraag- en aanbod. Vervolgens kan per energievorm het verschil in vraag en aanbod afgezet worden. Bij een tekort aan vraag gaat energie verloren, wordt het geëxporteerd, of het wordt opgeslagen. Bij een tekort aan aanbod kan de vraag naar beneden worden bijgesteld, kan er geïmporteerd worden of kan er energie geproduceerd worden uit de opslagen. Deze studie gaat er echter van uit dat de verschillen tussen vraag en aanbod volledig opgelost worden met de opslagen. Tekort aan vraag betekent injectie in de ondergrondse opslagen, tekort aan aanbod betekent productie uit de opslagen.

4.2.5.1 Piekb behoeften

De productie uit de opslagen op de momenten waarop de vraag uit de opslagen het hoogst is wordt in deze studie de piekbehoefte genoemd. De dagen die min of meer achtereenvolgend een piekbehoefte hebben vormen samen de periode van piekbehoefte – de totale vraag is de totale *piekopslagcapaciteit*. De snelheid waarmee er op dat soort dagen geproduceerd moet worden, wordt de *piekproductiecapaciteit* genoemd. De snelheid waarmee er op dagen van hoogste overschot aanbod juist geïnjecteerd moet worden in de opslagen, wordt de *piekinjectiecapaciteit* genoemd. Deze drie grootheden vormen samen de kenmerken waaraan de “snelle” opslagen moeten voldoen. Leveringszekerheid op piekmomenten is dus afhankelijk van de kwaliteit van de putten (snelheid van

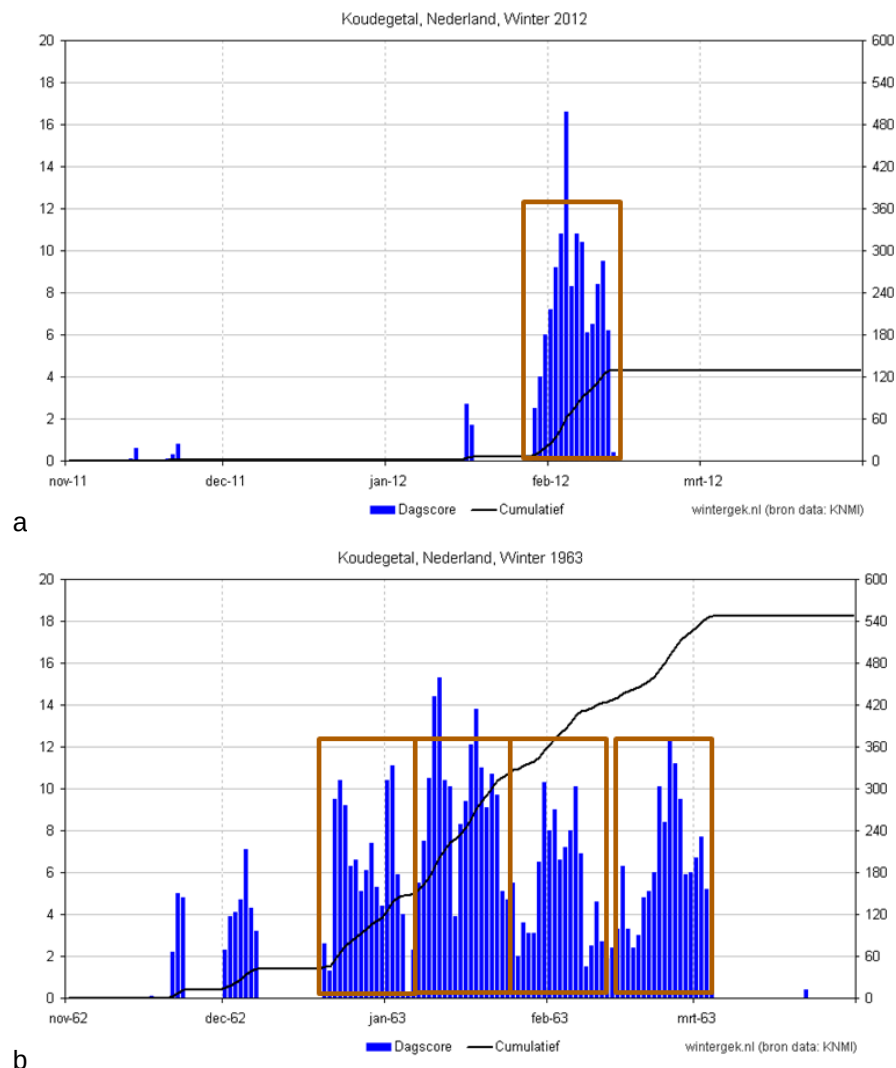
injectie en productie) en totale piekopslagcapaciteit (die aangeeft hoe lang de opslaglocatie die pieksnelheden vol kan houden). De overige benodigde opslagcapaciteit, die dus buiten deze piekategorie valt, mag gezocht worden in “langzamere” opslaglocaties.

4.2.5.2 *Extremere opslag- en piekbehoeften*

In uitzonderlijke situaties kan het zijn dat er hogere piekbehoeften ontstaan, zoals bij “*Dunkelflaute*” of strenge winters.

De methodiek die tot nu toe beschreven is, heeft de vraag naar warmte en de daaruit volgende opslagbehoefte gebaseerd op een gemiddeld jaar (2016). In realiteit zullen de energievoorraden moeilijkere periodes moeten kunnen bedienen. Eén voorbeeld daarvan is een zogenaamde periode van *Dunkelflaute* (Duitse samentrekking van *Dunkelheit* en *Windflaute*), een (langere) periode van weinig zon én weinig wind. Dit is mogelijk impliciet meegenomen in het scenario dat tot nu toe beschreven is (aangezien de geprojecteerde wind en zon uit hetzelfde jaar komen). Een ander voorbeeld waarbij energievoorraden extra aangesproken gaan worden zijn periodes van extreme kou. Hiermee is rekening geprobeerd te houden door gebruik te maken van twee jaren met extreme winters: 2012 en 1963. Een analyse van een expliciete combinatie tussen *Dunkelflaute* en een extreme winter is buiten beschouwing gelaten.

In Figuur 4-6 zijn de koude-dagen in 2012 en 1963 weergegeven. Het jaar 2012 geldt als een jaar waarbij er één periode van strenge kou (begin februari) is voorgekomen. Het jaar 1963 geldt als de extreemste winter die Nederland ooit heeft gemeten (sinds 1901), waarbij grofweg vier van dit soort periodes waargenomen kunnen worden.



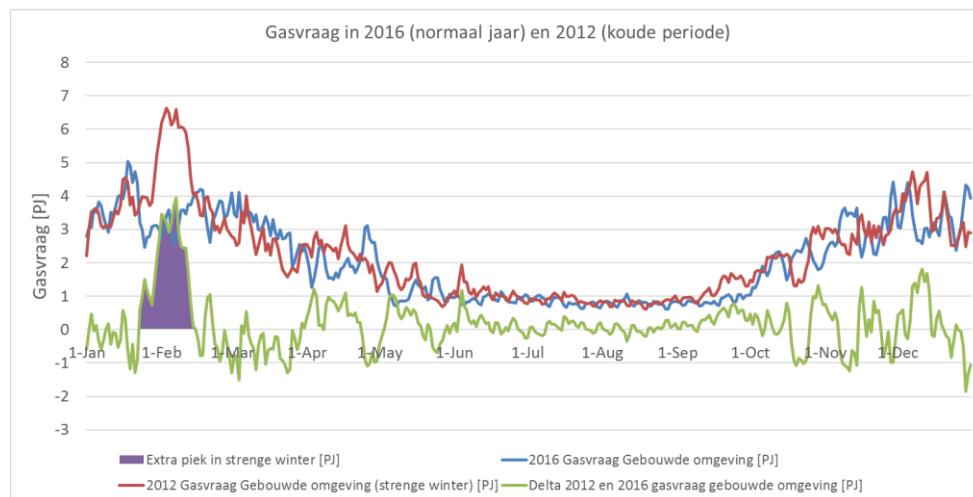
Figuur 4-6: representatie van extreem koude periodes in de winters van 2012 (a) en 1963 (b)⁶⁴. In 2012 is één periode van aansluitende strenge kou geweest. In (b) kunnen 4 van dat soort periodes onderscheiden worden.

Aangezien voor 1963 geen vergelijkbare gasvraag beschikbaar is, is eerst op basis van het verschil tussen 2016 en 2012 de extra opslagbehoefte van één periode van koude bepaald. Op basis hiervan wordt vervolgens de vergelijkbare extra opslagbehoefte van 1963 bepaald.

In Figuur 4-7 is de gasvraag (voor de gebouwde omgeving) in het jaar 2012 vergeleken met het jaar 2016. Er is in eind januari en begin februari een duidelijke vraagpiek t.o.v. 2016 te zien. Het oppervlak onder de piek van het verschil in gasvraag tussen de twee jaren geeft de extra warmtebehoefte weer dat uit de opslagen moet komen.

⁶⁴ Winter 1963 in Nederland, verkregen in april 2018, via: <https://www.wintergek.nl/winter/1963/>. De gegevens voor 2012 zijn via dezelfde locatie verkregen.

De extra piek resulteert in een extra vraag van ruim 6% t.o.v. 2016. Voor de extreemste winter van 1963 is daarmee ongeveer (in relatieve zin) een behoefte voor energiebuffering van ruim 25% t.o.v. het totale energieverbruik van 2016 bepaald. Dit wordt vervolgens vertaald naar de extra opslagbehoefte van de verschillende energievormen in 2050. De piekproductiecapaciteiten in één koude periode zijn ongeveer twee keer zo hoog als de piekproductiecapaciteiten in een normaal jaar.

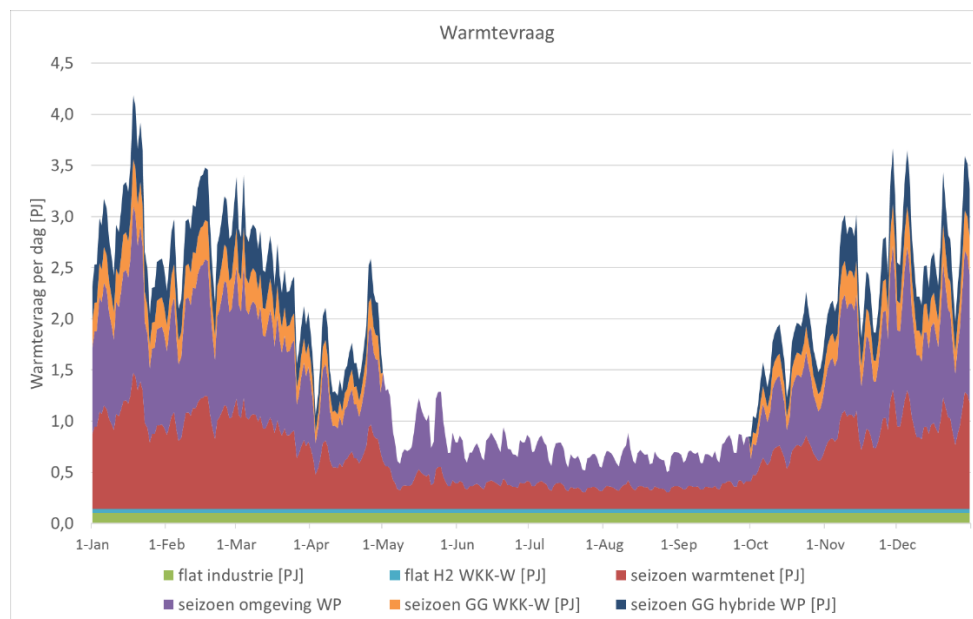


Figuur 4-7: Gasvraag voor de gebouwde omgeving in 2012 (rood) en 2016 (2016). Het verschil (groen) geeft een duidelijke piek in februari. Het oppervlak onder deze piek (paars) is kenmerkend voor de extra warmtebehoefte nodig is winters met een strenge koude-periode.

4.3 Modelling vraag en aanbod

4.3.1 Warmtevraag

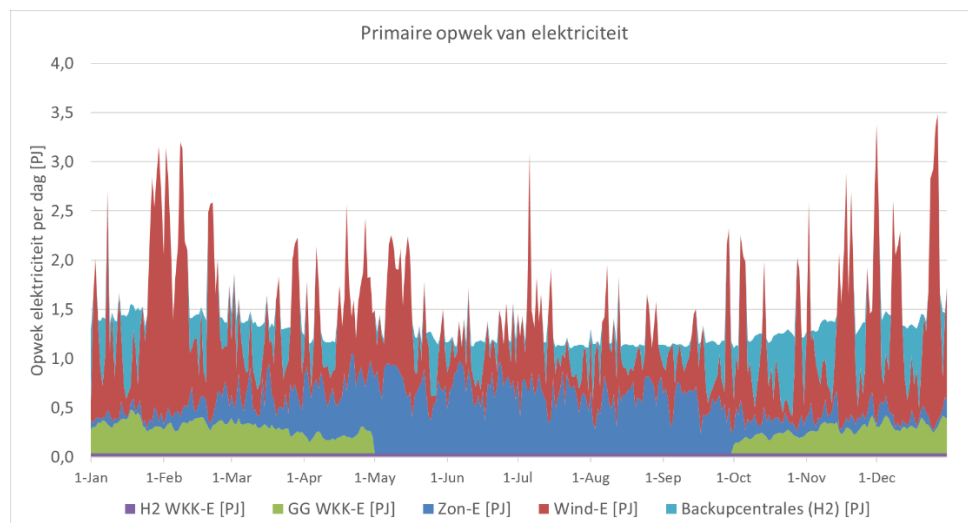
In Figuur 4-8 is de geprojecteerde jaarlijkse warmtevraag onderverdeeld per categorie warmte-aanbieder. Industriële bronnen leveren volcontinu warmte. De overige warmtebronnen worden gebruikt in de gebouwde omgeving en land- en tuinbouw en volgen dus de seizoensprojectie. Groen gas wordt alleen ingezet in de zeven koudste maanden, bij huishoudelijk gebruik in hybride warmtepompen en bij land- en tuinbouw in WKK's. De meeste vormen van warmte-aanbod kunnen de vraag volgen, de bronnen voor warmtenetten (m.n. restwarmte en geothermie) zijn hier een mogelijk uitzondering op – er zal dus een verschil tussen aanbod en vraag ontstaan.



Figuur 4-8: De warmtevraag volgt grotendeels een seizoensprofiel (voorbeeldscenario).

4.3.2 Aanbod van elektriciteit

In Figuur 4-9 is het projecteerde jaarlijkse elektriciteitsaanbod opgedeeld per bron. Industriële bronnen (WKK's) leveren volcontinu elektriciteit. De WKK's op groen gas worden alleen ingezet in koude periodes. Wind en zon volgen hun eigen patroon en het gat tussen elektriciteitsvraag en aanbod wordt aangevuld met back-up centrales op waterstof. Het niveau van de back-up centrales geeft ongeveer de normale vraag weer, waardoor inzichtelijk wordt dat er nogal vaak overschotten zijn (m.n. door wind en zon). Dit wordt bij de elektriciteitsvraag weer zoveel mogelijk opgelost.

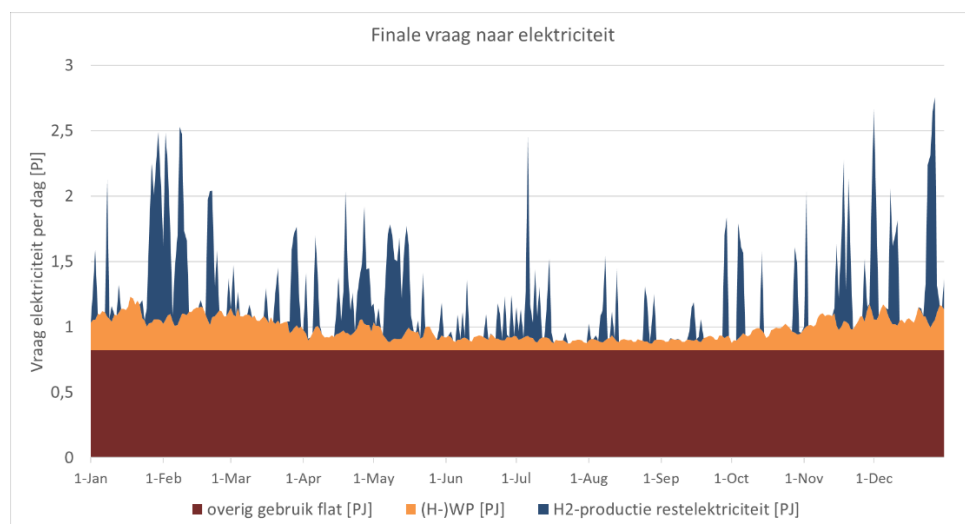


Figuur 4-9: Primaire opwek van elektriciteit (voorbeeldscenario); één van de aannames is het weerpatroon van 2016.

4.3.3

Vraag naar elektriciteit

In Figuur 4-10 is de projecteerde jaarlijkse elektriciteitsvraag opgedeeld per bron. Aangenomen is dat het grootste gedeelte van de elektriciteitsvraag door het jaar heen nagenoeg vlak is (denk aan: industrie, transport, etc.). Wel duidelijk gestuurd door de variaties in weer en seizoen is de benodigde elektriciteit voor (hybride) warmtepompen. De overschotten tussen aanbod en vraag worden gebruikt voor productie van waterstof. In werkelijkheid zal dat niet met pieken verlopen, maar zal er enigszins gebufferd worden met lokale oplossingen (batterijen) om een vlakker waterstofproductie te realiseren. Dit is onder andere nodig om de elektrolyse-installaties efficiënter te gebruiken.



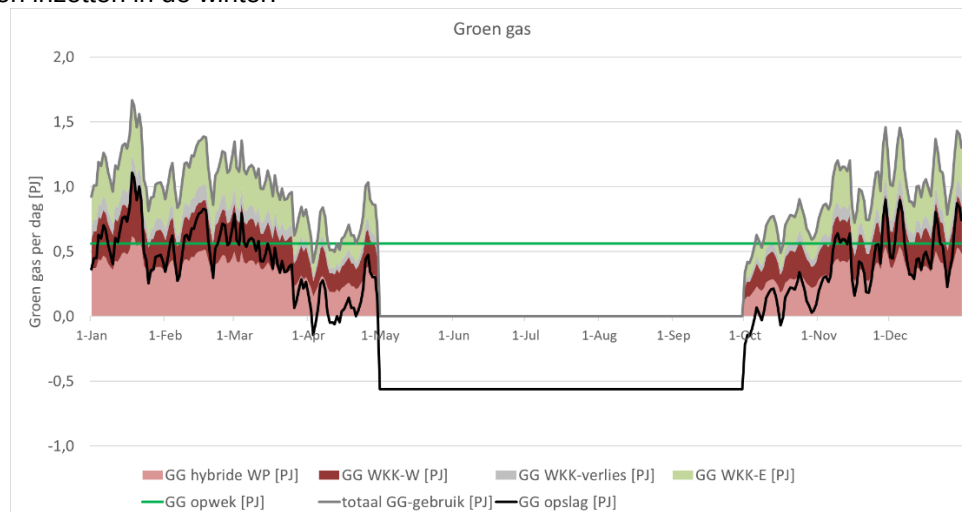
Figuur 4-10: Finale vraag naar elektriciteit (voorbeeldscenario).

4.3.4

Vraag en aanbod van groen gas

Voor deze studie is aangenomen dat productie van groen gas door het hele jaar heen nagenoeg vlak verloopt. Voor de vraag naar groen gas daarentegen is hier

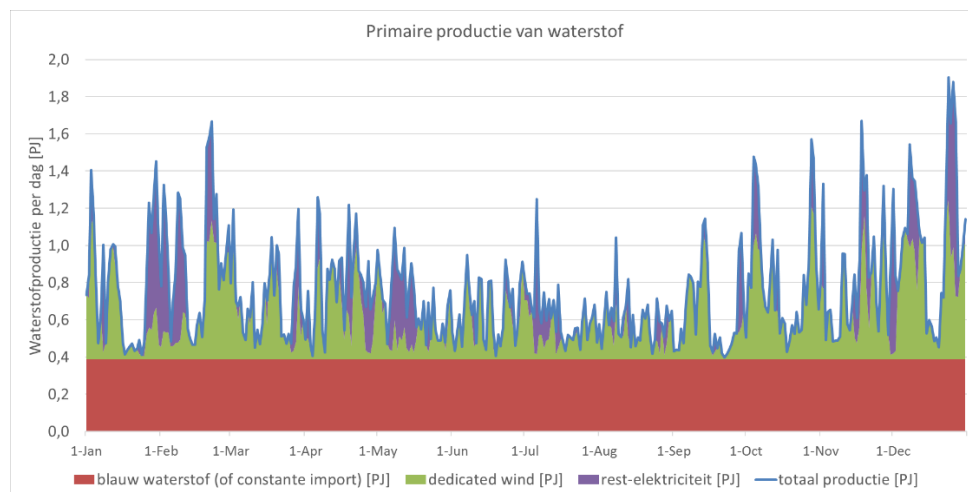
aangenomen dat deze zich slechts voordoet gedurende de zeven koudere maanden. Figuur 4-11 laat zien dat de vraag naar groen aardgas in twee sectoren voorkomt (WKK's in land- en tuinbouw, en inzet in hybride warmtepompen). Uiteindelijk wordt het groen gas ingezet als warmtebron, en door inzet in WKK's wordt er ook deels elektriciteit geproduceerd. Door zowel aanbod als vraag in één figuur te plotten wordt meteen de opslagbehoefte zichtbaar: bufferen in de zomer en inzetten in de winter.



Figuur 4-11: Vraag, aanbod en opslagbehoefte van groen gas (voorbeeldscenario).

4.3.5 Aanbod van waterstof

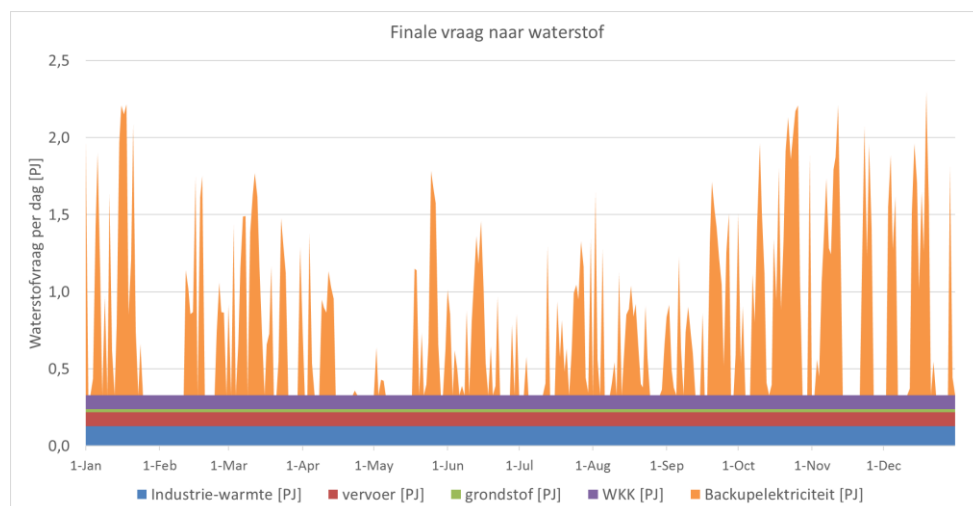
In deze studie is aangenomen dat het waterstofaanbod uit drie onderdelen bestaat: 1) de productie van blauwe waterstof (uit aardgas), 2) de productie door windturbines die toegewijd zijn om alleen waterstof te maken en 3) de productie gebruikmakend van overschotten aan elektriciteit uit wind en/of zon. Dit wordt weergegeven in Figuur 4-12. De productie van blauwe waterstof is volcontinu, productie door (*dedicated*) wind volgt het windpatroon en productie door inzet van rest-energie volgt het verschil tussen vraag en aanbod van elektriciteit.



Figuur 4-12: Primaire productie van waterstof: blauwe waterstof (rood), toegewijde windenergie voor waterstof (groen), rest-elektriciteit (paars) (voorbeeldscenario).

4.3.6 Vraag naar waterstof

Er is in deze studie voor het gemak geen onderscheid gemaakt tussen mogelijke verschillende kwaliteiten waterstof. In de meeste sectoren is de vraag naar waterstof vrij vlak, denk hierbij bijvoorbeeld aan de sectoren Industrie en Mobiliteit. Alleen de inzet van waterstof in back-up centrales ter productie van elektriciteit volgt een grillig karakter: het tekort van aanbod van elektriciteit. Dit wordt duidelijk weergegeven in Figuur 4-13.



Figuur 4-13: Finale vraag naar waterstof: industriële warmte (blauw), vervoer (rood), grondstof (groen), industrieel gebruik van waterstof in WKK's (paars) en back-upcentrales voor elektriciteit (oranje) (voorbeeldscenario)

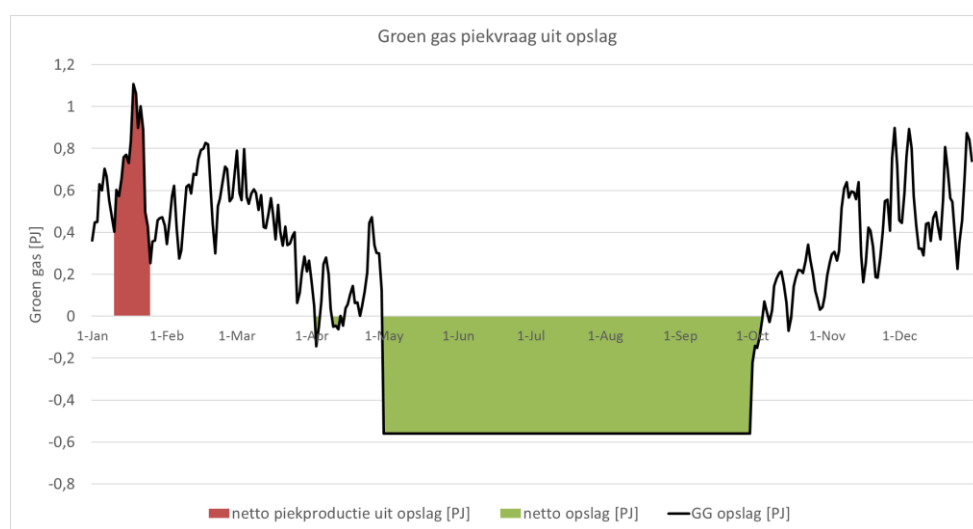
4.4 Modellering opslagbehoefte

Nu vraag en aanbod van warmte, elektriciteit en gassen in kaart zijn gebracht, kunnen ook de perioden van verschil in vraag en aanbod in kaart worden gebracht. Het totaal opgetelde verschil geeft een indicatie van de benodigde opslagcapaciteit, de hoogte en breedte van de pieken en dalen geven een maat aan voor

respectievelijk de piekproductie- en piekinjectiecapaciteit en de piekopslagcapaciteit.

4.4.1 Opslagbehoefte van groen gas

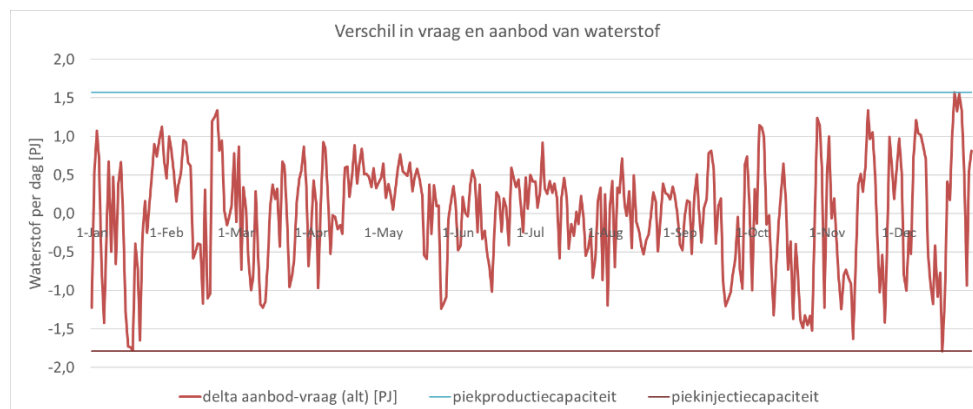
De totale opslagbehoefte van groen gas is in de uitwerkingen van deze studie vrij simpel: injectie in de opslagen vindt plaats in de zomer, en productie uit opslagen vindt plaats in de winter. Het groene vlak in de figuur hieronder geeft de totaal benodigde opslagcapaciteit weer. In de overige maanden worden de opslagen vervolgens weer leeggehaald. Niet alleen het totale volume, maar ook de injectie- en productiecapaciteit van de opslagen is belangrijk, omdat die het aantal benodigde putten bepaalt (bij een bekende kwaliteit van de putten en het reservoir). De benodigde opslagcapaciteit en piekproductiecapaciteit wordt in Figuur 4-14 weergegeven.



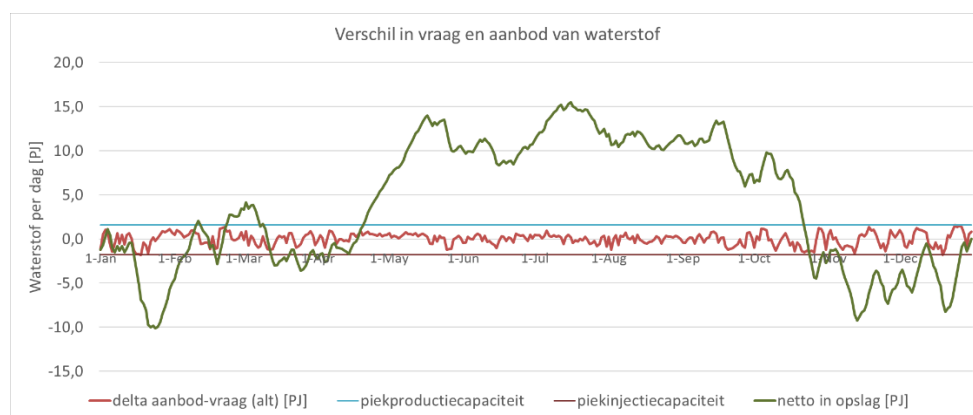
Figuur 4-14: De opslagbehoefte van groen gas wordt in het groene vak weergegeven. Piekproductie uit de opslagen wordt in het rood weergegeven (voorbeeldscenario).

4.4.2 Opslagbehoefte van waterstof

Figuur 4-15 geeft het verschil in vraag en aanbod van waterstof weer. Dit varieert door het jaar heen. Dit komt omdat de waterstofproductie grotendeels fluctueert (Figuur 4-12) en de waterstofvraag varieert door inzet van back-upcentrales (Figuur 4-13). De diepste dalen zijn indicatief voor de benodigde injectiecapaciteiten en de hoogste pieken zijn indicatief voor de piekproductiecapaciteiten. Figuur 4-16 geeft het cumulatieve verschil tussen vraag en aanbod door het jaar heen. Het opgetelde minimum en maximum in het verschil tussen vraag en aanbod geven een maat voor de totale benodigde buffercapaciteit weer.



Figuur 4-15: Verschil tussen vraag en aanbod van waterstof. De lijnen geven de benodigde piekinjectiecapaciteit (bruin) en piekproductiecapaciteit (cyaan) weer (voorbeeldscenario).



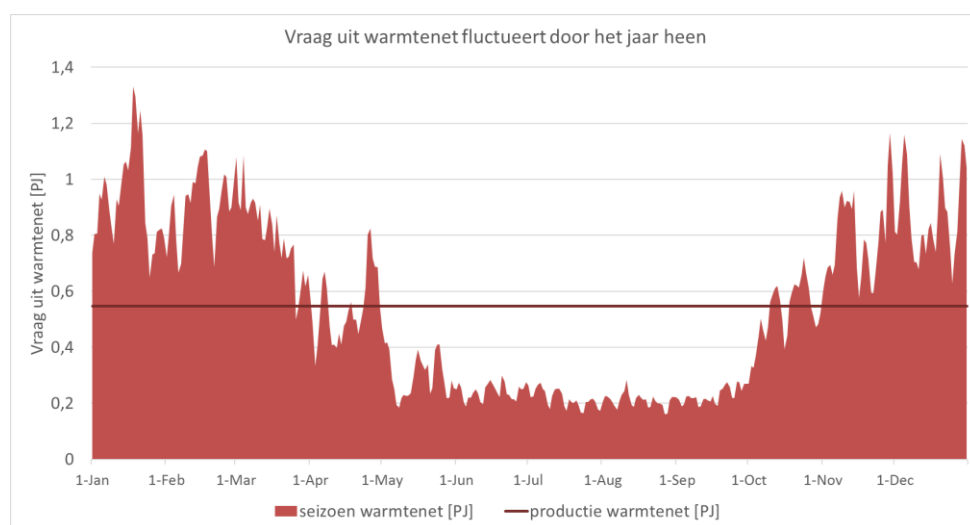
Figuur 4-16: herhaling van Figuur 4-15, met als toevoeging de cumulatieve verschil tussen vraag en aanbod (in groen). Het minimum (productie uit) en maximum (injectie in) in het cumulatieve verschil geeft een maat voor de totaal benodigde buffercapaciteit van waterstof in de opslagen (voorbeeldscenario).

4.4.3 Opslagbehoefte van warmte (HTO)

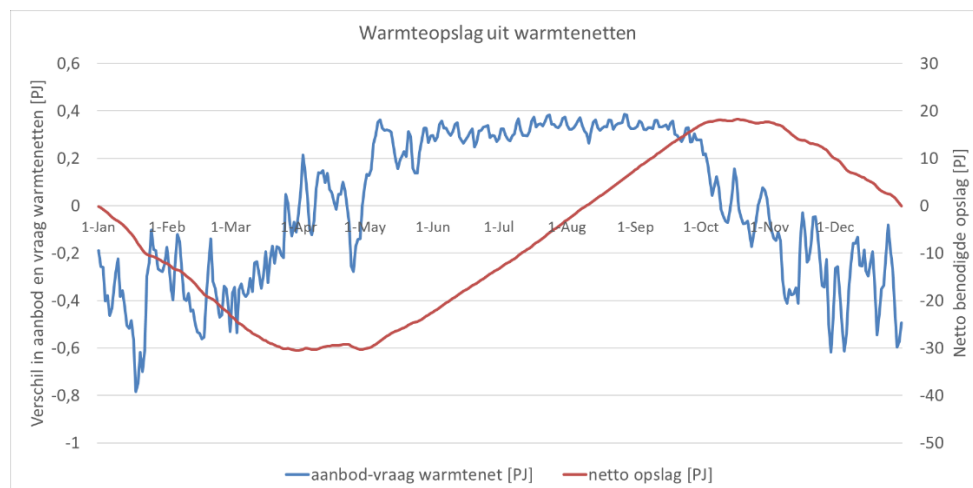
De warmtenetten zijn de enige warmteaanbieders met bronnen die niet vraag-gestuurd zijn. Figuur 4-17 geeft de warmtevraag en -aanbod weer. Aangenomen is dat de bronnen voor het warmtenet (m.n. restwarmte en geothermie) een vlak profiel hebben. Uitzonderingen hierop zijn warmtenetten die volledig werken op gasen of biomassa. Voor deze studie is aangenomen dat alle warmtenetten primair gevoed worden door een vlak profiel. Het verschil tussen vraag en aanbod wordt in Figuur 4-18 weergegeven, net als de netto bufferbehoefte voor warmte. Buffering van warmte is duidelijk anders dan buffering van gasen – de efficiëntie om warmte te bufferen is aanmerkelijk lager. Wesselink et al.⁶⁵ geven aan dat verwachte efficiëntie per locatie tussen de 50% en 90% zullen liggen, waarbij we voor deze studie aannemen dat dit gemiddeld 70% is.

⁶⁵ Wesselink, M., Liu, W., Koornneef, J., Broek, M. van den (2018), Conceptual market potential framework of high temperature aquifer thermal energy storage – A case study in the Netherlands, Energy 147 (2018) 477-489, Elsevier.

Het minimum van het cumulatieve verschil tussen vraag en aanbod in Figuur 4-18 geeft de totale vraag uit opslagen weer. Aangezien een hoge temperatuursopslag (HTO) gemiddeld 70% efficiënt is, zal de rest van de warmte van bijstookcentrales (bijvoorbeeld waterstof, groen gas of biomassa) moeten komen, of een bron die het aanbod enigszins kan variëren. Daarnaast zijn er in Figuur 4-18 ook duidelijk enkele extreme negatieve pieken waar te nemen. Hoogstwaarschijnlijk kunnen deze ook niet opgevangen worden door een warmtenet, dat normaalgesproken een relatief langzaam reactievermogen heeft. Om deze pieken in warmtevraag op te vangen zijn dus ook bijstookcentrales nodig. Dit aspect is voor deze studie niet bestudeerd. Voor deze studie is aangenomen dat voor de bufferbehoefte voor warmte 100% warmteopslag nodig is, al blijkt uit bovenstaande dat ten minste 30% extra warmte nodig is d.m.v. bijstook, los van de piekbehoeften. Daarom is aangenomen dat de extra bijstook inclusief de piekbehoeften intrinsiek in de bufferbehoefte van de overige energiedragers is meegenomen, al is dit niet nadrukkelijk gemodelleerd.



Figuur 4-17: Vraag en aanbod van en aan warmtenetten. Aangenomen is dat de warmtebronnen van warmtenetten (m.n. restwarmte en aardwarmte) een vlak profiel hebben (voorbeeldscenario).

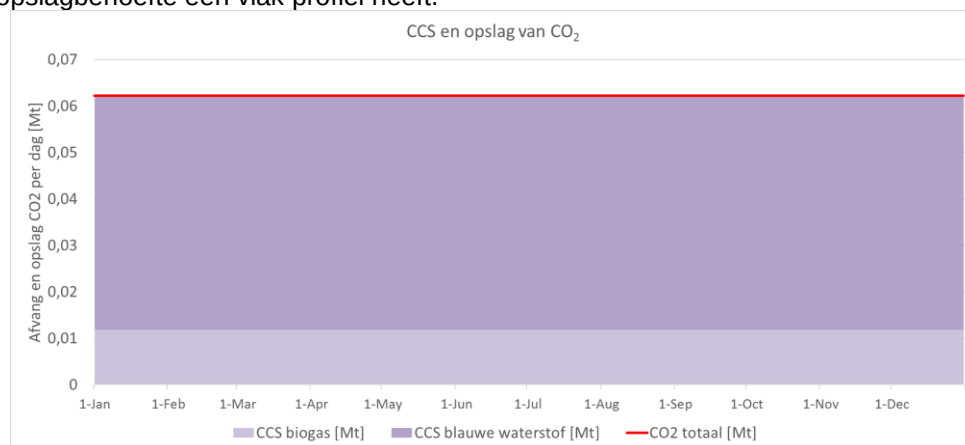


Figuur 4-18: Het verschil tussen vraag en aanbod van warmte (blauw) en het cumulatieve verschil (rood). De minima en maxima in het opgetelde verschil geeft de buffernoodzaak voor warmte weer. Het minimum geeft het totale maximale tekort aan aanbod weer (voorbeeldscenario).

4.4.4

Opslagbehoefte van CO₂

De enige stof in deze studie die niet gebufferd, maar permanent opgeslagen wordt, is CO₂. In deze studie is aangenomen dat er generiek twee oorsprongen zijn van CO₂: uit biogas (voor de productie van groen gas) en bij de productie van blauwe waterstof uit aardgas (en de overige industriële processen met het mogelijke gebruik van fossiele energie, zoals de staalindustrie). Het geeft een indicatie van de potentiële jaarlijkse behoefte aan CO₂-opslag, aangenomen dat alle systeemkeuzes juist zijn (Figuur 4-19). Beide categorieën zijn continue-processen, waardoor de opslagbehoefte een vlak profiel heeft.



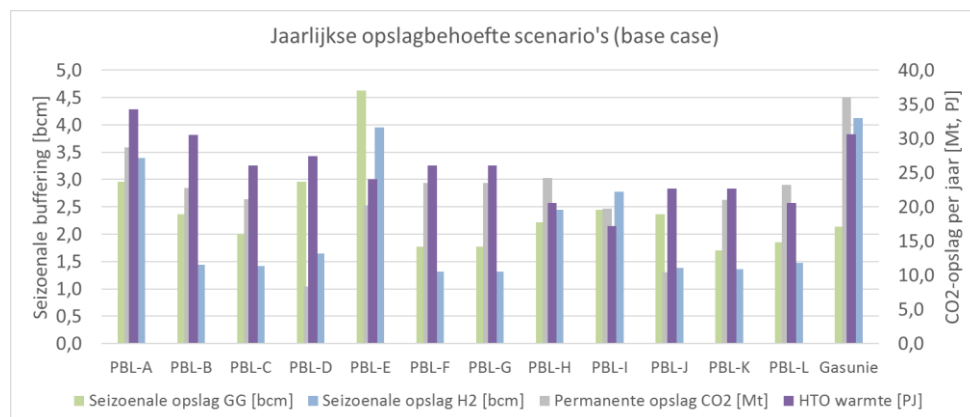
Figuur 4-19: Indicatie van de opslagbehoefte voor CO₂ – vlak door het jaar heen, onderverdeeld in twee categorieën: afvang bij biogas (voor groen gas) (lichtpaars) en afvang bij blauwe waterstof en andere fossiele bronnen (donkerpaars) (voorbeeldscenario).

4.5 Samenvatting uitkomsten

4.5.1 Seizoensgebonden buffering en permanente opslag

In Tabel 4-2 zijn de resultaten weergegeven van alle geëvalueerde scenario's. Merk op dat dit de resultaten per scenario zijn met dezelfde ingevulde aannames. De

gemiddelde bufferbehoefte voor groen gas lijkt in een bereik te liggen dat goed opgelost kan worden met huidige gasopslagen. De gemiddelde bufferbehoefte voor waterstof ligt in hetzelfde bereik. De 100% bufferbehoefte van warmte ligt rond de 25 PJ. De gemiddelde jaarlijkse opslagbehoefte voor CO₂ ligt tegen de 22 Mt (2050), wat redelijk in lijn is met de verschillende scenario's die het laatste jaar de revue hebben gepasseerd. De CO₂-opslagbehoefte is vooral zo hoog doordat de waterstofvraag deels opgelost wordt door inzet van blauwe waterstof. Hoeveel blauwe waterstof er in de verre toekomst precies nodig is, zal sterk afhankelijk zijn van de ontwikkeling van de waterstofmarkt en de ontwikkeling van groene waterstofproductie. De resultaten per scenario zijn weergegeven in Figuur 4-20.



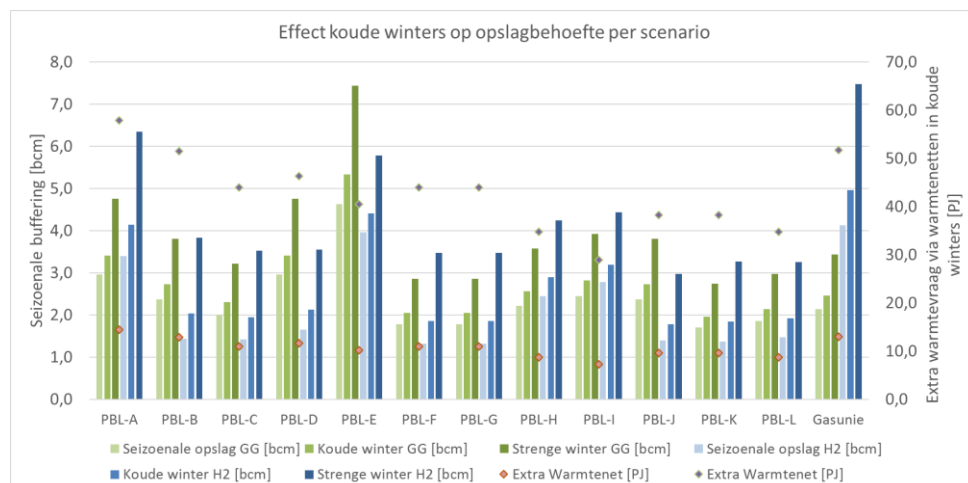
Figuur 4-20: Resultaten per scenario: opslagbehoefte groen gas (groen, linker as), waterstof (blauw, linker as), HTO (paars, rechter as) en CO₂ (grijs, rechter as).

	Seizoenale opslag GG [bcm]	Seizoenale opslag H ₂ [bcm]	Seizoenale opslag Warmte [PJ]	Permanente opslag CO ₂ [Mt]
Gemiddeld	2,4	2,2	25,3	21,8
Bereik	1,7 - 4,6	1,3 – 4,1	17,1 – 34,4	8,4 - 36,0

Tabel 4-2: Het gemiddelde en het bereik van de resultaten van alle scenario's.

4.5.2 Seizoensgebonden buffering bij koude winters

Als de gemiddelde opslagbehoefte uitgebreid wordt om rekening te houden met koude winters, dan blijkt dat bufferbehoefte groeit, maar niet tot extreme hoeveelheden. In Tabel 4-3 en Tabel 4-4 zijn resultaten voor een koude en extreme winter weergegeven. Merk op dat er ook een extra behoefte aan warmte uit warmtenetten is ontstaan. Dit moet hoogstwaarschijnlijk opgelost worden met extra bijstook van waterstof, groen aardgas of biomassa. Merk op dat de extra behoefte voor warmtenetten niet meegenomen is in de modellering van de andere energiedragers. Ter illustratie: 10,7 PJ aan warmte is equivalent de energie in ongeveer 0,3 bcm groen aardgas of 1 bcm waterstof. De extra warmte die nodig is voor warmtenetten is dus wel significant ten opzichte van de buffering die nodig is voor de andere energiedragers. Hiervoor is extra buffering nodig, of extra import. Figuur 4-21 geeft de verschillen per scenario weer. Merk op dat sommige scenario's veel op groen gas leunen en andere juist weer op waterstof.



Figuur 4-21: Bufferbehoeften voor een normale (licht), koude (middel) en extreme (donker) winter voor groen gas (groen) en waterstof (blauw). De extra warmtebehoefte uit warmtenetten is ook weergegeven voor een koude winter (oranje ruit) en een extreme winter (groene ruit).

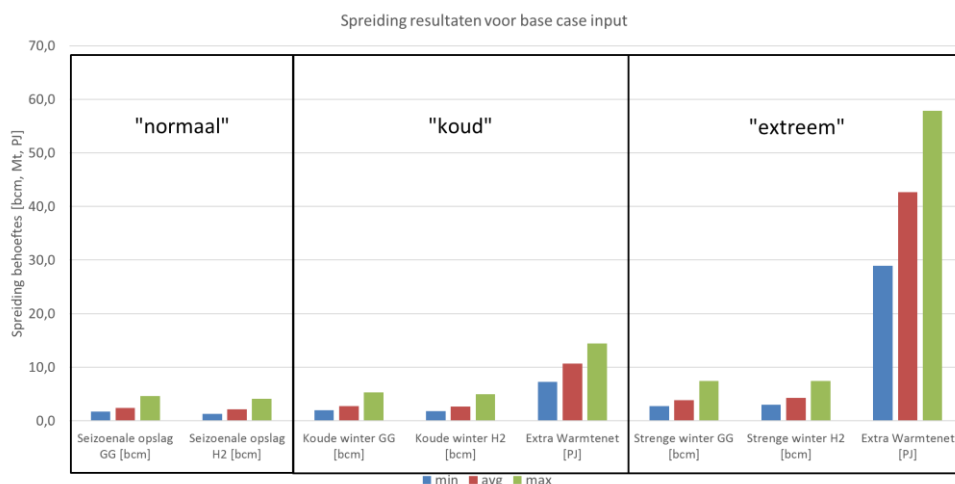
	Seizoenale opslag GG [bcm]	Seizoenale opslag H ₂ [bcm]	Extra nodig voor Warmtenetten [PJ]
Gemiddeld	2,8	2,7	10,7
Bereik	2,0 - 5,3	1,8 - 5,0	7,2 - 14,5

Tabel 4-3: Resultaten voor een koude winter met één koude periode. De bufferbehoeften voor groen gas en waterstof zijn totalen, de warmtebehoefte uit warmtenetten is extra bovenop de normale bufferbehoefte.

	Seizoenale opslag GG [bcm]	Seizoenale opslag H ₂ [bcm]	Extra nodig voor Warmtenetten [PJ]
Gemiddeld	3,9	4,3	42,7
Bereik	2,7 - 7,4	3,0 - 7,5	28,9 - 57,9

Tabel 4-4: Resultaten voor een extreme winter met vier koude periodes. De bufferbehoeften voor groen gas en waterstof zijn totalen, de warmtebehoefte uit warmtenetten is extra bovenop de normale bufferbehoefte.

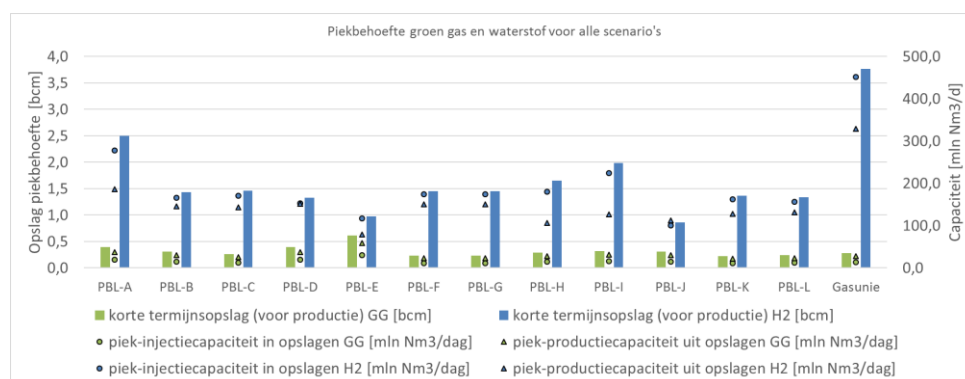
In Figuur 4-22 wordt de spreiding in resultaten voor koude winters tussen de verschillende scenario's weergegeven. Deze is vrij groot. Opnieuw valt op dat de uitbreiding van de opslagbehoefte rekening houdend met een koude of extreme winter niet zorgt voor enorme extra hoeveelheden opslag van groen gas en waterstof. Wel dient rekening gehouden te worden met de extra warmtevraag uit het warmtenet. Als dit opgevangen dient te worden met bijstook uit gassen dan levert dit een significante extra opslagbehoefte op, zoals ook hierboven aangegeven. Merk op dat het scenario van de laagste waarde voor de opslagbehoefte in groen gas waarschijnlijk niet hetzelfde scenario is dat hoort bij de minimumwaarde van de opslagbehoefte in waterstof. Hetzelfde geldt uiteraard voor de maxima.



Figuur 4-22: Spreiding van de warmte behoefte tussen de verschillende scenario's voor een normale, koude en extreme winter: het minimum wordt met blauw, het gemiddelde met rood en het maximum met groen aangegeven.

4.5.3 Piekbufferbehoefte en piekcapaciteiten

Figuur 4-23 geeft een overzicht van de piekopslag en piekproductie capaciteit per scenario voor groen gas en waterstof. Voor groen gas zijn de gemiddelde piekbehoefte in een gemiddeld seizoen vrij laag. De vraag uit de buffer is gemiddeld 0,3 bcm; met een snelheid van rond de 30 mln Nm³/dag (zie Tabel 4-5). Voor waterstof is de totale vraag uit de buffering voor een piekperiode hoger, zie Tabel 4-6. De injectie- en productiesnelheden die de putten gezamenlijk moeten halen, liggen gemiddeld respectievelijk rond de 190 en 150 mln Nm³/dag. De vraag is of dit soort snelheden gehaald kunnen worden met alleen buffering in gasvelden. In Tabel 4-7 zijn de piekbehoefte voor warmtenetten weergegeven. De maximale warmtevraag is gemiddeld 0,6 PJ/dag. Let op dat een groot deel van de pieken mogelijk opgevangen kan worden door de inzet van bijstookcentrales. Ter vergelijking: 0,6 PJ/dag representeert ongeveer 56 mln Nm³ waterstof of 17 mln Nm³/dag groen gas. Mogelijk kan de helft van dit soort pieken opgevangen worden door inzet van een bijstookcentrale. In een koude periode, dus in koude winters, ligt de vraag naar de piekproductiecapaciteiten ongeveer twee keer zo hoog.



Figuur 4-23: Resultaten per scenario voor de piek-opslagbehoefte: groen gas (groen) en waterstof (blauw) en de piekcapaciteiten per scenario: piekinjectie (rond) en piekproductie (vierkant).

	Korte termijnopslag (voor productie) [bcm]	piek-injectiecapaciteit in opslagen [mln Nm ³ /dag]	piek- productiecapaciteit uit opslagen [mln Nm ³ /dag]
Gemiddeld	0,3	15,5	30,6
Bereik	0,2 - 0,6	11,0 - 29,8	21,7 - 59,1

Tabel 4-5: Resultaten voor piek-opslagbehoeften en piekcapaciteiten voor groen gas.

	Korte termijnopslag (voor productie) [bcm]	piek-injectiecapaciteit in opslagen [mln Nm ³ /dag]	piek- productiecapaciteit uit opslagen [mln Nm ³ /dag]
Gemiddeld	1,7	192,7	149,4
Bereik	0,9 - 3,8	100,3 - 451,5	78,7 - 329,2

Tabel 4-6: Resultaten voor piek-opslagbehoeften en piekcapaciteiten voor waterstof.

	piek-injectiecapaciteit [PJ/dag]	piek-productiecapaciteit [PJ/dag]
Gemiddeld	0,3	0,6
Bereik	0,2 - 0,4	0,4 - 0,9

Tabel 4-7: Resultaten voor piekcapaciteiten nodig voor warmte. Let op dat een groot deel van de piekproductiecapaciteit opgevangen kan (en dient) te worden met bijstookcentrales.

4.6 Bevindingen en discussie

- De opslagbehoefte voor groen gas ligt tussen de 1,7 en 4,6 bcm, gemiddeld ligt de behoefte op bijna 2,5 bcm
- De opslagbehoefte voor waterstof ligt tussen de 1,3 en 4,1 bcm, gemiddeld ligt de behoefte op meer dan 2 bcm
- De permanente opslagbehoefte per jaar voor CO₂ ligt tussen de 8 en 36 Mt, gemiddeld ligt de behoefte op bijna 22 Mt
- Deze getallen zijn niet onderling optelbaar, het scenario met de hoogste bufferbehoefte voor waterstof is niet hetzelfde als hetgeen met de hoogste bufferbehoefte voor groen gas.
- Een koude winter zorgt voor bijna 0,5 bcm extra opslagbehoefte aan groen gas; een extreme winter verhoogt dat tot 1,5 bcm extra opslagbehoefte
- Een koude winter zorgt voor ruim 0,5 bcm extra opslagbehoefte aan waterstof; een extreme winter verhoogt dat tot 2 bcm extra opslagbehoefte
- Een koude winter zorgt tevens gemiddeld voor ruim 10 PJ aan extra warmtevraag uit warmtenetten, in een extra winter is de extra warmtevraag uit warmtenetten gemiddeld ruim 40 PJ
- Piekbehoeften voor groen gas liggen gemiddeld rond de 0,3 bcm in absolute opslagcapaciteit, en rond de 30 mln Nm³/d aan piekproductiecapaciteiten. Dat is voor productie tussen de 15 en 30 goede gasputten, of enkele zoutcaverneputten.
- Piekbehoeften voor waterstof liggen gemiddeld boven de 1,5 bcm in absolute opslagcapaciteit, en tegen de 150 mln Nm³/d aan piekproductiecapaciteiten en bijna 200 mln Nm³/d aan piekinjectiecapaciteiten. Dat is voor productie meer dan 100 goede gasputten, en ruim 15 zoutcaverneputten. In het extreemste scenario moet er soms voor een langere tijd 500 mln Nm³/d geproduceerd worden. Dit kan alleen maar opgelost worden met een groot aantal beschikbare

- zoutcavernes, maar mogelijk ook met andere maatregelen die buiten deze studie vallen, zoals systeemveranderingen.
- Het verschil tussen aanbod en vraag voor warmtenetten leidt mogelijk tot (lokale) hoge-temperatuursopslag van warmte. Aangezien warmteopslag niet 100% efficiënt is (aangenomen gemiddeld 70%) is het hebben van hoge-temperatuursopslag niet voldoende. Een significant gedeelte moet daarom opgevangen worden door bijstook, maar daarvoor is weer meer biomassa, waterstof of een fossiele brandstof nodig. Dit is niet meegenomen in deze studie.
 - Ook de piekvragen uit warmtenetten (en HTO's) kan deels opgevangen worden door gebruik van bijstookcentrales. Dit is echter niet bestudeerd voor deze studie.
 - Aangenomen is dat korte-termijn schommelingen in elektriciteit-vraag-aanbod opgevangen worden door korte-termijn oplossingen zoals batterijen.
 - Opslagbehoeften op dag-nacht-schaal zijn niet meegenomen. De vraag naar en aanbod van energie is op dag-basis uitgedrukt. Daarmee zijn week-weekend-variaties impliciet meegenomen, maar niet expliciet bestudeerd.

Alle scenario's zijn bekeken op basis van dezelfde set aannames en systeemkeuzes. Er zijn nog geen gevoeligheden voor deze aannames en keuzes bekeken. Verwacht wordt dat de orde van grootte voor de opslagbehoefte van de verschillende energiedragers niet significant zal veranderen.

Om toch enigszins rekening te houden met de onzekerheden in modellering, systeemkeuzes, de gestelde energiescenario's en de onzekerheden in het weer, dan zal de bandbreedte van de op opslagbehoefte voor groen gas verruimen naar ongeveer tussen 1 en 10 bcm. Deze omvang van opslag past volledig in de huidige bufferlocaties voor aardgas. De opslagbehoefte voor waterstof zal om dezelfde redenen ongeveer tussen de 1 en 10 bcm liggen. De permanente opslagbehoefte per jaar voor CO₂ zal in 2050 ongeveer tussen 0 en 50 Mt liggen. Merk op dat de extremen van het ene gas niet zomaar opgeteld kan worden bij de extremen van een ander gas, aangezien een energiescenario tot gevolg kan hebben dat er grote behoefte is aan de ene grondstof, maar daarom weinig behoefte heeft aan de andere.

5 Toekomstscenario's voor grootschalige ondergrondse opslag

5.1 Inleiding

Het veranderende energielandschap in Nederland zal waarschijnlijk ook een significante verandering teweeg gaan brengen in de vraag naar flexibiliteit en de soorten energieopslag die daarvoor worden ingezet. Hoe groot de vraag naar flexibiliteit zal worden en wat dat betekent voor de verschillende oplossingen is echter nog zeer onzeker. De energietransitie in Nederland is nog in een beginfase en veel keuzes omtrent het toekomstige energiesysteem zijn nog niet gemaakt.

Het vorige hoofdstuk toont aan dat de verschillende scenario's voor de toekomstige energiemix een grote bandbreedte geven v.w.b. de vraag naar energieopslag. Daarbij is dan nog geen rekening gehouden met het feit dat het energiesysteem met een gegeven mix op meerdere manieren kan worden ingericht (in deze studie is met name uitgegaan de ontwikkeling zoals beschreven in de verkenning van Gasunie⁶⁶).

Met alle onzekerheden is er toch een aantal grootschalige trends waarneembaar waarvan de uitwerking op ondergrondse opslag kan worden beredeneerd. In dit hoofdstuk wordt eerst gekeken naar deze trends. Daarna worden aan de hand van de uitkomsten van Hoofdstuk 3 en 4 een drietal scenario's gepresenteerd die de mogelijke ruimtelijke ontwikkeling van ondergrondse opslag richting 2050 beschrijven. De voorgestelde scenario's vormen enkele specifiek denkrichtingen voor de mogelijke toepassing van ruimtelijke inpassing van ondergrondse opslag. Aan de hand van deze scenario's wordt gekeken of er, en zo ja welke, knelpunten optreden bij de invulling van de vraag naar opslag.

5.2 Grootschalige trends

Voor de verschillende opslagvormen van energie is globaal aan te geven welke trend zichtbaar wordt. Hieronder zal worden ingegaan op de ontwikkelingen met betrekking tot het bufferen van aardgas, waterstof, hoge temperatuur, perslucht en CO₂.

5.2.1 *Afnemende vraag naar aardgasbuffers*

In de huidige situatie wordt de vraag naar energieopslag bijna volledig afgedekt door de vijf bestaande ondergrondse aardgasopslagen en de LNG terminal in Rotterdam. In termen van thermische energie-inhoud gaat het om ca. 3,6 TWh. Overige opslagvormen zoals batterijen en WKO's vallen hierbij in het niet. In 2050 is het de bedoeling dat de rol van aardgas grotendeels is uitgespeeld. De gebouwde omgeving wordt afgesloten van het aardgas en de opwekking van elektriciteit moet 100% CO₂-neutraal zijn (doelstelling klimaatwet). Dit zal automatisch ook betekenen dat de warmtevraag gedurende de winter moet worden opgevangen met andere middelen dan aardgas, waardoor het belang van de aardgasbuffers afneemt of zelfs verdwijnt. Mogelijk dat een deel inzetbaar blijft voor groen gas, synthetisch methaangas op basis van waterstof, of waterstof zelf.

⁶⁶ Verkenningen 2050, Discussiestuk, Gasunie, uitgave 2018.

Op de korte termijn kan overigens wel nog sprake zijn van een toenemende vraag naar aardgasbuffers omdat de rol die het Groningengasveld hierin vervulde terugloopt (zie ook Figuur 2-4 in Hoofdstuk 2). Recentelijk is onder andere de werkgascapaciteit van de gasbuffer Norg uitgebreid naar ca. 5 miljard m³ aardgas. Ook de toenemende afhankelijkheid van variabele hernieuwbare energiebronnen, kan in tijden van weinig wind of zon vragen om de inzet van extra vermogen uit gascentrales.

5.2.2 *Verwachte groei van waterstof als energiedrager*

Diverse scenario's zetten in op een grotere rol voor waterstof in de energiehuishouding van Nederland^{67,68,69}. Waterstof heeft al een grote rol als grondstof voor de industrie. Nieuwe toepassingen richten zich op het leveren van hoge temperatuur warmte in de industrie, inzet van waterstof in huidige gascentrales (bijv. Nuon Vattenfal-centrale), inzet als brandstof voor vervoer en transport, en verwarming van de gebouwde omgeving en glastuinbouw (zie o.a. Leeds project). Figuur 2-6 geeft een samenvatting van diverse ontwikkelpaden die zijn voorgesteld voor waterstof. De periode tot 2030 wordt vooral gezien als een fase waarin demonstratieprojecten moeten worden uitgevoerd en waarin eerste opschaling zal plaatsvinden. De studies en roadmaps zijn vrij uniform in de aanname dat er vanaf 2030 een grootschalige markt en inzet van waterstof zal ontstaan.

Het is aannemelijk dat zowel de opwekking als de vraag naar waterstof significante schommelingen zal kennen. Bij opwekking door middel van elektrolyse zal het grillige karakter van de productie van elektriciteit uit wind en zon hierbij van invloed zijn. Om blijvend te kunnen voorzien in voldoende aanbod van waterstof wanneer eenmaal een grootschalige vraag is ontstaan, zal er een gebufferde voorraad aanwezig moeten zijn om perioden van weinig wind en zon te overbruggen, dan wel een alternatieve aanvoerroute via import. Aan de andere kant zal ook de vraag naar waterstof mogelijk gekenmerkt worden door schommelingen. Dat kan komen door periodiek grotere directe inzet van waterstof in sectoren die een seizoensgebonden warmtevraag kennen, door inzet van waterstof voor de opwekking van extra elektrisch vermogen tijdens zon- en windarme dagen, of tijdens koude winterdagen, in het geval de warmtevoorziening grotendeels zou zijn geëlektrificeerd.

5.2.3 *Groei van het aantal hoge-temperatuuropslag*

De verwachting is dat hoge-temperatuuropslag zal toenemen met de groei van het aantal warmtenetten. Hoge-temperatuuropslagen zijn vooral functioneel bij het balanceren van warmtevraag en warmteaanbod op seizoensbasis in deze netten. De aanleg zal echter voornamelijk gestuurd zijn door lokale ontwikkelingen. Het effect na het aanleggen van meer warmtenetten en het toenemend efficiëntere toepassing van HTO systemen zal mogelijk een dempend effect hebben op de seizoensgebonden warmtevraag. Er zijn echter zeer veel systemen nodig om de totale warmtevraag te dekken⁷⁰

⁶⁷ Weeda & Gigler 2018, Routekaart Waterstof

⁶⁸ Van Wijk 2017, The green hydrogen economy in the Northern Netherlands

⁶⁹ Gasunie 2018, Verkenning 2050

⁷⁰ Een HTO-systeem van 20 MW kan ca. 0,1% van een typische extra warmtevraag van 2 PJ per dag invullen

5.2.4 *Persluchtbuffers*

Persluchtbuffers kunnen een rol van betekenis hebben bij het opvangen van toenemende schommelingen in het elektriciteitsnet. Met hun vermogen van mogelijk enkele honderden MW, kunnen ze het net stabiliseren gedurende een periode van enkele uren tot een dag. Dat kan zijn door een tijdelijk groot aanbod aan windenergie of door een tijdelijk grote vraag naar elektriciteit. Persluchtbuffers zijn in principe ongeschikt voor het opvangen van seizoensgebonden schommelingen.

De te verwachten inzet van persluchtbuffers is onbekend.

Met hun vermogen en de leveringsduur zijn persluchtbuffers nog altijd groter dan de grootste (industriële) batterijen⁷¹ maar het verschil ligt rond een factor 10.

Persluchtbuffering als flexibiliteitsoptie voor het elektriciteitsnet concurreert met name met grid-interconnectiviteit (import/export van elektriciteit), smart grids en het beter sturen van vraag en aanbod.

5.2.5 *Ontwikkeling van CO₂-opslag*

CO₂-opslag is technisch goed mogelijk, maar wordt op dit moment nog gehinderd door belemmeringen op financieel-economische en juridisch vlak. Ook is er niet bij alle partijen maatschappelijk draagvlak.

CO₂-opslag is niet alleen verbonden met gebruik van fossiele brandstoffen in de transitie naar een volledig CO₂-vrije energiehuishouding, maar kan ook ingezet worden bij het behalen van negatieve emissies door gebruik van biomassa. CO₂-opslag is daarmee volgend en niet sturend. Wel kan het gezien worden als een *enabler* voor het geleidelijk uitfasen van fossiele brandstoffen (ook via blauwe waterstof). Omdat CO₂-opslag een techniek is die op relatief korte termijn kan worden ingezet wordt het door verschillende partijen gezien als een onmisbare schakel in de weg naar een CO₂-vrije energiehuishouding. CO₂-opslag is hierbij een middel om dit doel te bereiken.

5.3 **Scenario's voor ruimtelijke ontwikkeling van ondergrondse opslag**

5.3.1 *Inleiding*

De scenario's in deze paragraaf zijn gebaseerd op de volgende uitgangspunten:

- De opslag van CO₂ zal plaatsvinden op zee. Hierbij wordt uitgegaan van scenario's zoals beschreven door EBN & Gasunie⁷². Hierbij zal opslag zich ontwikkelen vanuit de offshore gasvelden (blok P18) voor de kust van Zuid-Holland.
- Er worden geen nieuwe buffers voor aardgas aangelegd. Eventueel benodigde tijdelijke uitbreiding van capaciteit wordt aangelegd binnen de bestaande locaties.
- De buffering van groen gas zal geschieden binnen de bestaande aardgasbuffers. Beide gassen kunnen gewoon worden gemengd.
- De inzet van persluchtbuffering wordt meegenomen als een mogelijkheid, maar zal niet leiden tot een zeer grootschalige ontwikkeling. Mogelijke aanleg wordt voorzien binnen één van de huidige producerende zoutvergunningen.

⁷¹ De grootste batterij van Europa heeft een inhoud van 50 MWh en kan een vermogen leveren van 48MW. In Australië staat de grootste batterij ter wereld met een inhoud van 100 MWh.

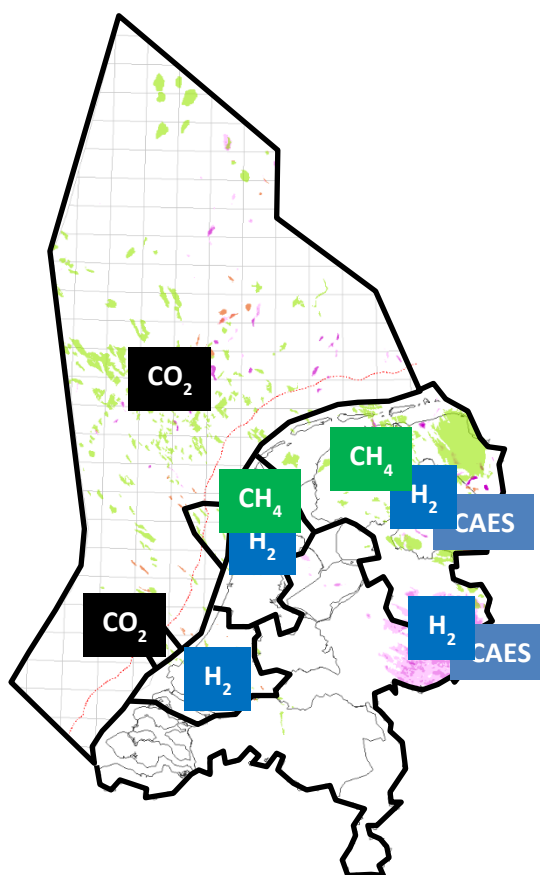
⁷² EBN & Gasunie, 2017

- Er is sprake van een significante groei van het aantal HTO's. Deze worden gespreid over de stedelijke gebieden aangelegd. Het voornaamste deel ligt op een diepte tot 500m.
- Er wordt een significante groei van waterstofbuffers voorzien op basis van de gemiddelde en maximale bufferbehoefte in Hoofdstuk 4. De keuzes ten aanzien van de aanleg van waterstofbuffers in verschillende voorkomens en gebieden, is wat de scenario's van elkaar onderscheid.

5.3.2 Scenario 1: Waterstof in gasvelden en zoutcavernes op land

Scenario 1 gaat ervan uit dat waterstofbuffering op land zal worden ontwikkeld.

Hiervoor wordt uitgegaan van opslagcapaciteit in zowel gasvelden als (nieuw aan te leggen) zoutcavernes. Figuur 5-1 toont de toekomstige verdeling van opslagvormen volgens Scenario 1.



Figuur 5-1: Verdeling van opslagtechnologieën volgens Scenario 1

Uit de kwantitatieve evaluatie van mogelijk opslagpotentieel komt naar voren dat er in dit geval ruim voldoende opslagmogelijkheden beschikbaar zijn voor de voorspelde maximale behoefte aan werkgasvolume tot ca. 10 miljard m³ waterstof (zie Tabel 4-4). Er is in theorie een ruime keuze aan opslaglocaties, met aardgasvelden in de noordelijke provincies (Groningen, Friesland, Drenthe) en de westelijke provincies (Noord-Holland en Zuid-Holland). Zoutcavernes bieden met name opslagcapaciteit in Groningen en Drenthe.

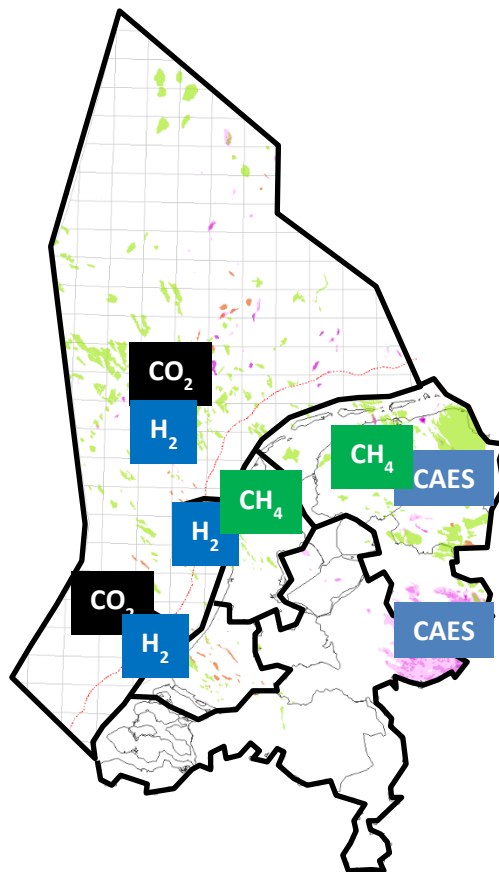
Het pluspunt van dit scenario is dat er naar verwachting tijdig voldoende opslagcapaciteit beschikbaar komt (voor 2030) en dat er goede mogelijkheden zijn om de buffering van waterstof te spreiden over meerdere regio's in Nederland, waaronder de belangrijkste industriële en stedelijke gebieden (Rotterdam, Amsterdam/IJmuiden, Eemshaven). Uiteraard zal de technische geschiktheid, veiligheid en economische haalbaarheid per locatie moeten worden vastgesteld, waarbij een aantal mogelijk niet aan de gestelde eisen zal voldoen. Desondanks zal, uitgaande van de velden met gunstige eigenschappen (zie Figuur 3-3 in Hoofdstuk 3) er nog steeds sprake zijn van een cumulatief werkvolume van enkele tientallen miljarden m³ waterstof. Daarbij komt dan nog een potentieel werkvolume van 4 miljard m³ in nieuw aan te leggen cavernes binnen de reeds ontwikkelde zoutstructuren Zuidwending en Winschoten.

De aanleg op land betekent dat er weinig of geen competitie zal zijn met andere opslagfuncties in gasvelden. Permanente opslag van CO₂ vindt plaats op zee en er worden geen nieuwe aardgasbuffers aangelegd. Hooguit zal er een keuze moeten worden gemaakt tussen perslucht- en waterstofbuffering in zoutcavernes. Een bijkomend voordeel is dat de aanleg van bufferinstallaties en plaatsing van nieuwe boringen op land goedkoper is dan op zee.

Een aandachtspunt is verder dat – terwijl waterstofopslag in zoutcavernes bewezen technologie is – nog onderzoek nodig is om te bepalen in welke situaties (ook in termen van de vereiste zuiverheid van de waterstof) en onder welke voorwaarden de opslag in lege gasvelden mogelijk is.

5.3.3 *Scenario 2: Offshore ontwikkeling van waterstofbuffering*

Scenario 2 sluit grootschalige ontwikkeling van waterstof op land uit (o.a. om maatschappelijke weerstand zoveel mogelijk te voorkomen). In plaats hiervan worden buffers op zee aangelegd waarbij verder onderscheid wordt gemaakt tussen het opslagpotentieel in kust nabije gasvelden (gebieden OFF (NH) en OFF (ZH) in Figuur 3-3, zie Hoofdstuk 3) en gasvelden en zoutstructuren verder op zee (gebied OFF(ver)). Figuur 5-2 toont de toekomstige verdeling van opslagvormen volgens Scenario 2.



Figuur 5-2: Verdeling van opslagtechnologieën volgens Scenario 2

Ook in dit scenario is er naar alle waarschijnlijkheid voldoende capaciteit om een werkvolume van 10 miljard m³ waterstof aan te leggen. Er is een totaal geschat werkgasvolume in gasvelden van ca. 60 miljard m³. Het merendeel van de naar verwachting geschikte gasvelden is beschikbaar rond 2030. Voor enkele velden die verder op zee liggen, geldt dat de productie iets langer doorloopt. Er is in theorie tevens een mogelijkheid om zoutcavernes aan te leggen binnen zoutstructuren op zee. Deze liggen allemaal relatief ver uit de kust. Het is nog onbekend hoe deze ontwikkeling ingezet zou moeten worden en hoeveel tijd de aanleg in beslag zal nemen.

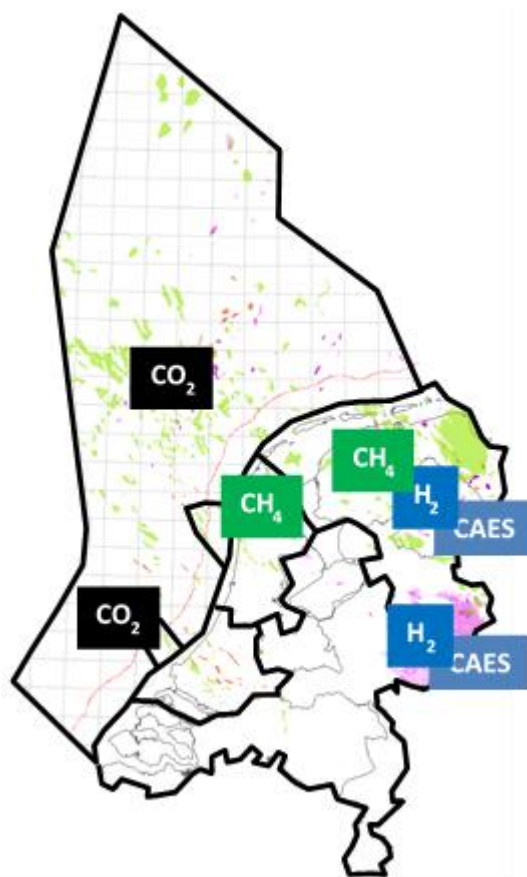
Door de hogere kosten voor ontwikkeling van gasbuffers op zee, zal er wel meer nadruk komen te liggen op de prestatie-eigenschappen van velden waardoor er uiteindelijk mogelijk meer kandidaten afvallen. Ook het soort platform en de mogelijkheden om hier bufferfaciliteiten te installeren zal daarbij een rol spelen. Indien er wordt gekozen voor de aanleg van een kunstmatig eiland in zee, dan is daarbij uiteraard ook de nabijheid van geschikte gasvelden een belangrijke factor.

Met scenario 2 is specifiek gekeken naar het gebruik van gasvelden die dicht voor de kust liggen. Een belangrijk voordeel daarvan is dat de benodigde gasbewerking- en compressiefaciliteiten op land zouden kunnen worden aangelegd. Dit zal de kosten voor aanleg fors reduceren ten opzichte van een ontwikkeling op zee. In het geval van Rotterdam zou bijvoorbeeld de Tweede Maasvlakte in aanmerking kunnen komen. Verder zijn de kustnabije velden gunstig gelegen ten opzichte van de aanlanding van windenergie (in de vorm van elektriciteit dan wel waterstof) enerzijds en de vraag naar waterstof in havengebieden en industrieclusters anderzijds. Hierdoor kan efficiënt worden ingespeeld op schommelingen in aanbod

en vraag. Via de industriële clusters is het weer mogelijk om de vraag in de andere regio's binnen Nederland te bedienen (via reeds bestaande en nieuw aan te leggen transportnetten). Met een totaal geschat werkvolume van 15 miljard m³ in de kustnabije gebieden, is het nog steeds mogelijk om in de mogelijke vraag naar waterstofbuffering te voorzien.

De keuze voor aanleg van waterstofbuffers in zee kan interfereren met de geplande opslag van CO₂ (m.n. in de velden voor de kust van Rotterdam).

5.3.4 Scenario 3: Waterstof alleen in zoutcavernes op land



Figuur 5-3: Verdeling van opslagtechnologieën volgens Scenario 3

Opslag van pure waterstof vindt tot nu toe alleen plaats in zoutcavernes. De effectiviteit, het rendement en de veiligheid van waterstofbuffering in gasvelden is nog niet bewezen. Indien blijkt dat dit uiteindelijk geen goed werkbaar optie is, dan zal alleen het potentiële werkvolume in zoutcavernes overblijven. Figuur 5-3 toont de toekomstige verdeling van opslagvormen volgens Scenario 3.

Uit de evaluatie blijkt dat er in theorie voldoende ruimte is voor de aanleg van een werkvolume tot 5 à 10 miljard m³ waterstof in zoutcavernes. Dit betekent echter wel dat ook buiten de huidige zoutwinningslocaties moet worden gezocht. Zuidwending en Winschoten representeren tezamen een potentieel werkvolume van ca. 4 miljard m³. Het betekent ook dat er grote aantallen cavernes op één locatie komen te liggen, hetgeen mogelijk ruimtelijke beperkingen met zich meebrengt. Bovendien moet dan rekening worden gehouden met mogelijk meer bodemdaling.

De conversie van uit duurzame bronnen afkomstige elektriciteit naar waterstof kan zowel op land als op zee gebeuren. Gezien de grote hoeveelheden H_2 die worden gegenereerd is hier de vorming van een kunstmatig eiland ook in beeld. De locatiekeuze heeft implicaties voor het aan te leggen transportleidingen net. De afweging hiervoor is met name commercieel economisch.

Er treedt geen interferentie op tussen de verschillende opslagactiviteiten van dit scenario. Als het voormalig gasleidingen netwerk voor CO_2 wordt benut dient er voor H_2 een nieuw leidingenstelsel te worden aangelegd.

6 Bevindingen en aanbevelingen

In dit hoofdstuk worden de belangrijkste bevindingen uit de studie benoemd en wordt een aantal aanbevelingen gedaan. De aanbevelingen richten zich op de voorliggende technische onderzoeksvragen en beleidsontwikkelingen.

6.1 Hoofdbevindingen

Veranderingen in het energiesysteem vragen om nieuwe vormen van opslag

De transitie van fossiele naar CO₂-arme/vrije bronnen en de nieuwe dynamiek in termen van opwekking en gebruik van energie zullen significante aanpassingen en uitbreidingen van het energiesysteem vergen op het gebied van transport, conversie en opslag. Er kunnen technisch complexe interacties ontstaan tussen centraal en decentraal aanbod en verbruik.

In het toekomstige energiesysteem zullen zowel het opwekken van energie als de vraag naar energie sterk kunnen variëren, o.a. doordat ze door weersomstandigheden worden bepaald, zal het opwekken van energie en de vraag naar energie niet in de pas lopen. De opslag (of buffering) van energie in de ondergrond kan een belangrijke rol spelen bij het balanceren van vraag en aanbod van energie. Opslag is hierbij een onderdeel van een breder palet aan flexibiliteitsmaatregelen, waaronder sturing van aanbod en verbruik en het vergroten van connecties tussen landen en verschillende componenten van het energiesysteem.

Ondergrondse gasopslag is momenteel de enige manier in Nederland om zeer grote hoeveelheden energie op te slaan, die ook met grote snelheid weer beschikbaar gemaakt kunnen worden (Figuur 2-2). In dat geval lijken aardgas (tot de uitfasering daarvan), groen gas en waterstof de meest voor de hand liggende energiedragers.

De inzet van fossiele brandstoffen als onderdeel van de toekomstige energiemix kan in een klimaat-neutraal energiesysteem alleen geschieden in combinatie met het afvangen en opslaan van CO₂ (CCS). Dit zal leiden tot een vraag naar grootschalige ondergrondse opslag van CO₂.

De precieze aard en omvang van de veranderingen is nog onzeker

De huidige scenario's omtrent de toekomstige samenstelling van de energiemix vertonen nog een grote mate van onzekerheid. Er bestaan nog veel vragen over de uiteindelijke vorm van het energiesysteem: welke energieconversies zijn nodig, in welke vorm vindt transport plaats, op welke locaties, in welke vorm wordt energie opgewekt dan wel opgeslagen? Uit evaluaties van energiescenario's van PBL en Gasunie voor 2050, blijkt dat er in de komende decennia rekening gehouden moet worden met een vraag naar grootschalige (ondergrondse) opslag van waterstof, groen gas en/of warmte. Voor waterstof worden de eerste concrete initiatieven uitgewerkt. Daarnaast kan er een rol zijn weggelegd voor persluchtopslag of pomp-accumulatiesystemen waarmee de stabiliteit en balans van het

elektriciteitsnet lokaal kan worden gewaarborgd. De ondergrondse opslag van CO₂ is in beeld als een belangrijke optie om op korte termijn de uitstoot van CO₂ significant te reduceren. De rol van CO₂-opslag in de verre toekomst is afhankelijk van het gekozen energiesysteem.

De Nederlandse ondergrond biedt in theorie voldoende ruimte voor opslag

De ondergrond biedt in principe ruim voldoende opslagcapaciteit om te voorzien in de (door deze studie geëvalueerde) vraag. Verdeeld naar locatie worden hieronder de combinaties van opslagmedium en energiedragers/residuen gegeven:

Locatie	Opslagmedium	Energiedrager/-residu
Onshore	gasvelden	aardgas/methaan
		mogelijk waterstof
	zoutcavernes	aardgas/methaan
		waterstof
		perslucht
	aquifers	warm water
Offshore	gasvelden	CO ₂
		mogelijk waterstof
	zoutcavernes	mogelijk waterstof
		mogelijk CO ₂

Daar waar meerdere opslagvarianten aanspraak kunnen maken op een bepaalde ondergrondse opslaglocatie dient een afweging gemaakt te worden op grond van de ondergrondse specificaties, de urgentie vanuit het energienetwerk en de ruimtelijke inpassing. Opslag van CO₂ is permanent, waardoor de functionaliteit van die opslaglocatie niet meer voor andere doeleinden is te gebruiken. Bij tijdelijke opslag/buffering kan in principe van energiedrager worden veranderd indien gewenst. Hiermee dient men bij de toewijzing van opslaglocaties rekening te houden.

Deze studie geeft een indicatieve beoordeling van de technische geschiktheid van opslagruimtes voor de diverse opslagvarianten. De daadwerkelijke technische geschiktheid, economische haalbaarheid en praktische inpasbaarheid zullen per geval moeten worden vastgesteld.

6.2 Aanbevelingen met betrekking tot technologische uitdagingen

(A) Omdat men, in het geval van vraag naar grootschalige opslag van waterstof (in de orde van één of meerdere miljarden m³) ook is aangewezen op uitgeproduceerde gasvelden als opslaglocatie, dient hieromtrent meer kennis beschikbaar te komen. Er is namelijk geen praktische ervaring met opslag van (pure) waterstof in gasvelden. Hierbij staan de volgende aspecten centraal:

- afsluitende werking van de grenzen van het reservoir,
- chemische reacties en omzettingen tussen reservoir en waterstof,
- aantasting van infrastructuur (putten, leidingen, ..),
- vermenging van waterstof met restgassen in het reservoir
- economische rendementen en kussengasinvesteringen.

- Aanbeveling voor vervolgactie: studie naar de mogelijkheden en voorwaarden voor opslag van waterstof in gedepleteerde gasvelden
- (B) Opslag in cavernes worden momenteel alleen ontwikkeld in combinatie met commerciële zoutproductie. Een grootschalige vraag naar opslagruimte in cavernes (m.n. voor waterstof en perslucht) kan leiden tot de behoefte aan cavernes in gebieden waar momenteel geen zoutwinning plaatsvindt en er geen afzetmarkt is voor het zout. Daarnaast moet de aanleg van zoutcavernes ruimtelijk inpasbaar zijn, rekening houdende met lokale bodemdalingseffecten en competitie bij de toewijzing van de potentiële locaties. Aanleg van cavernes zonder mijnbouwintenties geeft de mogelijkheid om beter in te spelen op de vraag naar opslag. Daarvoor moet wel worden nagegaan of dergelijke ontwikkelingen conflicterend zijn met de Mijnbouwwet en andere relevante (lokale) juridische kaders.
- Aanbeveling voor vervolgactie: Onderzoek naar praktische, juridische en ruimtelijke consequenties van de aanleg van cavernes voor niet mijnbouwdoeleinden.
- (C) De ontwikkeling van waterstofopslag op zee (zowel gasvelden als zoutcavernes) kent grote technologische uitdagingen ten aanzien van de aanleg van conversie-, transport, en opslaginfrastructuur. Een integrale planning is onontbeerlijk om dergelijke ontwikkelingen een goede kans van slagen te geven (denk bijvoorbeeld aan de bouw van eilanden nabij gebieden waar ondergrondse opslagmogelijkheden bestaan)
- Aanbeveling voor vervolgactie: Inventarisatie op basis van literatuur van de mogelijkheden en consequenties van verschillende vormen van waterstofconversie en waterstofopslag op zee en haar alternatieven.
- (D) In het buitenland worden aquifers benut voor de opslag en buffering van diverse gassen. Daarbij wordt in principe de druk verhoogd tot boven de oorspronkelijke (natuurlijke) waarde. De Mijnbouwwet zelf is niet expliciet ten aanzien van het toestaan van een drukverhoging, behalve dat de opslag aantoonbaar veilig moet zijn. SodM geeft tot nu toe aan dat dergelijke (significante) drukverhoging niet is toegestaan. Dit impliceert dat aquifers afvallen voor de meeste opslagtechnologieën.
- Aanbeveling voor vervolgactie: Verduidelijking omtrent het gebruik van aquifers als opslagmedium. Benoemen van eventuele knelpunten met de Mijnbouwwet en Mijnbouwregeling. Resultaten kunnen de basis vormen voor een leidraad voor de opslag in aquifers.
- (E) Voor de winning van koolwaterstoffen is een Seismisch Risico Analyse (SRA) vereist. Voor Geothermie is een SRA-procedure in ontwikkeling. Voor opslag is nog geen specifieke procedure t.a.v. risico analyse ontwikkeld. Dit wordt op dit moment grotendeels conform de SRA van koolwaterstoffen beoordeeld. Additionele potentiële risico's als lekkage langs de put en de afsluitende laag en veiligheid van de bovengrondse installaties dienen hierbij meegenomen worden.

- Aanbeveling voor vervolgactie: Evalueren van de huidige SRA-systematiek met als doel een passende Risico Analyse voor opslag te formuleren voor Seismisch risico, lekkage langs de put en door afsluitend pakket. Verder dienen mogelijke bovengrondse risico's nader onderzocht te worden.

6.3 Aanbevelingen ten aanzien van bestuurlijke aspecten

(F) Het is onvermijdelijk dat ondergrondse opslag een belangrijke schakel gaat vormen in het toekomstige energiesysteem. Daarmee kan opslag een belangrijk agendapunt worden voor zowel centraal als decentraal bevoegd gezag. Denk bijvoorbeeld aan het belang van nationale energieleveringszekerheid, de uitrol van nationale en lokale initiatieven rond energietransitie, verduurzaming en reductie van CO₂-uitstoot, maatschappelijke acceptatie rond opslag, etc. Enkele van de mogelijke opslagtechnologieën bevinden zich bovendien letterlijk op het grensvlak tussen het huidige centraal en decentraal bevoegd gezag, zoals hogetemperatuuropslag:

- <500 m: Waterwet/besluit/regeling en provinciale besluit/handhavingsmethoden;
- >500 m: Mijnbouwwet/besluit/regeling.

Indien, onder invloed van de energietransitie, de ontwikkeling van HTO en andere opslagtechnologieën een grote vlucht zouden nemen, kan er in toenemende mate interactie ontstaan tussen centrale en decentrale belangen. Denk hierbij onder andere aan procedures rond vergunningaanvragen en verlening en de opschaling van opslagtechnologieën naar het niveau van de Rijkscoördinatieregeling.

- Aanbeveling voor vervolgactie: Vroegtijdige start van dialoog en voorlichting rond ondergrondse opslag opdat de uitvoering van beleid rond energietransitie en klimaatdoelen wordt gefaciliteerd.

