

BIJLAGE VIII Beschrijving structuurkeuzes en systeemontwikkelingen 2050

Integrale Effectenanalyse Programma Energiehoofdstructuur 2023

Ontwikkeling energiehoofdinfrastructuur 2030-2050

Ministerie van Economische Zaken & Klimaat

Definitief
02-06-2023



Pondera

Amsterdamseweg 13
6814 CM Arnhem
088 766 33 72
info@ponderaconsult.com

CE Delft

Oude Delft 180
2611 HH Delft
015 215 01 50
ce@ce.nl

In samenwerking met:



Rhijnspoorplein 38
1018 TX Amsterdam
020 506 19 99
info@bro.nl

Colofon

Soort document
Integrale Effectanalyse

Projectnaam
IEA Programma Energiehoofdstructuur 2023

Versienummer
Definitief

Opdrachtgever
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Auteur
Martha Deen, Joeri Vendrik

Nagekeken door
Frans Rooijers

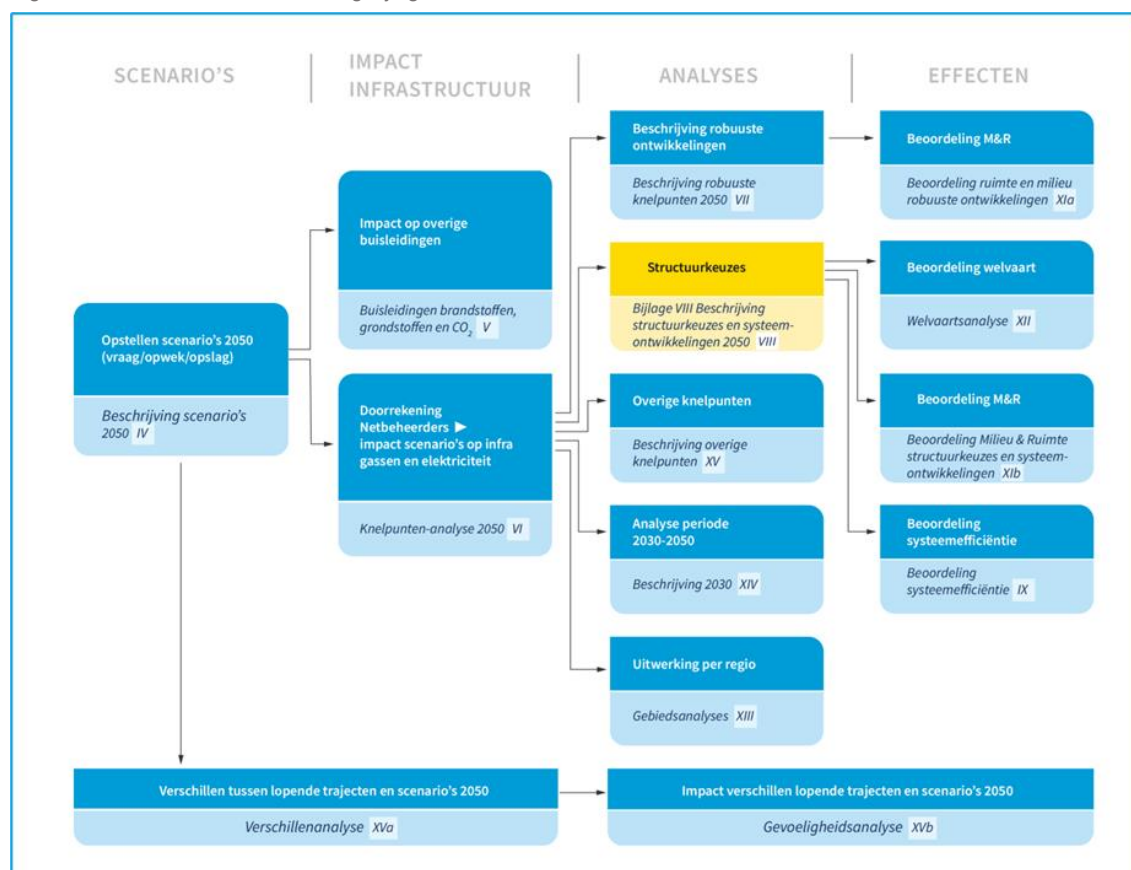
Disclaimer

In het onderzoek is gebruikgemaakt van algemeen geaccepteerde uitgangspunten, modellen en informatie die ten tijde van het opstellen van dit rapport ter beschikking stonden. Aanpassingen in de uitgangspunten, modellen of gebruikte gegevens kunnen leiden tot andere uitkomsten. De aard en de nauwkeurigheid van de gebruikte gegevens voor het onderzoek bepalen in belangrijke mate de nauwkeurigheid en de onzekerheden van de berekende uitkomsten. Het consortium (Pondera, CE Delft en BRO Adviseurs) is niet aansprakelijk voor gederfde inkomsten of schade die wordt geleden door opdrachtgever(s) en/of derden uit conclusies die gebaseerd zijn op gegevens die niet van het consortium afkomstig zijn. Deze rapportage is opgesteld met de intentie dat deze alleen gebruikt wordt door de opdrachtgever en slechts voor het doel waarvoor de rapportage is opgesteld. Er mag geen beroep worden gedaan op de informatie uit deze rapportage voor andere doeleinden zonder schriftelijke toestemming van Pondera, namens het consortium. Het consortium is niet verantwoordelijk voor de consequenties die kunnen voortvloeien uit het oneigenlijk gebruik van de rapportage. De verantwoordelijkheid voor het gebruik van (de analyse, resultaten en bevindingen in) de rapportage blijft bij de opdrachtgever. De Rechtsverhouding opdrachtgevers – architect, ingenieur en adviseur conform DNR 2011 is te allen tijde van toepassing. Pondera werkt met een kwaliteitsmanagementsysteem dat door EIK gecertificeerd is volgens de ISO 9001:2015 norm.

0 Samenvatting

In deze Bijlage VIII, *Beschrijving structuur- en systeemkeuzes 2050*, worden de keuzes besproken die gemaakt kunnen worden voor het energiesysteem in de periode tot 2050 (structuurkeuzes) en de mogelijke ontwikkelingen in die periode (systeemontwikkelingen). Voor elk van de structuurkeuzes en systeemontwikkelingen wordt de impact op de benodigde energie-infrastructuur beschreven. Hiervoor wordt de invulling van de scenario's (Bijlage IV *Beschrijving scenario's 2050*) en de resultaten van de doorrekeningen van de netbeheerders (Bijlage VI *Knelpuntenanalyse 2050*) gebruikt. Deze bijlage valt onder Analyse in Figuur 0.1 met de samenhang van de bijlagen. De structuurkeuzes en systeemontwikkelingen worden beoordeeld op de thema's Milieu & Ruimte (Bijlage XIb), Welvaart (Bijlage XII) en Systeemefficiëntie (Bijlage IX)

Figuur 0.1 - Overzicht en samenhang bijlagen IEA PEH



Inhoudsopgave

0	Samenvatting	1
1	Inleiding	3
1.1	Introductie	3
1.2	Scope	3
1.3	Methodologie	4
2	Welke structuurkeuzes en systeemontwikkelingen worden uitgewerkt?	5
2.1	Verantwoording	5
2.2	Overzicht structuurkeuzes en systeemontwikkelingen	6
3	Overzicht structuurkeuzes en systeemontwikkelingen	8
3.1	Aanlanding windenergie op zee, kust of diep	8
3.2	Aanlanding windenergie op zee, geconcentreerd of verspreid	9
3.3	Locaties hernieuwbare opwek op land, spreiding of clustering	11
3.4	Locaties clusters van elektrolyzers	12
3.5	Spreiding of clustering regelbare centrales	13
3.6	Waterstofopslag	14
3.7	Toepassing kernenergie	15
3.8	Binnenlandse productie synthetische brandstoffen of import	17
3.9	Faciliteren doorvoer grondstoffen naar buitenland	18
3.10	Geothermie of restwarmte?	19
3.11	Maximale elektrificatie	20
3.12	Maximaal gebruik waterstof	21
3.13	Gebruik groengas/methaan	21
4	Effecten structuurkeuzes en systeemontwikkelingen op energie-infrastructuur	22
4.1	Diepe aanlanding windenergie op zee	22
4.2	Aanlanding windenergie op zee aan de kust	27
4.3	Locaties hernieuwbare opwek op land, spreiding of clustering	32
4.4	Locaties clusters van elektrolyzers	37
4.5	Spreiding of clustering regelbare centrales	45
4.6	Waterstofopslag in zoutcavernes of lege gasvelden	50
4.7	Toepassing kernenergie	55
4.8	Binnenlandse productie synthetische brandstoffen of import	61
4.9	Faciliteren doorvoer grondstoffen naar buitenland	64
4.10	Geothermie of restwarmte?	66
4.11	Maximale elektrificatie	68
4.12	Maximaal gebruik waterstof	70
4.13	Gebruik groengas/methaan	71
A.	Oplossingsrichtingen elektriciteit	74
B.	Oplossingsrichtingen waterstof	77

1 Inleiding

1.1 Introductie

Om te bepalen hoe het energiesysteem er in 2050 uitziet en welke (ruimtelijke) keuzes hierin gemaakt kunnen worden, zijn er zeven scenario's opgesteld voor de Integrale Effectenanalyse van het Programma Energiehoofdstructuur. Vier scenario's, de Nederland Energieland-scenario's, zijn direct overgenomen vanuit de integrale infrastructuurverkenning II3050 (Netbeheer Nederland, 2021). Daarnaast zijn er twee ruimtelijke varianten toegevoegd aan de II3050-scenario's, dit zijn de Sterke Knopen-scenario's. Tot slot is er één scenario met kernenergie toegevoegd. Dit wordt het Zeer Sterke Knopen-scenario genoemd. De scenario's worden uitgebreid omschreven in Bijlage IV *Beschrijving scenario's 2050*.

In de zeven scenario's die gehanteerd worden, zijn er aannames gemaakt over de ontwikkeling van vraag en hernieuwbaar aanbod van energie in 2050, opgesplitst naar sector, energiedrager en locatie (zie Bijlage IV *Beschrijving scenario's 2050*). Vervolgens hebben de netbeheerders berekend hoeveel regelbare centrales, opslag en conversie noodzakelijk is voor een robuust energiesysteem en waar knelpunten optreden in de nationale energie-infrastructuur die een oplossing behoeven (zie Bijlage VI *Knelpuntenanalyse 2050*). Hierin is de methodologie die door de netbeheerders is ontwikkeld voor II3050 gebruikt (Netbeheer Nederland, 2021).

De doorrekening van de netbeheerders leidt tot een overzicht van verwachte ontwikkelingen in het hoogspanningsnet en het landelijke gastransportnet in elk van de scenario's voor 2050, maar ook van groot-schalige productie- en opslaglocaties die nodig zijn in 2050.

1.2 Scope

In de analyses worden twee soorten ontwikkelingen geïdentificeerd:

- **Robuuste ontwikkelingen** die in alle scenario's optreden. Het is dus zeer waarschijnlijk dat hier in de toekomst ruimte voor moet worden gevonden. Voor elk van de robuuste ontwikkelingen zal een beoordeling op hoofdlijnen gemaakt worden van de benodigde ruimte en effecten op milieu en ruimte. Deze zijn uitgewerkt in Bijlage VII *Beschrijving robuuste knelpunten en ontwikkelingen 2050*.
- **Specifieke ontwikkelingen**. Deze ontwikkelingen vinden plaats alleen voor als bepaalde keuzes (structuurkeuzes) gemaakt worden.

Deze bijlage richt zich op de tweede soort ontwikkelingen. Deze specifieke ontwikkelingen worden uitgewerkt aan de hand van structuurkeuzes. Deze dienen niet direct om een enkel knelpunt op te lossen, maar kunnen gezien worden als een veralgemeniseerde aanpak om het aantal specifieke knelpunten te minimaliseren. De structuurkeuzes zijn ruimtelijke of energetische keuzes die gemaakt kunnen worden in de ontwikkeling naar een klimaatneutraal energiesysteem in 2050. Er is een lijst opgesteld van de meest relevante structuurkeuzes (volgt in hoofdstuk 2.2).

Per structuurkeuze zijn er twee of meer opties om het doel van de structuurkeuze (bijvoorbeeld het plaatsen van nieuwe centrales) in te vullen. Elke optie heeft zijn eigen knelpunten, die worden uitgewerkt in deze bijlage. Hiermee wordt inzichtelijk welke mogelijke knelpunten opgelost moeten worden om de opties mogelijk te maken.

De uitwerkingen van de structuurkeuzes dienen als input voor de ontwikkelrichtingen voor 2050 die vastgesteld worden in het PEH. De uitwerking van de structuurkeuzes levert input op voor de volgende aspecten:

- **Inzicht technische gevolgen opties binnen structuurkeuzes.** Dit kan afgeleid worden uit de doorrekening van de netbeheerders. Op basis hiervan kan geanalyseerd welke ruimte nodig is om bepaalde structuurkeuzes te faciliteren.
- **Inzicht effecten opties binnen structuurkeuzes.** In de effectbeoordelingen worden de opties binnen de structuurkeuzes tegen elkaar afgezet en beoordeeld op verschillende thema's. Dit biedt inzicht voor beleidsmakers voor de keuze of ze een bepaalde structuurkeuze wel of niet willen faciliteren.

Onzekerheden uitkomsten structuurkeuzes

De uitwerking van de structuurkeuzes biedt een eerste inzicht in de afwegingen die spelen bij bepaalde keuzes. Maar de analyses zijn niet gedetailleerd genoeg om definitieve keuzes te maken en om de precieze effecten in te schatten. In veel gevallen is hier nog extra onderzoek voor nodig. Zo zijn er slechts enkele configuraties doorgerekend en is slechts een beperkte knelpuntenanalyse uitgevoerd door TenneT en Gasunie.

Naast de structuurkeuzes die gemaakt kunnen worden in het energiesysteem zijn er ook enkele mogelijke systeemontwikkelingen. Dit zijn geen keuzes, maar ontwikkelingen die afhankelijk zijn van externe factoren zoals de ontwikkeling van energieprijzen. In deze bijlage worden de drie belangrijkste mogelijke systeemontwikkelingen behandeld. Deze hebben betrekking op welke energiedragers gebruikt gaan worden. In het toekomstige energiesysteem zullen alle belangrijke hernieuwbare energiedragers (elektriciteit, waterstof, groengas, warmte) een rol krijgen, maar de verhouding tussen deze energiedragers is nog niet uitgekristalliseerd. De systeemontwikkelingen schetsen drie mogelijke invullingen van de energiemix. Deze systeemontwikkelingen vallen binnen de hoeken van het speelveld van de zeven scenario's. Ze vallen echter niet precies samen met een van de scenario's en er zijn binnen de systeemontwikkelingen nog enkele onzekerheden, waardoor niet voldoende gegevens beschikbaar zijn voor een volledige kwantitatieve uitwerking.

Door de gekozen aanpak, zijn er knelpunten die niet gezien worden als robuust en tevens niet binnen de tien structuurkeuzes en drie systeemontwikkelingen vallen. Daarvoor is een 'vangnet' ingebouwd om te zorgen dat alle knelpunten die naar voren komen uit de doorrekeningen van de netbeheerders een plek krijgen. Deze komen terug bij de Overige knelpunten (zie Bijlage XVI *Overige Knelpunten 2050*), en worden in dit document dus niet beschreven.

Deze bijlage gaat in op de technische gevolgen van de opties binnen de structuurkeuzes en systeemontwikkelingen. De effectbeoordelingen volgen in de Bijlagen IX *Beoordeling Systeemefficiëntie*, XII *Welvaartsanalyse* en XIb *Beoordeling Milieu & Ruimte structuurkeuzes en systeemontwikkelingen*. Voorziene ontwikkelingen voor overige ondergrondse buisleidingen (naast de gasleidingen) worden toegelicht in Bijlage V *Buisleidingen brandstoffen, grondstoffen en CO₂*.

1.3 Methodologie

Er wordt per optie van de structuurkeuzes helder gemaakt welke opties er zijn om die structuurkeuze in te vullen en welke knelpunten ontstaan bij deze opties. Om de impact van een structuurkeuze te bepalen zijn er drie nieuwe scenario's opgesteld, die ruimtelijk en energetisch gezien variëren van de Nederland Energieland-scenario's en die met de Nederland Energieland-scenario's vergeleken zijn. Dit zijn de eerder

benoemde Sterke Knopen- en Zeer Sterke Knopen-scenario's. Deze aangepaste scenario's zijn voor dit onderzoek doorgerekend door de netbeheerders. Daarnaast wordt voor de uitwerking gebruikgemaakt van de doorrekening van de Nederland Energieland-scenario's bij II3050 (Netbeheer Nederland, 2021). Door de uitkomsten van de Sterke Knopen- en Zeer Sterke Knopen-scenario's te vergelijken met de uitkomsten van de Nederland Energieland-scenario's wordt de impact van bepaalde keuzes inzichtelijk.

De nieuwe scenario's hebben de volgende karakteristieken:

- **Sterke Knopen Nationale Sturing.** Energetisch identiek aan Nederland Energieland Nationale Sturing met enkele ruimtelijke wijzigingen voor uitwerking structuurkeuzes.
- **Sterke Knopen Europese Sturing.** Energetisch identiek aan Nederland Energieland Europese Sturing met enkele ruimtelijke wijzigingen voor uitwerking structuurkeuzes.
- **Zeer Sterke Knopen Kernenergie.** Gebaseerd op Sterke Knopen Europese Sturing, maar met kerncentrales in plaats van wind op land en gascentrales. Toegevoegd voor uitwerking structuurkeuze kernenergie.

In paragraaf 2.2 staat een overzicht van in welke scenario's de structuurkeuzes uitgewerkt zijn.

De technische gevolgen van beide opties worden per structuurkeuze bepaald. Er wordt hierbij gekeken naar de effecten van de opties op de elementen vraag, opwek, opslag en infrastructuur. Hierbij worden alleen elementen beschouwd waarbij verschillen optreden tussen de opties. Er wordt alleen gekeken naar de effecten na 2030, aangezien de geplande ontwikkelingen tot 2030 als gegeven worden beschouwd en hier dus geen verschillen kunnen zitten tussen de opties binnen een structuurkeuze.

2 Welke structuurkeuzes en systeemontwikkelingen worden uitgewerkt?

2.1 Verantwoording

Structuurkeuzes zijn ruimtelijke of energetische keuzes die gemaakt kunnen worden in de ontwikkeling naar een klimaatneutraal energiesysteem in 2050. Binnen het PEH worden tien structuurkeuzes uitgewerkt. De structuurkeuzes zijn gekozen op basis van de volgende criteria:

- Er kan een keuze gemaakt worden door bevoegd gezag. Een deel van de ontwikkelingen verloopt autonoom (bijvoorbeeld door prijsontwikkelingen), deze worden dus niet meegenomen bij de structuurkeuzes.
- De structuurkeuze heeft significante impact op de landelijke infrastructuur. Een deel van de keuzes die gemaakt kunnen worden binnen het energiesysteem hebben alleen impact op regionaal niveau. Deze worden niet meegenomen.
- De keuzes zijn (in zekere mate) realistisch en sluiten aan bij de bestaande visie op hoe het energiesysteem er in 2050 uit kan gaan zien. Dit betekent dat er geen opties bekeken worden waarvan op voorhand al gezegd kan worden dat ze niet haalbaar zijn of dat deze er nooit gaan komen.

De lijst aan structuurkeuzes is niet alomvattend. Er vallen vermoedelijk nog meer structuurkeuzes te bedenken die voldoen aan de bovenstaande criteria. De belangrijkste structuurkeuzes met naar verwachting de grootste impact op de energie-infrastructuur en de benodigde ruimte zijn meegenomen.

Naast de structuurkeuzes die gemaakt kunnen worden in het energiesysteem zijn er ook drie systeemontwikkelingen die uitgewerkt worden. Deze systeemontwikkelingen verschillen ten opzichte van de

structuurkeuzes doordat deze niet voldoen aan het eerste criterium. Dit zijn dus geen zaken waar een keuze gemaakt kan worden, maar waarbij de ontwikkeling onzeker is.

2.2 Overzicht structuurkeuzes en systeemontwikkelingen

De volgende structuurkeuzes worden uitgewerkt:

1. Aanlanding windenergie op zee, kust of diep;
2. Aanlanding windenergie op zee, geconcentreerd of gespreid aan de kust;
3. Locaties hernieuwbare opwek op land;
4. Locatie clusters van elektrolyzers;
5. Spreiding of clustering regelbare centrales;
6. Waterstofopslag in zoutcavernes of lege gasvelden;
7. Toepassing van kernenergie;
8. Binnenlandse productie synthetische brandstoffen;
9. Faciliteren doorvoer grondstoffen buitenland;
10. Geothermie of restwarmte?

De structuurkeuzes zijn in de meeste gevallen voor één combinatie van een Nederland Energieland- en een Sterke Knopen-scenario uitgewerkt, bijvoorbeeld voor Nederland Energieland Nationale Sturing en Sterke Knopen Nationale Sturing. Dit betekent dat de kwantitatieve bevindingen in principe alleen geldig zijn binnen de context van dat energetische scenario. Maar er worden hieruit ook kwalitatieve conclusies geabstraheerd die in algemene zin geldig zijn en niet alleen binnen de context van het scenario.

Daarnaast worden meerdere structuurkeuzes uitgewerkt in één scenario, waardoor toewijzing van de effecten aan een individuele structuurkeuze lastig kan zijn (zie volgend kader).

Toewijzing effecten aan structuurkeuzes

Het effect van structuurkeuzes is niet afzonderlijk onderzocht, maar gezamenlijk met andere structuurkeuzes doorgerekend in een nieuw scenario. Dit maakt het lastig om aan te wijzen welke wijzigingen veroorzaakt worden door welke structuurkeuze. Op basis van expert-judgment is in samenwerking met de netbeheerders gepoogd om te bepalen welke wijzigingen tussen scenario's veroorzaakt worden door welke structuurkeuze. In sommige gevallen kan een knelpunt door samenspel van meerdere structuurkeuzes veroorzaakt worden. Indien dit het geval is dit aangegeven.

Daarnaast worden de volgende systeemontwikkelingen uitgewerkt:

11. Maximale elektrificatie;
12. Maximaal gebruik waterstof;
13. Gebruik groengas/methaan.

De systeemontwikkelingen worden niet uitgewerkt voor een specifiek scenario. In plaats daarvan wordt bij de systeemontwikkelingen een kwalitatieve inschatting gemaakt van de mogelijke effecten.

Tabel 2.1 geeft een overzicht voor welke scenario's de structuurkeuzes en de systeemontwikkelingen uitgewerkt worden¹.

Tabel 2.1 - Overzicht scenario's gebruikt voor uitwerking structuurkeuzes en systeemontwikkelingen

Structuurkeuze	Scenario optie 1	Scenario optie 2
1. Aanlanding windenergie op zee, kust of diep	Nederland Energieland Nationale Sturing	Sterke Knopen Nationale Sturing
2. Aanlanding windenergie op zee, geconcentreerd of gespreid aan de kust	Nederland Energieland Europese Sturing	Sterke Knopen Europese Sturing
3. Locaties hernieuwbare opwek op land	Nederland Energieland Nationale Sturing	Sterke Knopen Nationale Sturing
4. Locatie clusters van elektrolyzers ²	Sterke Knopen Nationale Sturing	Sterke Knopen Europese Sturing
5. Spreiding of clustering regelbare centrales	Nederland Energieland Europese Sturing	Sterke Knopen Europese Sturing
6. Waterstofopslag in zoutcavernes of lege ³ gasvelden	Sterke Knopen Nationale Sturing	Sterke Knopen Europese Sturing
7. Toepassing kernenergie	Sterke Knopen Europese Sturing	Zeer Sterke Knopen Kernenergie
8. Binnenlandse productie synthetische brandstoffen	Nederland Energieland Nationale Sturing	Sterke Knopen Nationale Sturing
9. Faciliteren doorvoer grondstoffen buitenland ⁴	Nederland Energieland Internationale Sturing, alleen import/export voor Nederlands belang	Nederland Energieland Internationale Sturing, extra import/export voor doorvoer van/naar buitenland
10. Geothermie of restwarmte?	Nederland Energieland Nationale Sturing	Nederland Energieland Europese Sturing
11. Maximale elektrificatie	Niet gebaseerd op scenario's. Kwalitatieve uitwerking.	
12. Maximaal gebruik waterstof	Niet gebaseerd op scenario's. Kwalitatieve uitwerking.	
13. Gebruik groengas/methaan	Niet gebaseerd op scenario's. Kwalitatieve uitwerking.	

¹ De tabel laat zien dat er meerdere structuurkeuzes uitgewerkt worden per scenario. Dit betekent dat de scenario's ook op meerdere punten gewijzigd zijn ten opzichte van de Nederland Energieland-scenario's. Zie ook het kader **Toewijzing effecten aan structuurkeuzes**.

² Bij deze structuurkeuze verschilt het energetische scenario van de twee opties. Dit betekent dat het lastiger is om deze te vergelijken. Hiervoor worden de effecten van beide opties genormaliseerd (meer hierover in paragraaf 4.4)

³ Bij deze structuurkeuze verschilt het energetische scenario van de twee opties. Dit betekent dat het lastiger is om deze te vergelijken. Hiervoor worden de effecten van beide opties genormaliseerd (meer hierover in paragraaf 4.6)

⁴ Deze structuurkeuze heeft alleen effect op overige buisleidingen en is daarom niet gebaseerd op een netdoorrekening.

3 Overzicht structuurkeuzes en systeemontwikkelingen

3.1 Aanlanding windenergie op zee, kust of diep

Toelichting

In de toekomst wordt een groot deel van de elektriciteit opgewekt door windparken op de Noordzee. Al deze windstroom moet van de aanlandingslocaties naar de vraaglocaties getransporteerd worden, wat een grote impact heeft op het hoogspanningsnet aangezien er daardoor veel elektriciteit van de kust naar het binnenland getransporteerd moet worden. Deze elektriciteit kan getransporteerd worden via het reguliere hoogspanningsnet, maar het is ook mogelijk om een directe HVDC-verbinding⁵ naar een hoogspanningsstation in het binnenland te trekken. Dit wordt diepe aanlanding genoemd. Bij deze structuurkeuze wordt aanlanding aan de kust vergeleken met diepe aanlanding. Hierbij wordt alleen gekeken naar het gedeelte van de windenergie die aanlandt in de vorm van elektriciteit.

Hiervoor wordt ook gekeken naar het scenario Nationale Sturing, waarbij optie 1 uitgewerkt is in het scenario Nederland Energieland Nationale Sturing en optie 2 in het scenario Sterke Knopen Nationale Sturing. In het scenario Nationale Sturing landt 52 GW windenergie op zee elektrisch aan. Dit is het scenario met de grootste hoeveelheid windenergie op zee, wat betekent dat dit scenario de grootste transportbehoefte van elektriciteit vanaf de kust naar het binnenland heeft.

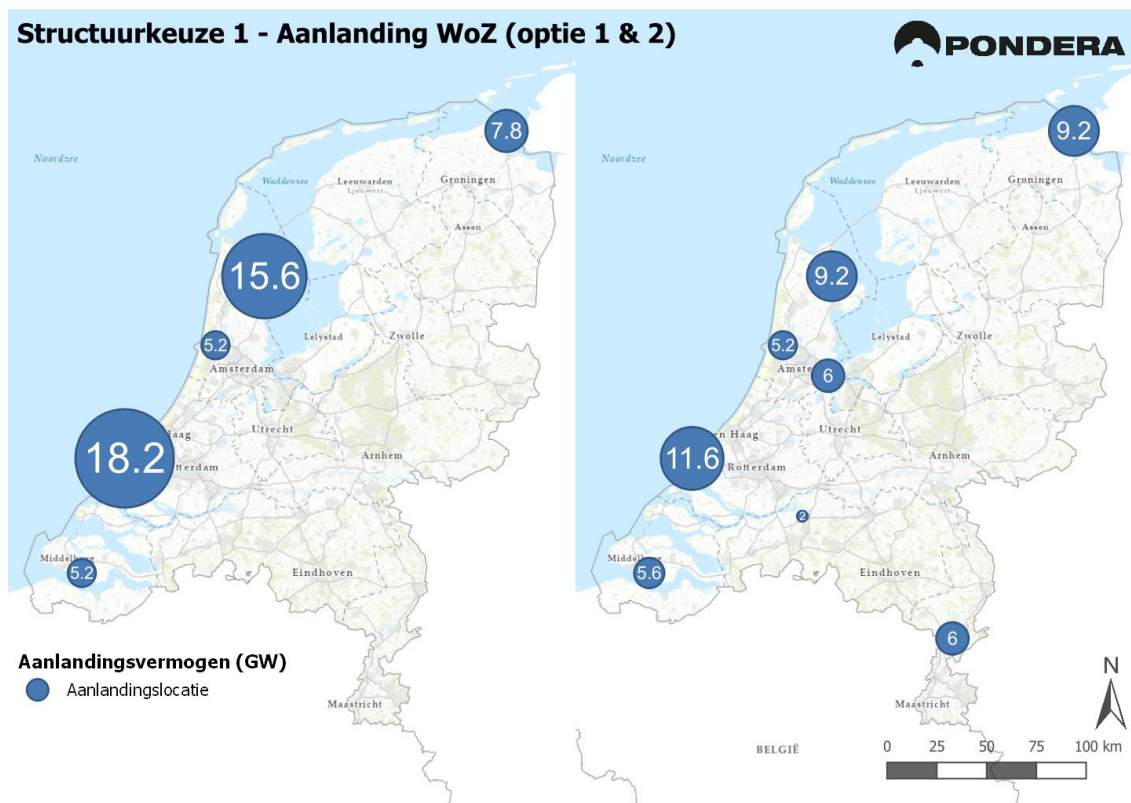
Opties

Bij deze structuurkeuze worden twee opties bekeken:

1. Alle (elektrische) aanlanding van windenergie op zee vindt plaats aan de kust. De verdeling over de kustlocaties is gebaseerd op de aannames van II3050 (Netbeheer Nederland, 2021).
2. Een deel van de windstroom van de Noordzee landt aan in het binnenland via een HVDC-kabel, bij Diemen (6 GW, in plaats van Middenmeer of Den Helder) en bij Maasbracht (6 GW, in plaats van Maasvlakte). De rest van de windstroom landt nog steeds aan bij de kust.

⁵ HVDC staat voor High Voltage Direct Current; het betreft hier een gelijkstroom hoogspanningsverbinding.

Figuur 3.1 - Vermogen elektrische aanlanding windenergie op zee per locatie bij beide opties structuurkeuze 1



3.2 Aanlanding windenergie op zee, geconcentreerd of verspreid

Toelichting

In I13050 zijn zes locaties aan de kust meegenomen voor de aanlanding van windenergie op zee. In elk scenario is dezelfde relatieve verdeling meegenomen over deze aanlandingslocaties. Bij deze verdeling landt het grootste gedeelte van de energie aan in Noord- en Zuid-Holland, aangezien de elektriciteitsvraag daar het hoogste is. Zo kan een groter gedeelte van de elektriciteit direct gebruikt worden en is er in totaal minder transport van elektriciteit nodig.

Dit is echter niet de enige denkbare verdeling. Een andere mogelijkheid is om de verdeling te baseren op de beschikbare transportcapaciteit op het 380kV-net. Bij deze verdeling wordt nog steeds een groot gedeelte van de elektriciteit direct gebruikt, maar worden de overschotten van elektriciteit anders verdeeld over de aanlandingslocaties zodat deze beter aansluiten bij de beschikbare afvoercapaciteit van het hoogspanningsnet. Bij deze verdeling zal een groter gedeelte van de windstroom aanlanden in Zeeland en bij de Eemshaven in Groningen. Deze verdeling is gebaseerd op het 32 GW-scenario van de studie *Systeemintegratie wind op zee 2030-2040* (Guidehouse & Berenschot, 2021).

Bij deze structuurkeuze wordt het scenario Europese Sturing als basis gebruikt, waarbij optie 1 uitgewerkt is in het scenario Nederland Energieland Europese Sturing en optie 2 in het scenario Sterke Knopen Europese Sturing. In dit scenario landt 30 GW windenergie op zee elektrisch aan.

Opties

Bij deze structuurkeuze worden twee opties bekeken:

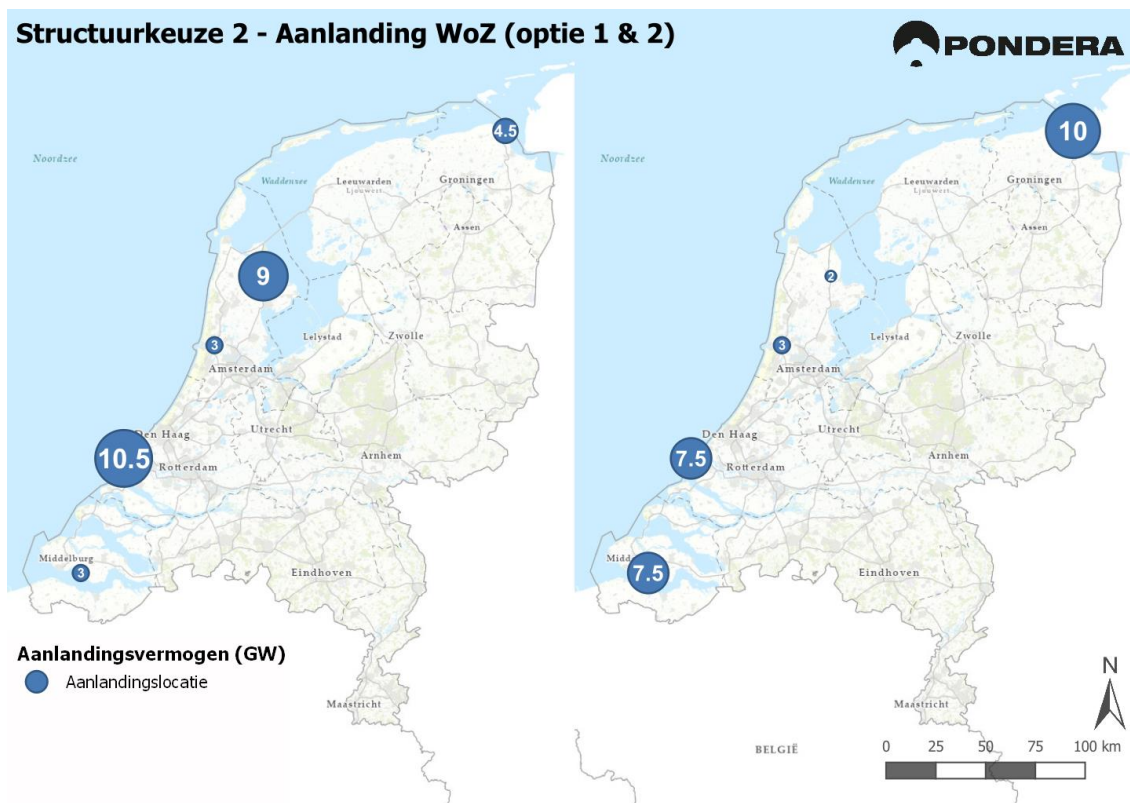
1. Aanlanding dichtbij vraag, conform de verdeling van II3050. Bij deze verdeling landt een groot deel van de energie aan op de Maasvlakte en in Noord-Holland. De aanlanding in Groningen en Zeeland is relatief beperkt.
2. Aanlanding van 30 GW op basis van beschikbare transportcapaciteit. Dit is gebaseerd op de verdeling van het 32 GW-scenario van de studie *Systeemintegratie wind op zee 2030-2040*. Bij deze verdeling is gezocht naar een optimale verdeling over de aanlandingspunten aan de kust vanuit netperspectief. Hier landt een stuk minder aan in Noord-Holland en fors meer in Groningen en Zeeland.

Tabel 3.1 geeft een overzicht van de verdeling over de aanlandingslocaties bij beide opties.

Tabel 3.1 - Verdeling totaalvermogen aanlandingslocaties opties structuurkeuze

Aanlandingslocatie	Optie 1: aanlanding bij vraag	Optie 2: aanlanding op basis van beschikbare capaciteit
Middenmeer/Den Helder	9 GW	2 GW
Beverwijk	3 GW	3 GW
Maasvlakte	10,5 GW	7,5 GW
Borssele/Sloegebied/Terneuzen	3 GW	7,5 GW
Eemshaven	4,5 GW	10 GW

Figuur 3.2 - Vermogen elektrische aanlanding windenergie op zee per locatie bij beide opties structuurkeuze 2



3.3 Locaties hernieuwbare opwek op land, spreiding of clustering

Toelichting

Tot 2030 worden de locaties van hernieuwbare opwek op land bepaald in de RES'en (Regionale Energie Strategieën). Na 2030 is er voor sommige scenario's nog een aanzienlijke additionele opgave voor hernieuwbare opwek op land. Waar deze hernieuwbare opwek terecht komt en hoe dit bepaald gaat worden is nog onduidelijk. Bij deze structuurkeuze wordt gekeken naar verschillende manieren om deze extra opgave voor hernieuwbare opwek op land te plaatsen, ofwel gespreid over het hele land of geclusterd op enkele geschikte locaties.

Deze structuurkeuze wordt uitgewerkt voor het scenario Nationale Sturing, waarbij optie 1 uitgewerkt is in het scenario Nederland Energieland Nationale Sturing en optie 2 in het scenario Sterke Knopen Nationale Sturing.

In het scenario Sterke Knopen Nationale Sturing is clustering van hernieuwbare opwek op land meegenomen op de volgende vijf locaties:

1. Kop van Noord-Holland;
2. Zeeland;
3. Noordoost Nederland;
4. Flevoland;
5. De Peel.

De vijf clusters zijn gekozen op basis van verschillende criteria zoals ondergrond, windsnelheid en nabijheid elektriciteitsvraag (meer hierover in Bijlage IV *Beschrijving scenario's 2050*).

De volledige opgave na 2030, voor zowel wind op land als zon op veld, wordt in deze clusters geplaatst. Bij het scenario Nationale Sturing gaat dit om een opgave van 11 GW tussen 2030 en 2050 voor wind op land, 9 GW is reeds verdeeld in de RES (20 GW in totaal). Voor zon op veld gaat het om 48 GW in totaal in 2050, waarvan 18 GW die reeds verdeeld is in de RES.

Opties

Bij deze structuurkeuze worden twee opties bekeken:

1. Verspreiding van de additionele opgave over het hele land op basis van beschikbare ruimte. Dit komt overeen met de ruimtelijke invulling van II3050.
2. Clustering van de additionele opgave in vijf clusters. De volledige opgave na 2030 komt in deze clusters terecht, zowel voor zon op veld als voor wind op land. De verdeling van de opgave over deze vijf clusters is afhankelijk van de beschikbare ruimte.

3.4 Locaties clusters van elektrolyzers

Toelichting

In deze structuurkeuze wordt gekeken naar locaties voor clusters van elektrolyzers op land⁶. In de modellering die gehanteerd wordt (conform II3050), wordt waterstof met elektrolyzers die gekoppeld zijn aan het elektriciteitssysteem geproduceerd uit overschotten van elektriciteit, dus wanneer het totale aanbod van elektriciteit groter is dan de vraag⁷. Elektrolyzers worden dus ingezet als flexibiliteitsmiddelen om het elektriciteitsnet te ontzien en om waterstof te produceren, onder andere voor de industrie.

Voor een efficiënt energiesysteem kan het nuttig zijn om elektrolyzers te plaatsen op locaties waar veel elektriciteitsoverschotten plaatsvinden, dus bijvoorbeeld bij aanlandingslocaties van windenergie op zee. Op deze manier worden de overschotten gelijk omgezet in waterstof en hoeven ze niet getransporteerd te worden via het hoogspanningsnet. Wel heb je dan transport van waterstof nodig van de aanlandingslocaties richting afnemers. Het kan daarom ook efficiënt zijn om de elektrolyzers bij grote industriële afnemers van waterstof te plaatsen. In dat geval is er meer transport van elektriciteit nodig, maar is geen waterstoftransport noodzakelijk.

Deze twee potentiële interessante locaties voor waterstof worden tegen elkaar afgezet in deze structuurkeuze. Er wordt voor beide opties gekeken naar grote clusters van elektrolyzers. Beide opties zijn uitgewerkt voor een ander scenario. Clustering bij aanlandingslocaties is uitgewerkt voor het scenario Sterke Knopen Nationale Sturing, met 37 GW aan elektrolyzers. Clustering bij grote industriële afnemers is uitgewerkt voor het scenario Sterke Knopen Europese Sturing, met 14 GW aan elektrolyzers. De effecten van beide opties zijn daarom direct vergelijkbaar, omdat het totale vermogen verschilt bij beide opties. Daarom worden de resultaten genormaliseerd.

Opties

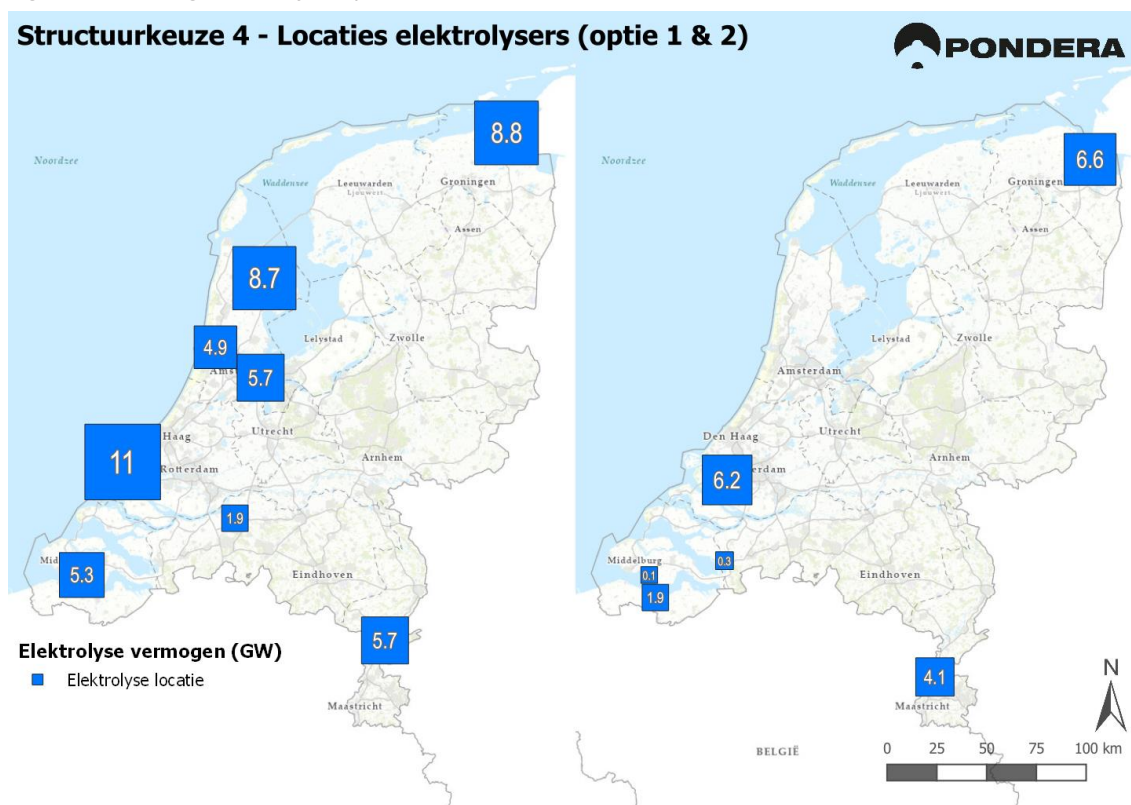
Bij deze structuurkeuze (Figuur 3.3) worden twee opties bekeken:

1. Clustering van elektrolyzers bij de aanlandingslocaties van windenergie op zee. De verdeling van de elektrolyzers over de aanlandingslocaties is evenredig met het vermogen aan windenergie op zee dat elektrisch aanlandt.
2. Clustering van elektrolyzers bij grote industriële afnemers. De verdeling van de elektrolyzers over de industriële locaties is evenredig met de waterstofvraag per locatie (conform gevoeligheidsanalyse 6 van II3050 (Netbeheer Nederland, 2021)).

⁶ Bij de uitwerking van de structuurkeuze wordt ook kort het effect besproken van spreiding van elektrolyzers over het hele land in plaats van clustering op enkele geschikte locaties, maar deze optie wordt niet expliciet bekeken binnen deze structuurkeuze.

⁷ Er zijn ook andere configuraties denkbaar. Bijvoorbeeld een directe koppeling van elektrolyser met een windpark op zee, waarbij de volledige productie van dat windpark gebruikt wordt voor de productie van waterstof. Bij een dergelijke configuratie zijn elektrolyzers niet gekoppeld aan het elektriciteitssysteem. Het is de verwachting dat in 2050 elektrolyzers die gekoppeld zijn aan het elektriciteitsnet vooral zullen draaien op momenten van overschotten. Anders moeten extra waterstofcentrales gaan draaien om de additionele vraag van elektrolyzers op te vangen, wat vanuit zowel een economisch als een systeemperspectief inefficiënt is.

Figuur 3.3 - Vermogen elektrolyzers per locatie



3.5 Spreiding of clustering regelbare centrales

Toelichting

In 2050 is er fors meer vermogen aan regelbare centrales nodig. Dit komt doordat de vraag naar elektriciteit fors toeneemt en omdat de opwek variabel is. Een groot deel van het jaar kan deze vraag ingevuld worden door productie van hernieuwbare bronnen (zon, wind), maar ook op de momenten dat het niet waait en de zon niet schijnt moet er voldoende geproduceerd worden om aan de vraag te voldoen.

Hiervoor is (naast flexibele vraag, opslag en import/export van elektriciteit) regelbaar vermogen in de vorm van regelbare centrales noodzakelijk. Gedeeltelijk zijn dit grootschalige centrales die een aanzienlijk gedeelte van het jaar draaien. Deze komen naar verwachting op dezelfde locaties als waar de centrales nu staan. Daarnaast zijn er regelbare centrales nodig die alleen ingezet worden om de absolute pieken op te vangen en die dus slechts enkele honderden uren per jaar draaien.

Er is tot maximaal 20 GW aan regelbare centrales nodig in de verschillende scenario's voor 2050. Deze regelbare centrales kunnen op verschillende locaties terecht komen. Bij deze structuurkeuze wordt gekeken naar verschillende manieren om ze te plaatsen. Ofwel verspreid over het land met veel kleine productie-eenheden ofwel gecentraliseerd met enkele grote eenheden.

Bij deze structuurkeuze wordt gekeken naar het scenario Europese Sturing, waarbij optie 1 uitgewerkt is in het scenario Nederland Energieland Europese Sturing en optie 2 in het scenario Sterke Knopen Europese Sturing. In dit scenario is in totaal 36 GW aan regelbaar vermogen nodig: 18 GW aan grootschalige elektriciteitscentrales en 18 GW aan regelbare centrales. Dit zijn overwegend centrales die in dit scenario

draaien op groengas, maar er wordt ook ingegaan op de effecten als deze centrales op waterstof zouden draaien.

Opties

Bij deze structuurkeuze worden twee opties bekeken:

1. Verspreiding van kleinschalige regelbare centrales (<100 MW) over het hele land op basis van de lokale tekorten. Op deze manier wordt het transport van elektriciteit geminimaliseerd. Dit komt overeen met de verdeling in II3050.
2. Clustering van regelbare centrales op Barro-locaties⁸. De centrales worden zo dicht mogelijk bij de lokale tekorten geplaatst met inachtneming van de beschikbare fysieke ruimte op de Barro-locaties.

3.6 Waterstofopslag

Toelichting

In het toekomstige energiesysteem wordt een belangrijke rol voorzien voor waterstof. Deze waterstof kan worden geproduceerd met overschotten van elektriciteit, dedicated elektrolyzers bij windparken op zee, blauwe waterstoffabrieken en kan daarnaast geïmporteerd worden. Deze waterstof wordt onder meer gebruikt voor elektriciteitscentrales, in de industrie en in sommige scenario's ook in de gebouwde omgeving en mobiliteitssector. Vraag en aanbod van waterstof zijn niet op elk moment van het jaar gelijk aan elkaar, aangezien zowel de vraag als het aanbod volatiel is. Daarom is waterstofopslag noodzakelijk. Er is naar verwachting in 2050 een fors volume vereist (tussen de 10 en 47 TWh) voor ondergrondse opslag van waterstof, die veel ruimte in beslag neemt. De opslag wordt gevuld op momenten van overschot aan waterstof als gevolg van productie van groene of blauwe waterstof of vanuit import van waterstof en vervolgens wordt op het moment van tekorten waterstof uit deze opslagen gebruikt.

Bij deze structuurkeuze wordt gekeken naar twee mogelijke opties voor locaties voor opslag van waterstof: in zoutcavernes of in de huidige gasopslagen en lege gasvelden^{9,10}. Beide opties zijn uitgewerkt voor een ander scenario. Opslag in zoutcavernes is uitgewerkt voor het scenario Sterke Knopen Europese Sturing, met 10 TWh aan waterstofopslag. Opslag in bestaande gasopslagen en lege gasvelden is uitgewerkt voor het scenario Sterke Knopen Nationale Sturing met 47 TWh aan waterstofopslag. De effecten van beide opties zijn daarom niet direct vergelijkbaar. Daarom worden de resultaten genormaliseerd.

Opties

Bij deze structuurkeuze worden de twee opties vergeleken:

1. Een geografische spreiding van opslag in zoutcavernes in Groningen en Noord-Drenthe. Voor 10 TWh gaat dit om ongeveer 36 cavernes, verdeeld over ongeveer 5 clusters.
2. Opslag in beschikbare huidige gasopslagen en in lege gasvelden. Aangenomen is dat 45% van de benodigde opslagcapaciteit in de bestaande gasopslag Norg is, 40% in de bestaande gasopslagen in Noord-Holland, 5% in een leeg gasveld in Zuid-Holland en 5% in cavernes bij Zuidwending.

⁸ Dit zijn locaties die vanuit het Besluit algemene regels ruimtelijke ordening aangewezen zijn voor grootschalige elektriciteitscentrales.

⁹ Bij II3050, en dus ook bij deze Nederland Energieland-scenario's, is aangenomen dat waterstofopslag plaatsvindt in zoutcavernes, regionaal verdeeld volgens de verdeelsleutel: 2/3e Veendam, 1/3e over de grens in Duitsland bij Enschede. Het PEH gaat over ontwikkelrichtingen op Nederlands grondgebied. Hierdoor kan het PEH niet uitgaan van opslag in Duitsland in 2050. Deze optie wordt daarom niet expliciet uitgewerkt bij deze structuurkeuze.

¹⁰ Of opslag van waterstof in huidige gasopslagen en lege gasvelden mogelijk is moet nog onderzocht worden.

Huidige gasopslagen zijn op dit moment gevuld met aardgas. In de toekomst is dat mogelijk anders. In alle scenario's wordt onderscheid gemaakt tussen locaties voor opslag van waterstof en opslaglocaties voor methaan. De locaties die voor opslag van waterstof ingezet worden, zijn niet meer beschikbaar voor opslag van methaan. Opslag van methaan vindt plaats in de overige bestaande gasopslaglocaties. Het totale opslagvolume is hiervoor toereikend.

3.7 Toepassing kernenergie

Toelichting

Het scenario 'Zeere sterke knopen' is een additioneel PEH-scenario waarbij kernenergie een significant onderdeel uit maakt van de energiemix. Uit een eerste ruimtelijke analyse is gebleken dat er in de aange- wezen gebieden, zijnde Borssele/Sloegebied en de Maasvlakte, in totaliteit naar verwachting ruimte is voor vijf kerncentrales. In de analyse is uitgegaan van EPR-centrales van 1,65 GW, oftewel een totaal vermogen van 8,25 GW. Twee centrales worden geplaatst op de Maasvlakte en drie in Borssele/ Sloegebied. De Eemshaven is niet onderzocht als locatie, omdat de minister van EZK heeft aangegeven dat hier geen kerncentrales gerealiseerd zullen worden.

De kerncentrales worden must-run¹¹ ingezet, aangezien uit verschillende analyses van verschillende partijen en onszelf gebleken is dat dit (voor de investeerders) economisch de meest voordelige inzet is. De centrales leveren elektriciteit en worden niet ingezet voor waterstof- of warmteproductie. Bij deze structuurkeuze wordt gekeken naar de optie dat kerncentrales in de plaats komen van alle wind op land (inclusief bestaande windturbines) en een deel van de gascentrales¹². Deze opties worden uitgewerkt voor de scenario's Sterke Knopen Europese Sturing en Zeere Sterke Knopen Kernenergie. Beide scenario's zijn gebaseerd op het energetische scenario Europese Sturing.

Opties

Bij deze structuurkeuze worden twee opties vergeleken (Figuur 3.4):

1. Energiesysteem zonder kernenergie, waarbij alle elektriciteit geproduceerd wordt door hernieuwbare bronnen (wind, zon) en gascentrales. Deze optie komt overeen met het scenario Sterke Knopen Europese Sturing.
2. Energiesysteem waar naast hernieuwbare bronnen (wind, zon) en gascentrales ook een deel van de stroom wordt geproduceerd met kerncentrales. Er wordt 8,25 GW aan kerncentrales geplaatst. Deze kerncentrales komen in de plaats van een deel van de gascentrales en wind op land. Deze optie komt overeen met het scenario Zeere Sterke Knopen Kernenergie.

Relatie tot scenario

De toepassing van kernenergie wordt onderzocht bij het energetische scenario Europese Sturing. Op basis van gesprekken met experts is vastgesteld dat dit het meest logische scenario is voor toepassing van kernenergie vanwege het internationale karakter en vormgeving van de energiemix. Indien kernenergie toegepast wordt bij een scenario met meer hernieuwbare opwek, bijvoorbeeld van

¹¹ Dit betekent dat de centrale het hele jaar draait, ook wel base-load genoemd.

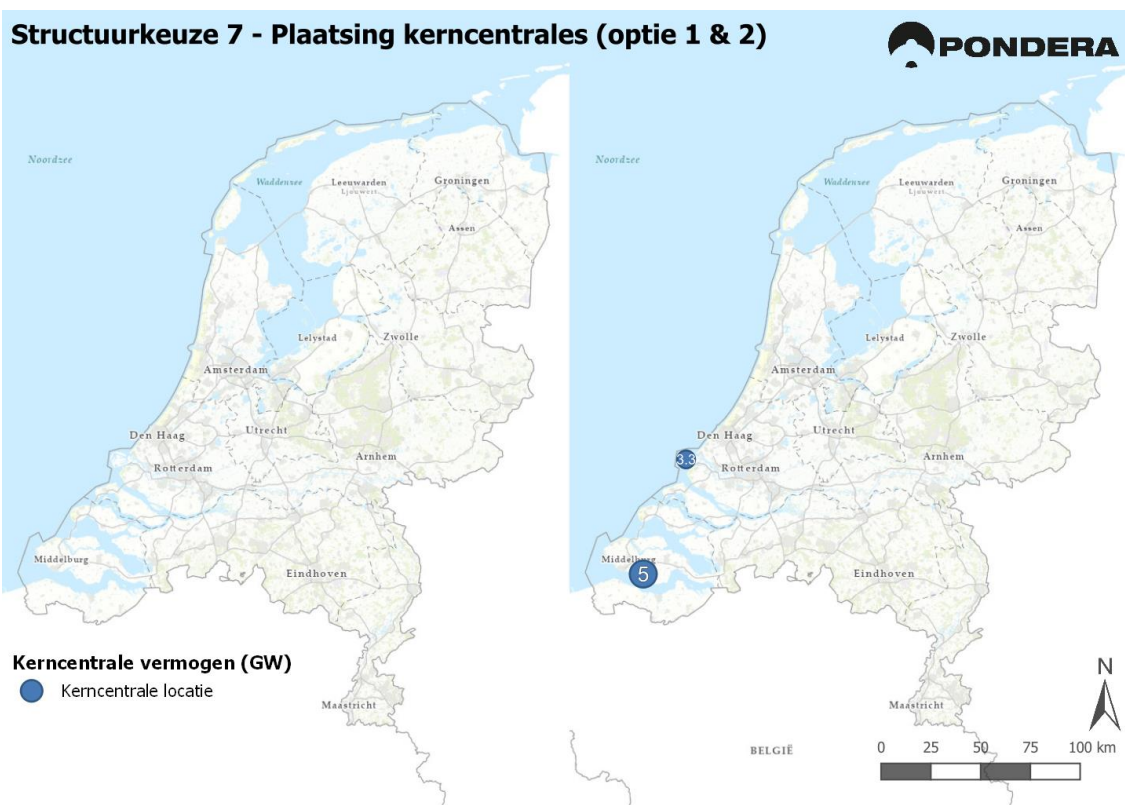
¹² Bij deze structuurkeuze wordt een extreme optie onderzocht waarbij kernenergie alle hernieuwbare opwek op land vervangt om zo de ruimtelijke effecten goed inzichtelijk te maken. Doel van deze exercitie is niet om de ideale rol van kernenergie in het energiesysteem te bepalen. Er zijn andere configuraties denkbaar, bijvoorbeeld waarbij kernenergie slechts een deel van de wind op land vervangt of waar kernenergie in de plaats komt van verdere toename van windenergie op zee. Voor het bepalen van de ideale configuratie (vanuit kosten, systeemefficiëntie, ruimtelijke impact) is verder onderzoek nodig.

windenergie op zee, kan minder van de geproduceerde elektriciteit van de kerncentrales direct gebruikt worden. In dat geval is kernenergie een financieel minder interessante optie.

In het scenario wordt aangenomen dat de kerncentrales vollast draaien. Op basis van gesprekken met experts is vastgesteld dat dit het meest aannemelijk is, aangezien het niet financieel rendabel is om kerncentrales in te zetten als regelbare eenheid. Als kerncentrales op een andere manier ingezet worden heeft dit ook effect op de resultaten. Als het als regelbare eenheid ingezet wordt, vervangt het alleen gascentrales en geen hernieuwbare opwek op land. Daarnaast hebben de kerncentrales dan een andere impact op de elektriciteitsinfrastructuur.

Voor de plaatsing van kerncentrales zijn nu alleen de locaties meegenomen die ruimtelijk zijn aangewezen door de Nederlandse overheid, namelijk in Borssele/Sloegebied en op de Maasvlakte. Vanuit netperspectief kan het interessant zijn om kerncentrales juist meer landinwaarts te plaatsen in bijvoorbeeld Limburg, aangezien bij Borssele/Sloegebied en de Maasvlakte ook al forse hoeveelheden windenergie op zee aanlanden. Hier is verder onderzoek voor nodig.

Figuur 3.4 - Vermogen kerncentrales per locatie



3.8 Binnenlandse productie synthetische brandstoffen of import

Toelichting

In 2050 is er naar verwachting een grote behoefte aan synthetische brandstoffen voor internationale lucht- en scheepvaart. Nederland kan ervoor kiezen om deze brandstoffen zelf te produceren of om ze te importeren. In de huidige situatie worden brandstoffen voor de internationale lucht- en scheepvaart in Nederlandse raffinaderijen geproduceerd uit geïmporteerde aardolie. Bij productie in Nederland wordt er uitgegaan van extra windenergie op zee om waterstof te produceren en om CO₂ af te vangen uit de lucht (DAC – Direct Air Capture).

Productie van synthetische brandstoffen in II3050: publieke keten vs. private keten

In II3050 zijn per scenario aannames gemaakt van de extra windenergie op zee die nodig is voor waterstofproductie en DAC. In de netdoorrekening is in eerste instantie de benodigde infrastructuur voor de productie van synthetische brandstoffen niet meegenomen, omdat uitgegaan wordt van volledig private infrastructuur. De aanname hierachter was dat een volledig private keten geen invloed zou hebben op de publieke infrastructuur en dus niet beschouwd hoeft te worden in de netdoorrekening.

Deze aanname lijkt onjuist. Windenergie op zee en de daaraan gekoppelde productie van waterstof en CO₂ kunnen volledig in private handen zijn, maar toch is een verbinding met de publieke infrastructuur nodig. De fabriek om de brandstof te produceren draait namelijk 24/7. Voor een constante toevoer van elektriciteit, waterstof en CO₂ is verbinding nodig met opslag- en back-up-voorzieningen.

De meest voor de hand liggende oplossing is om verbonden te zijn met de publieke netten, die deze functies verzorgen. In deze paragraaf wordt er dan ook uitgegaan van een (semi)publieke productieketen.

In geen van de scenario's is het mogelijk om het gehele nationale verbruik aan synthetische brandstoffen te produceren. In alle gevallen is het dus nodig om tenminste een gedeelte van het verbruik te importeren.

Opties

Om de Nederlandse behoefte aan brandstoffen voor internationaal transport te dekken, worden twee opties beschouwd:

1. 100% import uit het buitenland. Import van hernieuwbare kerosine en bunkerbrandstoffen voor scheepvaart uit het buitenland:
 - Import van kerosine in Rotterdam (1/3) en Amsterdam (2/3)¹³.
 - Import van bunkerbrandstoffen voor scheepvaart in Rotterdam.
 - Transport naar afnemers via bestaande infra (buisleiding, schip).
2. Zo veel mogelijk productie in Nederland, aangevuld met import. De productie in Nederland gebruikt groene waterstof en CO₂ geproduceerd met elektriciteit uit windenergie op zee (WoZ). De resterende behoefte wordt geïmporteerd:
 - 50/50-verdeling van DAC en productie synthetische brandstoffen tussen Maasvlakte en Eemshaven.
 - 80% van de elektriciteit uit WoZ wordt ingezet voor offshore waterstofproductie.
 - Aanlanding van waterstof in Eemshaven en Den Helder.
 - 20% van de elektriciteit uit WoZ wordt ingezet voor DAC.
 - Transport van synthetische brandstoffen naar vraagcentra:
 - vanaf Maasvlakte met bestaande buisleidingen voor kerosine en bunkerbrandstoffen;

¹³ Gebaseerd op de huidige buisleidingcapaciteit vanuit Rotterdam respectievelijk Amsterdam naar Schiphol.

- vanaf Eemshaven per schip naar Amsterdam (kerosine) en Rotterdam (bunkerbrandstoffen).
- Import van kerosine in Rotterdam (1/3) en Amsterdam (2/3).
- Import van bunkerbrandstoffen voor scheepvaart in Rotterdam.
- Transport naar afnemers via bestaande infra (buisleiding, schip).

Deze structuurkeuze wordt uitgewerkt voor het scenario Nationale Sturing, omdat de binnenlandse energieproductie en daarmee de potentiële binnenlandse productie van synthetische brandstoffen in dat scenario het grootst is. Hierbij optie 1 uitgewerkt is in het scenario Nederland Energieland Nationale Sturing en optie 2 in het scenario Sterke Knopen Nationale Sturing.

3.9 Faciliteren doorvoer grondstoffen naar buitenland

Toelichting

Nederland is een belangrijk doorvoerland voor energie en grondstoffen naar Duitsland en in mindere mate naar België. Nederland heeft een goede bereikbaarheid via zee en sterke infrastructuur. Er wordt ervan uitgegaan dat België zijn eigen energie en grondstoffen kan importeren via de havens van Antwerpen en Zeebrugge. Export van CO₂ naar Nederland is wel voorzien. De zeehavens van Duitsland liggen ongunstiger voor aanvoer vanuit het zuiden van de wereld. Duitsland heeft grote duurzaamheidsambities en kijkt voor een deel van haar energie- en grondstoffenvraag **naar** import. Nederland zou bovenop haar eigen behoefte extra energie en grondstoffen kunnen importeren om ze vervolgens door te voeren naar Duitsland.

Opties

Bij deze structuurkeuze worden twee opties bekeken:

1. Nederland importeert alleen grondstoffen die nodig zijn voor de binnenlandse productie.
2. Naast import voor eigen productie ook import en export die enkel bedoeld is voor doorvoer van en naar buitenland. Het gaat dan om import van hernieuwbare brandstoffen voor doorvoer naar het buitenland en import van buitenlandse CO₂ voor opslag onder de Noordzee.

Deze structuurkeuze wordt uitgewerkt voor het scenario Nederland Energieland Internationale Sturing, aangezien de doorvoer van grondstoffen naar het buitenland hier het beste bij past.

Voor de precieze invulling van doorvoer naar het buitenland (optie 2) is een eigen analyse gedaan op basis van openbare data met de volgende uitgangspunten:

- De ontwikkelingen bij de industrie in Duitsland lopen gelijk met de ontwikkelingen in Nederland (zelfde verhouding elektrificatie/CCS/waterstof).
- De energievraag in Duitsland is geschaald met relevante parameters, bijv. aantal auto's, aantal woningen, raffinagecapaciteit en vermogen aan gasgestookte centrales.
- Er wordt gekeken naar de regio's van Duitsland die vlakbij Nederland liggen en waarvoor import vanuit Nederland aannemelijk is:
 - Nordrhein-Westfalen;
 - Rheinland-Pfalz;
 - Saarland;
 - Hessen.
- Er wordt aangenomen dat 50% van de Duitse behoefte aan waterstof(dragers) in deze regio's aangevoerd wordt vanuit Nederland.

- Naast waterstofleidingen worden ook de leidingen van de Delta Rhine Corridor meegenomen:
 - export van lpg en propeen;
 - import van CO₂ voor opslag onder de Noordzee;
 - de volumes van lpg en propeen zijn gebaseerd op de analyse van de Delta Rhine Corridor (Buck Consultants International, 2020), de volumes voor CO₂ op de verkenning van Royal Haskoning DHV (bron niet openbaar).
- Alle moleculen die worden geïmporteerd in Rotterdam en via buisleidingen doorgevoerd naar Duitsland langs het tracé van de Delta Rhine Corridor.
- Import van CO₂ uit België wordt meegenomen. Hiervoor wordt een leiding aangelegd tussen Antwerpen en Rotterdam door de leidingstraat van LSned.
- Er wordt aangenomen dat de waterstof wordt geïmporteerd als ammoniak en in Rotterdam wordt omgezet in waterstof.

Tabel 3.2 - Overzicht import/exportvolumes

Molecuul	Volume		Oorsprong/bestemming	Bron
	2030 (kton/j)	2050 (kton/j)		
Waterstof	410	2.300	Export naar Duitsland	Analyse CE
Ammoniak	800	970		Analyse CE ¹⁴
Methanol	540	660		Analyse CE
Kerosine	120	2.300		Analyse CE
LPG	2.600	2.600		Delta Rhine Corridor
Propeen	1.400	1.400		Delta Rhine Corridor
CO ₂	13.000	19.500		
-Vanuit Duitsland	3.500	4.000	Import vanuit Duitsland	Delta Rhine Corridor
	0	10.000		RHDHV
-Vanuit België	9.500	9.500	Import vanuit België	RHDHV

3.10 Geothermie of restwarmte?

Toelichting

Warmtenetten zullen een groot deel van de Nederlandse gebouwvoorraad verwarmen. In de scenario's die gehanteerd worden zal in 2050 15 tot 45% van de huishoudens en gebouwen aansluiten op een warmtenet. Vergelijkbare cijfers komen terug in het Klimaatakkoord: van de extra 1,5 miljoen woningen die voor 2030 van het aardgas afgaan, wordt de helft ingevuld met warmtenetten. Hedendaagse warmtenetten worden gevoed door warmte afkomstig uit fossiele energie. De zoektocht naar duurzamere warmtebronnen voor grote zowel bestaande als nieuwe warmtenetten leidt tot interesse in grootschalige nationale warmtebronnen zoals geothermie en restwarmte uit havens en industrieclusters¹⁵. Om deze grootschalige warmtebronnen te ontsluiten is warmtetransport naar de stedelijke omgeving nodig.

Bij deze structuurkeuze wordt gekeken naar verschillende type warmtebronnen die gebruikt kunnen worden voor het voeden van de warmtenetten. De belangrijkste opties voor grootschalige warmtebronnen zijn restwarmte en geothermie. Voor het transport van warmte van de bron naar afnemers is boven-regionaal warmtetransport nodig.

¹⁴ Excl. levering aan Chemelot. Vervanging van de gehele productie van Chemelot zou maximaal 1,5 Mton/j aan de vraag toevoegen, maar zou het aantal buisleidingen niet verhogen.

¹⁵ Het is de verwachting dat de beschikbaarheid van restwarmte in havens en industrieclusters afneemt door verduurzaming, maar ook in een klimaatneutraal energiesysteem is naar verwachting restwarmte beschikbaar.

Opties

Bij deze structuurkeuze worden twee opties bekeken:

1. Focus op geothermie. De concentratie van vraag naar warmte (in steden) en het aanbod van warmte uit geothermie liggen niet altijd bij elkaar in de buurt, waardoor transportbehoefte ontstaat. Deze optie is uitgewerkt in het scenario Nederland Energieland Nationale Sturing.
2. Focus op restwarmte. De belangrijkste warmtebron hier is restwarmte van de industrie. Het gaat nadrukkelijk om het ontsluiten van grote bronnen, van waaruit warmte getransporteerd wordt naar een geconcentreerde warmtevraag. Waar de restwarmte en de vraag naar warmte niet dicht bij elkaar liggen, ontstaat een transportbehoefte. Deze optie is uitgewerkt in het scenario Nederland Energieland Europese Sturing en aangevuld met recente ontwikkelingen met bestaande plannen en ideeën voor bovenregionaal warmtetransport. De aanvulling van bestaande plannen en ideeën bestaat uit:
 - o Een warmteleiding tussen Moerdijk en Breda. Deze sluit een restwarmtebron aan op het bestaande Amernet. Moerdijk kan een belangrijke bron van restwarmte leveren.¹⁶
 - o Een warmteleiding tussen Chemelot en Maastricht. Chemelot kan een belangrijke bron van restwarmte leveren om in de vraag naar warmte van Maastricht te voorzien. Het gaat om een uitbreiding van het bestaande warmtenet in Maastricht.

3.11 Maximale elektrificatie

Toelichting

In het toekomstige energiesysteem zullen alle belangrijke hernieuwbare energiedragers (elektriciteit, waterstof, groengas, verscheidene warmtebronnen) een rol krijgen, maar de verhouding tussen deze energiedragers is nog niet uitgekristalliseerd. Bij deze systeemontwikkeling wordt gekeken naar de situatie waar ingezet wordt op maximale elektrificatie.

Deze situatie komt overeen met het scenario Nederland Energieland Nationale Sturing. In dit scenario vindt sterke elektrificatie plaats in alle verbruikssectoren, meer dan in de andere scenario's. Dit scenario kun je vergelijken met scenario's waar ingezet wordt op andere energiedragers om de effecten van de verschillende keuzes te kunnen afwegen. De totale energievraag is in het scenario Nationale Sturing echter een stuk lager dan de scenario's waarin minder ingezet wordt op elektrificatie (Europese Sturing en Internationale Sturing), aangezien in die scenario's groei van de industrie aangenomen wordt (36% groei tegenover gelijke grootte industrie bij Nationale Sturing). Dit heeft als consequentie dat de totale elektriciteitsvraag in deze scenario's hoger ligt dan in het scenario Nationale Sturing, waar de focus ligt op maximale elektrificatie. Daarnaast verschillen de scenario's veel in opwek van elektriciteit; bij Nationale Sturing is er meer opwek van wind en zon, bij Europese Sturing en Internationale Sturing is er meer opwek van regelbare centrales.

Opties

Omdat de verschillende scenario's niet direct vergelijkbaar zijn (verschil totale energievraag, verschil in opwek) is het niet mogelijk om de effecten van maximale elektrificatie kwantitatief in te schatten. Hiervoor is onvoldoende data beschikbaar. In plaats daarvan worden de mogelijke effecten kwalitatief besproken.

¹⁶ Plannen en ambities voor regionale netten, zoals bijvoorbeeld Heusden – Hedikhuizen; Bergen op Zoom of Roosendaal zijn geen onderdeel van PEH.

3.12 Maximaal gebruik waterstof

Toelichting

In het toekomstige energiesysteem zullen alle belangrijke hernieuwbare energiedragers (elektriciteit, waterstof, groengas, verscheidene warmtebronnen) een rol krijgen, maar de verhouding tussen deze energiedragers is nog niet uitgekristalliseerd. Bij deze systeemontwikkeling wordt gekeken naar de situatie waar ingezet wordt op maximaal gebruik van waterstof.

Deze situatie komt overeen met het scenario Nederland Energieland Internationale Sturing. In dit scenario wordt veel gebruikgemaakt van waterstof in de verschillende verbruikssectoren, meer dan in de andere scenario's. Dit scenario kun je vergelijken met scenario's waar ingezet wordt op andere energiedragers om de effecten van de verschillende keuzes te kunnen afwegen. De totale energievraag is in het scenario Internationale Sturing echter een stuk hoger dan in de scenario's waarin meer wordt ingezet op elektrificatie (Regionale Sturing en Nationale Sturing). Dit komt doordat de scenario's ook verschillen op andere punten. Het belangrijkste verschil is dat in het scenario Internationale Sturing 36% groei van de industrie aangenomen wordt en in de scenario's Nationale Sturing en Regionale Sturing niet. Het is daardoor niet te achterhalen welke effecten veroorzaakt worden door de keuze voor waterstof en welke effecten komen door de algehele hoge energievraag ten opzichte van de andere scenario's.

Opties

Omdat de verschillende scenario's niet direct vergelijkbaar zijn (met name verschil totale energievraag), is het niet mogelijk om de effecten van maximaal gebruik van waterstof kwantitatief in te schatten. Hiervoor is onvoldoende data beschikbaar. In plaats daarvan worden de mogelijke effecten kwalitatief besproken.

3.13 Gebruik groengas/methaan

Toelichting

In het toekomstige energiesysteem zullen alle belangrijke hernieuwbare energiedragers (elektriciteit, waterstof, groengas, verscheidene warmtebronnen) een rol krijgen, maar de verhouding tussen deze energiedragers is nog niet uitgekristalliseerd. Bij deze systeemontwikkeling wordt gekeken naar de situatie waar inzet van groengas/methaan een grote rol speelt.

Het scenario Nederland Energieland Europese sturing zet maximaal in op het gebruik van groengas/methaan, samen met een forse groei van de industrie (36% groei ten opzichte van de huidige omvang). De insteek van dit scenario is een inzet op hernieuwbare gassen, en een laag aanbod van hernieuwbare elektriciteit. Hierbij wordt uitgegaan van een flinke inzet van groengas in de gebouwde omgeving (38 TWh), en in de industrie (80 TWh). Tegelijkertijd is in dit scenario een grote rol voor waterstof, middels import van waterstof (61 TWh), maar voor de invulling van de energievraag in overige sectoren hadden ook andere keuzes gemaakt kunnen worden. Het is dan ook niet mogelijk om het effect van inzet op groengas/methaan afzonderlijk te analyseren aan de hand van dit scenario.

Opties

Omdat de verschillende scenario's niet direct vergelijkbaar zijn (met name verschil totale energievraag), is het niet mogelijk om de effecten van het gebruik van groengas kwantitatief in te schatten. Hiervoor is onvoldoende data beschikbaar. In plaats daarvan worden de mogelijke effecten kwalitatief besproken.

4 Effecten structuurkeuzes en systeemontwikkelingen op energie-infrastructuur

In dit hoofdstuk worden de effecten beschreven die een optie binnen een structuurkeuze en systeemontwikkeling heeft op de voor die structuurkeuze of systeemontwikkeling relevante infrastructuur. De effecten op energie-infrastructuur voor productie, transport en opslag van energie worden beschouwd. Dit wordt gedaan voor elektriciteit, gassen, overige buisleidingen en warmte. Er wordt alleen gekeken naar technische effecten. Deze resultaten worden gebruikt voor de beoordelingen op de thema's Systeem-efficiëntie (Bijlage IX), Milieu & Ruimte (Bijlage XI) en Welvaart (Bijlage XII).

Voor de knelpunten die optreden in de infrastructuur worden oplossingsrichtingen bepaald. Deze worden gebaseerd op stelregels die in samenspraak met de netbeheerders bepaald zijn. Deze zijn te vinden zijn in bijlage A en B.

4.1 Diepe aanlanding windenergie op zee

In deze paragraaf wordt gekeken naar de effecten van diepe aanlanding van windenergie op zee op locaties van productie en opslag en op elektriciteitsinfrastructuur. Deze structuurkeuze is uitgewerkt voor het scenario Nationale Sturing.

Productie (+ import)

De twee opties binnen deze structuurkeuze verschillen alleen in de aanlandingslocaties van windenergie op zee, niet in omvang van de productie. Mogelijk heeft het wijzigen wel effect op de locaties van windparken op zee, maar aangezien het PEH alleen kijkt naar opweklocaties op land valt dit buiten de scope van het onderzoek.

Daarnaast veranderen de productielocaties van waterstof middels elektrolyse, aangezien deze in dit scenario gekoppeld zijn aan de locaties waar overschotten van elektriciteit plaatsvinden¹⁷. Dit zijn bij uitstek de aanlandingslocaties van windenergie op zee, aangezien hier grote hoeveelheden elektriciteit aanlanden. Het totale opgestelde vermogen aan elektrolyzers wijzigt niet aangezien beide opties energetisch identiek zijn.

Tabel 4.1 geeft een overzicht van de opgestelde vermogens aan elektrolyzers op relevante locaties voor beide opties. Er wordt met een range gewerkt aangezien er verschillende mogelijkheden zijn om elektrolyzers te plaatsen.

Tabel 4.1 - Effecten op productielocaties

Type opwek	Locatie	Optie 1: aanlanding aan kust	Optie 2: diepe aanlanding	Eenheid
Elektrolyse	Middenmeer/ Den Helder	9.000-14.600	5.600-9.000	MW
	Diemen	0-0	3.500-5.600	MW
	Maasvlakte	10.500-17.000	7.100-11.400	MW
	Maasbracht	0-0	3.500-5.600	MW

¹⁷ Het is ook mogelijk om elektrolyzers te plaatsen nabij de locaties met waterstofvraag in plaats van locaties met grote beschikbaarheid van elektriciteit (meer hierover in paragraaf 4.4). In dat geval heeft het wijzigen van de aanlandingslocatie geen effect op de locaties van de elektrolyzers.

Tabel 4.2 geldt alleen als elektrolyzers bij productielocaties van elektriciteit geplaatst worden. Indien elektrolyzers op vraaglocaties van waterstof geplaatst worden krijg je een andere verdeling, die voor beide opties gelijk is aangezien er niets verandert aan de vraagzijde.

Opslag

De structuurkeuze heeft geen impact op de totale behoefte aan elektriciteitsopslag aangezien de opties energetisch niet verschillen. Wel zit er verschil in de locaties waar elektriciteitsopslag noodzakelijk is. Er zijn forse hoeveelheden batterijen nodig bij aanlandingslocaties van windenergie op zee. Doordat deze aanlandingslocaties verschillen tussen de opties, zijn er ook verschillen tussen de locaties van de batterijen. Tabel 4.2 geeft een overzicht van de benodigde hoeveelheid batterijen voor de relevante aanlandingslocaties.

Tabel 4.2 - Effecten op opslag, uitgesplitst naar locatie

Type conversie/opslag	Locatie	Optie 1: aanlanding aan kust	Optie 2: diepe aanlanding	Eenheid
Batterijen	Middenmeer/Den Helder	6.000	4.000	MW
	Diemen	0	2.000	MW
	Maasvlakte	7.000	5.000	MW
	Maasbracht	0	3.000	MW

Deze structuurkeuze heeft geen effect op de opslag van waterstof, aangezien de omvang van de productie van waterstof niet verandert. Deze structuurkeuze heeft ook geen effect op de locaties van opslag, deze keuzes worden los van elkaar gemaakt.

Elektriciteitsinfrastructuur

In het kort gaat het bij deze structuurkeuze om de afweging tussen twee opties om windstroom vanaf de kust naar het binnenland te transporteren, enerzijds via het reguliere hoogspanningsnet of anderzijds via dedicated HVDC-kabels die direct naar een hoogspanningsstation in het binnenland lopen. Bij de eerste optie zal de belasting op het reguliere hoogspanningsnet zwaarder zijn en zullen hier meer uitbreidingen nodig zijn. Bij de tweede optie zijn minder verzwaren in het reguliere hoogspanningsnet nodig, maar zijn compleet nieuwe componenten nodig.

Tabel 4.3 geeft een overzicht van de effecten op individuele componenten van de elektriciteitsinfrastructuur. Er worden alleen componenten meegenomen die beïnvloed worden door de twee opties binnen deze structuurkeuze en waar bij minimaal één van de twee opties een knelpunt plaatsvindt. In de kolom classificatie wordt de oplossingsrichting aangegeven, gebaseerd op de stelregels die opgesteld zijn in samenspraak met de netbeheerders (zie bijlage A).

Energy not transported (ENT)

Om de ernst van de knelpunten te bepalen wordt de graadmeter Energy Not Transported (ENT) gehanteerd. Dat is de totale hoeveelheid energie die op jaarbasis niet getransporteerd kan worden door een bepaalde asset. Deze graadmeter is een combinatie van de ernst (MW overschrijding) en de duur (aantal uur) van knelpunten. TenneT gebruikt deze graadmeter om een afweging te maken tussen redispatch¹⁸ en investeren in nieuwe infrastructuur. In bijlage A staan de stelregels hiervoor.

¹⁸ Bij redispatch betaalt TenneT afnemers of producenten van elektriciteit om hun productie of afname te verminderen of juist toe te laten nemen zodat minder transport nodig is op een verbinding waar een knelpunt dreigt op te treden. Als er slechts op enkele momenten in het jaar knelpunten optreden op een bepaalde verbinding is dit goedkoper dan het aanleggen van nieuwe infrastructuur.

Er wordt aangenomen dat de geleiders van alle 380kV-verbindingen opgewaardeerd zijn naar 4kA. Hierdoor hebben de verbindingen meer transportcapaciteit. Bij het oplossen van een knelpunt is het opwaarderen van de geleider de eerste stap aangezien dit geen ruimtelijke implicaties heeft. TenneT verwacht dat ze op den duur de geleiders van bijna het complete 380kV-net opwaarderen naar 4kA.

Tabel 4.3 - Effecten op individuele componenten energie-infra

Component	Type	Optie 1: aanlanding aan kust		Optie 2: aanlanding gedeeltelijk in binnenland	
		ENT	Oplossing	ENT	Oplossing
		TWh		TWh	
Middenmeer-Beverwijk	380kV-tracé	10,4	Nieuwe infra	0,6	Nieuwe infra
Beverwijk-Oostzaan		5,4	Nieuwe infra	0,2	Redispatch
Beverwijk-Vijfhuizen		1,8	Nieuwe infra	2,1	Nieuwe infra
Oostzaan-Diemen		4,5	Nieuwe infra	0,0	Redispatch
Diemen-Breukelen Kortrijk		0,0	Redispatch	0,0	Redispatch
Maasvlakte-Simonshaven		3,0	Nieuwe infra	0,0	Redispatch
Simonshaven-Crayestein		0,9	Nieuwe infra	0,0	Redispatch
Crayestein-Krimpen		0,8	Nieuwe infra	0,0	Redispatch
Krimpen-Bleiswijk		0,9	Nieuwe infra	0,0	Redispatch
Krimpen-Geertruidenberg		1,9	Nieuwe infra	0,0	Redispatch
Geertruidenberg-Tilburg		0,8	Nieuwe infra	0,0	Redispatch
Tilburg-Eindhoven		1,5	Nieuwe infra	0,1	Redispatch
Eindhoven-Maasbracht ¹⁹		2,9	Nieuwe infra	0,4	Redispatch
HVDC-kabel Middenmeer-Diemen	HVDC	n.v.t.	Niet nodig	n.v.t.	Nieuw 3 x 2 GW-kabel
HVDC-kabel Maasvlakte-Maasbracht			Niet nodig		Nieuw 3 x 2 GW-kabel
Converterstation Diemen			Niet nodig		Nieuw converterstation
Converterstation Maasbracht			Niet nodig		Nieuw converterstation

De tabel laat zien dat veel knelpunten op het 380kV-net in Noord-Holland en tussen de Maasvlakte en Maasbracht verminderd worden door diepe aanlanding. Voor de meeste tracés geldt dat door diepe aanlanding geen verzwaring meer noodzakelijk is en dat deze opgelost kunnen worden met redispatch. Hiertegenover staat uiteraard wel dat er nieuwe HVDC-infrastructuur noodzakelijk is voor het faciliteren van diepe aanlanding.

Relatie tot scenario

Diepe aanlanding wordt met name een interessante optie als gekozen wordt voor het aanlanden van grote hoeveelheden windenergie op zee. Daarom is besloten om deze structuurkeuze te bekijken bij het scenario Nationale Sturing, waarin 52 GW elektrisch aanlandt.

Bij elektrische aanlanding van rond de 30 GW aan windstroom, zoals in de andere scenario's, ligt diepe aanlanding minder voor de hand. In dat geval is de transportcapaciteit van het 380kV-net grotendeels

¹⁹ De nieuwe 380kV-verbinding Eindhoven-Maasbracht bij optie 1 is ondertussen al opgenomen in het nieuwe Investeringsplan van TenneT, het IP2022.

voldoende om de windstroom af te voeren naar het binnenland, indien slimme keuzes worden gemaakt met betrekking tot de aanlandingslocaties (meer hierover bij structuurkeuze 2). In dat geval ligt het aanleggen van extra infrastructuur voor diepe aanlanding, in de vorm van HVDC-kabels, dus niet voor de hand. Dit betekent dat de structuurkeuze diepe aanlanding in beeld komt wanneer gekozen wordt voor ruim meer dan 30 GW elektrische aanlanding.

Een kanttekening dient geplaatst te worden bij de keuze voor het scenario Nationale Sturing. In dit scenario is namelijk aangenomen is dat het grootste volume aan windstroom aanlandt in Noord- en Zuid-Holland, terwijl dit vanuit netperspectief vermoedelijk niet het meest efficiënt (meer hierover bij structuurkeuze 2). Dit betekent dat een deel van de knelpunten die optreden bij optie 1 vermoedelijk voorkomen kunnen worden door een slimmere verdeling over de aanlandingspunten en dat diepe aanlanding er daardoor in de analyse gunstiger uitkomt. Het is bij dusdanig grote volumes aan windstroom die aanlanden aannemelijk dat er ook bij een slimmere verdeling over de aanlandingspunten knelpunten op het 380kV-net ontstaan door het transport van windstroom naar het binnenland. En dat diepe aanlanding in deze gevallen alsnog een interessante optie kan zijn en dat de rode lijnen in de analyses nog steeds geldig zijn. Maar om hier definitief uitsluitsel over te geven is het noodzakelijk om ook diepe aanlanding te onderzoeken in combinatie met een andere verdeling over aanlandingslocaties.

De aanlanding van windenergie op zee heeft geen effect op de belasting op de 150kV- infrastructuur en de 380/150kV-transformatoren. Dit komt door de pocketstructuur die voorzien wordt voor het 150kV-net^{20, 21}. Bij een pocketstructuur wordt de belasting van de 150kV-tracés binnen de pockets alleen bepaald door vraag en aanbod binnen de pockets zelf. Hetzelfde geldt voor de transformatoren waarmee deze transformatoren verbonden zijn met het 380kV-net. Vraag en aanbod binnen de pockets veranderen niet door andere aanlandingslocaties van windenergie op zee, dus ook de belasting op het 150kV-net en de transformatoren niet.

Onzekerheden effecten elektriciteitsinfrastructuur

Voor deze studie heeft TenneT een beperkte knelpuntenanalyse gedaan, waarin alleen het Nederlandse hoogspanningsnetwerk is gemodelleerd. Import en export met de omliggende landen (bijvoorbeeld Duitsland) is in deze studie naar rato verdeeld over de capaciteit van de interconnectoren met het desbetreffende land, terwijl in realiteit de elektriciteit (enigszins gechargeerd) de weg kiest van de minste weerstand tussen opwek en vraag. Een diepere aanlanding richting Maasbracht (en hiermee een grote verandering in de locatie van de opwek), dat met interconnectoren zowel met België als Duitsland is verbonden, heeft daarom een grote invloed op de stroomrichting van het Europese elektriciteitsnetwerk. De impact van significante hoeveelheden diepere aanlanding kan daarom slecht worden ingeschat met het gebruikte Nederlandse model en zou in meer detail verder moeten worden onderzocht.

²⁰ In hun visie op het toekomstige hoogspanningsnet voorziet TenneT dat ze de 110kV- en 150kV-netten opsplitsen in kleine deelnetjes, die elk verbonden zijn met één 380kV- of 220kV-station. Op deze manier is er minder transport via de lagere spanningsniveaus noodzakelijk doordat de stroom snel afgevoerd kan worden naar het 380kV- of 220kV-net. Dit noemen ze een pocketstructuur.

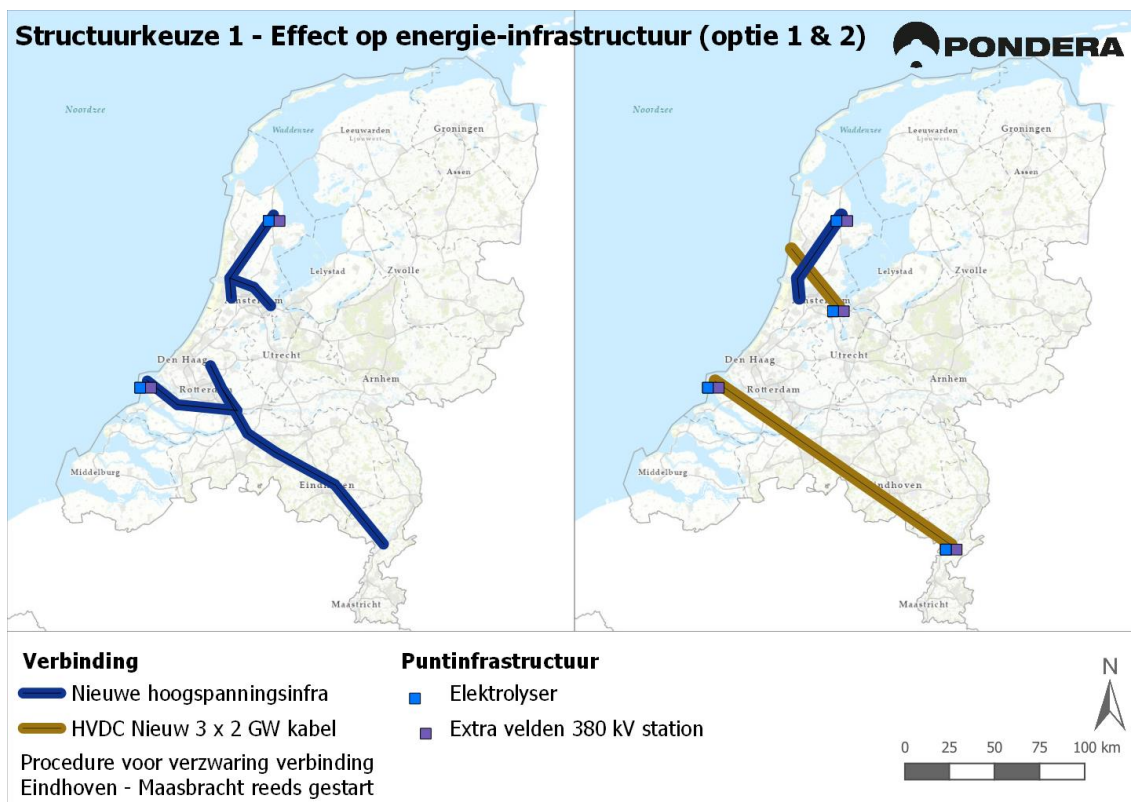
²¹ In de kop van Noord-Holland en de regio Rotterdam zijn nog geen pockets meegenomen in de modellering omdat het nog onduidelijk is hoe deze pockets eruit gaan zien. Maar het is wel de verwachting dat er een pocketstructuur komt.

Naast bovenstaande infrastructuurcomponenten zijn er ook extra velden nodig voor het aansluiten van windenergie op zee op het 380kV-net. Daarnaast zijn er velden nodig voor het aansluiten van de elektrolyzers en batterijen bij de aanlandingslocaties. De locaties voor de benodigde velden verschillen aangezien de locaties van aanlanding ook verschillen. Er is geen significant verschil tussen het totaal aantal velden dat nodig is voor het aansluiten van vraag en productie op het 380kV-net. Tabel 4.4 geeft een overzicht van de benodigde velden per relevante aanlandingslocatie.

Tabel 4.4 - Extra velden 380kV-stations

Locatie	Optie 1: aanlanding aan kust	Optie 2: aanlanding gedeeltelijk in binnenland
Maasbracht	Geen	6 voor WoZ, 3 voor batterijen, 4 tot 6 voor elektrolyzers
Maasvlakte	13 voor WoZ, 7 voor batterijen, 11 tot 17 voor elektrolyzers	6 voor WoZ, 5 voor batterijen, 7 tot 12 voor elektrolyzers
Diemen	Geen	6 voor WoZ, 2 voor batterijen, 4 tot 6 voor elektrolyzers
Middenmeer/Den Helder	16 voor WoZ, 6 voor batterijen, 9 tot 15 voor elektrolyzers	10 voor WoZ, 9 voor batterijen, 6 tot 9 voor elektrolyzers

Figuur 4.1 - Overzicht effecten alternatieven op energie-infrastructuur²²



Tabel 4.3 en Figuur 4.3 tonen het effect van de twee opties binnen deze structuurkeuze op individuele componenten van de energie-infrastructuur. Tabel 4.5 geeft het totaaloverzicht aan verzwaringen van

²² De nieuwe 380kV-verbinding Eindhoven-Maasbracht bij optie 1 is ondertussen al opgenomen in het nieuwe Investeringsplan van TenneT, het IP2022.

infrastructuur voor beide opties. Bij nieuwe verbindingen, zowel bij 380kV-tracés als bij HVDC-kabels, is er voor het bepalen van de lengte aan nieuwe verbindingen uitgegaan van nieuwe tracés naast de bestaande tracés.

Tabel 4.5 - Totaaloverzicht verzwaring infra

Component	Optie 1: aanlanding aan kust	Optie 2: aanlanding gedeeltelijk in binnenland	Eenheid	Opmerking
380kV-verbindingentracé ²³	338	59	Km	
380kV-verbindingencircuits	676	118	Km	Aanname 2 circuits bij uitbreiding
HVDC-kabeltracé	0	259	Km	Aanname parallel aan huidige 380 kV infra
HVDC-kabels	0	777	Km	Per tracé 3 kabels
Redispatch	0,01	0,70	TWh	
380kV-velden	62-74	63-75	Aantal velden	Inclusief velden voor elektrolyzers en opslag

Regionale netten (middenspanning en laagspanning)

Deze structuurkeuze heeft geen significante impact op de regionale elektriciteitsnetten.

Waterstofinfrastructuur

De locatie van aanlanding van windenergie op zee kan effect hebben op de waterstofinfrastructuur indien elektrolyzers geplaatst worden bij aanlandingslocaties. Bij de structuurkeuze *Locaties clusters van elektrolyzers* (paragraaf 4.4) wordt ingegaan op de effecten van elektrolyzers bij aanlandingslocaties op de waterstofinfrastructuur.

4.2 Aanlanding windenergie op zee aan de kust

In deze paragraaf wordt gekeken naar de effecten van verschillende verdeling van aanlanding van windenergie op zee over locaties aan de kust op locaties van productie en opslag en op elektriciteitsinfrastructuur. Deze structuurkeuze is uitgewerkt voor het scenario Europese Sturing.

Productie (+ import)

De opties binnen deze structuurkeuze verschillen alleen in de aanlandingslocaties van windenergie op zee, niet in omvang van de productie. Mogelijk leiden de andere aanlandingslocaties wel tot andere opweklocaties op zee, maar aangezien het PEH alleen kijkt naar opweklocaties op land valt dit buiten de scope van het onderzoek.

Daarnaast veranderen de productielocaties van waterstof middels elektrolyse als de locaties van elektrolyzers gekoppeld zijn aan de aanlandingslocaties van windenergie op zee²⁴. Dit zijn bij uitstek de aan-

²³ Gebaseerd op nieuwe tracés parallel aan bestaande tracés.

²⁴ Het is ook mogelijk om elektrolyzers te plaatsen nabij de locaties met waterstofvraag in plaats van locaties met grote beschikbaarheid van elektriciteit. In dat geval heeft het wijzigen van de aanlandingslocatie geen effect op de locaties van de elektrolyzers.

landingslocaties van windenergie op zee, aangezien hier grote hoeveelheden elektriciteit aanlanden. Het totale opgestelde vermogen aan elektrolyzers wijzigt niet aangezien beide opties energetisch identiek zijn.

Tabel 4.6 geeft een overzicht van de opgestelde vermogens aan elektrolyzers op relevante locaties voor beide opties. Er wordt met een range gewerkt aangezien er verschillende mogelijkheden zijn om elektrolyzers te plaatsen.

De onderstaande tabel geldt alleen als elektrolyzers bij productielocaties van elektriciteit geplaatst worden. Indien elektrolyzers op vraaglocaties van waterstof geplaatst worden krijg je een andere verdeling, die voor beide opties gelijk is aangezien er niets verandert aan de vraagzijde.

Tabel 4.6 - Effecten op productielocaties

Type opwek	Locatie	Optie 1: aanlanding bij vraag	Optie 2: aanlanding op basis beschikbare capaciteit	Eenheid
Elektrolyse	Middenmeer/ Den Helder	3.300-5.800	700-1.300	MW
	Maasvlakte	3.900-6.700	2.800-4.800	MW
	Eemshaven	1.700-2.900	3.700-6.400	MW
	Borssele/Sloegebied/ Terneuzen	1.100-1.900	2.800-4.800	MW
	Beverwijk	1.100-1.900	1.100-1.900	MW

Opslag

De structuurkeuze heeft geen impact op de totale behoefte aan elektriciteitsopslag aangezien de opties energetisch niet verschillen. Wel zit er verschil in de locaties waar elektriciteitsopslag noodzakelijk is. Er zijn forse hoeveelheden batterijen nodig bij aanlandingslocaties van windenergie op zee. Doordat deze aanlandingslocaties verschillen tussen de opties, zijn er ook verschillen tussen de locaties van de batterijen. Tabel 4.7 geeft een overzicht van de benodigde hoeveelheid batterijen voor de relevante aanlandingslocaties.

Tabel 4.7 - Effecten op opslag, uitgesplitst naar locatie

Type opslag	Locatie	Optie 1: aanlanding bij vraag	Optie 2: aanlanding op basis beschikbare capaciteit infra	Eenheid
Batterijen	Middenmeer/ Den Helder	4.000	1.000	MW
	Maasvlakte	5.000	3.000	MW
	Eemshaven	2.000	4.000	
	Borssele/Sloegebied/ Terneuzen	1.000	3.000	MW
	Beverwijk	1.000	1.000	MW

Deze structuurkeuze heeft geen effect op de opslag van waterstof, aangezien de omvang van de productie van waterstof niet verandert. Deze structuurkeuze heeft ook geen effect op de locaties van opslag, deze keuzes worden los van elkaar gemaakt.

Elektriciteitsinfrastructuur

Tabel 4.8 geeft een overzicht van de effecten op individuele componenten van de energie-infrastructuur. De effecten op de elektriciteitsinfrastructuur worden uitgedrukt in ENT, wat overeenkomt met de totale

hoeveelheid energie die op jaarbasis niet getransporteerd kan worden (zie bijlage A voor verdere toelichting). Er worden alleen componenten meegenomen die beïnvloed worden door de twee opties binnen deze structuurkeuze en waar bij minimaal één van de twee opties een knelpunt plaatsvindt. In de kolom classificatie wordt de oplossingsrichting aangegeven, gebaseerd op de stelregels die zijn opgesteld in samenspraak met de netbeheerders (zie bijlage A).

Tabel 4.8 - Effecten individuele componenten infrastructuur

Component	Type	Optie 1: aanlanding bij vraag		Optie 2: aanlanding op basis beschikbare capaciteit infra	
		ENT	Oplossing	ENT	Oplossing
		TWh		TWh	
Eemshaven-Eemshaven Oudeschip ²⁵	380kV-tracé	0,0	Redispatch	2,8	Nieuwe infra
Middenmeer-Beverwijk		6,2	Nieuwe infra	0,0	Geen knelpunt
Beverwijk-Oostzaan		2,5	Nieuwe infra	0,0	Redispatch
Beverwijk-Vijfhuizen		0,6	Nieuwe infra	0,1	Redispatch
Oostzaan-Diemen		1,7	Nieuwe infra	0,0	Geen knelpunt
Maasvlakte-Simonshaven		2,0	Nieuwe infra	0,1	Redispatch
Simonshaven-Crayestein		0,5	Nieuwe infra	0,0	Redispatch
Maasvlakte-Westerlee		0,2	Redispatch	0,0	Redispatch
Westerlee-Wateringen		0,1	Redispatch	0,0	Redispatch
Wateringen-Bleiswijk		0,0	Redispatch	0,0	Redispatch
Bleiswijk-Krimpen aan den IJssel		0,1	Redispatch	0,0	Geen knelpunt
Geertruidenberg-Krimpen aan den IJssel		0,2	Redispatch	0,0	Geen knelpunt
Crayestein-Krimpen aan den IJssel		0,3	Redispatch	0,0	Redispatch
Kijkuit-Geertruidenberg		0,0	Geen knelpunt	0,0	Redispatch
Eemshaven-Robbenplaat ²⁶	220kV-tracé	0,0	Geen knelpunt	1,5	Nieuwe infra
Robbenplaat-Weiwerd		0,0	Geen knelpunt	1,5	Nieuwe infra

De tabel laat zien dat bij optie 2, waarbij de aanlanding gebaseerd is op de aanwezige transportcapaciteit, veel minder knelpunten oplevert op het 380kV-net. De vermindering van de hoeveelheid windstroom die aanlandt in Noord-Holland zorgt ervoor dat daar veel minder knelpunten voorkomen en naar verwachting geen extra infrastructuur nodig is. Ook bij Rotterdam komen minder knelpunten voor en is naar verwachting geen extra infrastructuur nodig bij optie 2. De toename van de hoeveelheid windstroom die aanlandt bij de Eemshaven bij optie 2 zorgt er wel voor dat er vermoedelijk extra infrastructuur nodig is tussen Eemshaven en Eemshaven Oudeschip, maar hiervoor is al een oplossing voorgesteld in het IP2022 van TenneT. Ook is er nieuwe infra nodig tussen Eemshaven en Robbenplaat (220 kV) in dit scenario, maar dit wordt voornamelijk veroorzaakt doordat de elektrolyzers niet bij de aanlandingslocatie zijn geplaatst in het

²⁵ Deze uitbreiding is al meegenomen in het nieuwe investeringsplan van 2022 van TenneT.

²⁶ Toename belasting komt voornamelijk door elektrolyse bij Delfzijl in plaats van Eemshaven in scenario Sterke Knopen Europese Sturing (zie paragraaf 4.4). Geldt ook voor verbinding Robbenplaat – Weiwerd.

scenario Sterke Knopen Europese Sturing (zie paragraaf 4.4). De toename van de aanlanding in Zeeland bij optie 2 leidt niet tot ernstige knelpunten.

Relatie tot scenario

Deze structuurkeuze is uitgewerkt voor het scenario Europese Sturing. In dit scenario is er in totaal aanlanding van 30 GW en de bevindingen van deze structuurkeuze zijn daarom ook alleen van toepassing tot deze grens. Indien een groter vermogen aan windenergie op zee aanlandt, zoals bijvoorbeeld de 52 GW van het scenario Nationale Sturing, dan is een additionele analyse nodig voor de efficiënte aanlanding van het gedeelte boven de 30 GW.

De aanlanding van windenergie op zee heeft geen effect op de belasting op de 150kV-infrastructuur en de 380kV/150kV-transformatoren. Dit komt door de pocketstructuur die voorzien wordt voor het 150kV-net²⁷. Bij een pocketstructuur wordt de belasting van de 150kV-tracés binnen de pockets alleen bepaald door vraag en aanbod binnen de pockets zelf. Hetzelfde geldt voor de transformatoren waarmee het 150kV-net verbonden is met het 380kV-net. Vraag en aanbod binnen de pockets veranderen niet door andere aanlandingslocaties van windenergie op zee, aangezien windenergie op zee direct aangesloten wordt op het 380kV-net. Daardoor heeft deze structuurkeuze geen impact op de belasting op het 150kV-net en de 380/150kV-transformatoren.

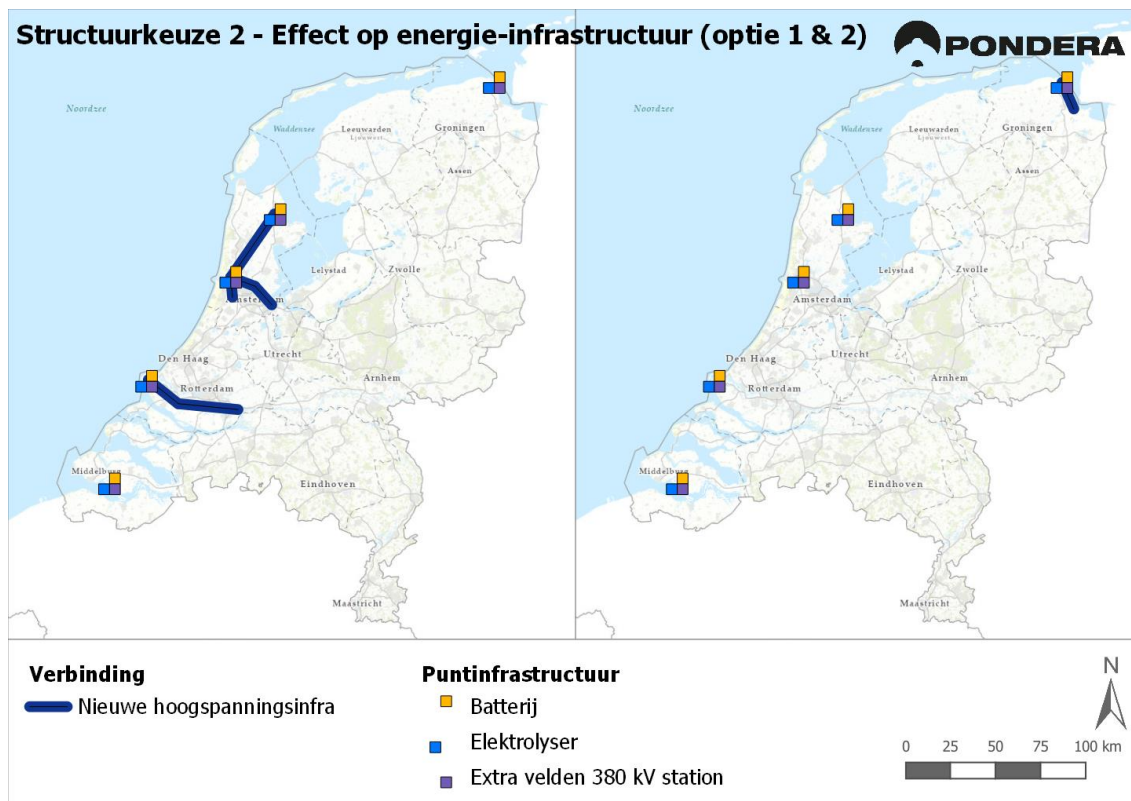
Naast bovenstaande infrastructuurcomponenten zijn er ook extra velden voor het aansluiten van windenergie op zee op het 380kV-net. Daarnaast zijn er velden nodig voor het aansluiten van de elektrolyzers en batterijen bij de aanlandingslocaties. De locaties voor de benodigde velden verschillen aangezien de locaties van aanlanding ook verschillen. Er is geen significant verschil tussen het totaal aantal velden dat nodig is voor het aansluiten van vraag en productie op het 380kV-net. Tabel 4.9 geeft een overzicht van de benodigde velden per relevante aanlandingslocatie.

Tabel 4.9 - Extra velden 380kV-stations

Locatie	Optie 1: aanlanding bij vraag	Optie 2: aanlanding op basis beschikbare capaciteit infra
Den Helder/ Middenmeer	9 voor WoZ, 4 voor batterijen, 4 tot 6 voor elektrolyzers	2 voor WoZ, 1 voor batterijen, 1 tot 2 voor elektrolyzers
Maasvlakte	5 voor WoZ, 5 voor batterijen, 4 tot 7 voor elektrolyzers	2 voor WoZ, 3 voor batterijen, 3 tot 5 voor elektrolyzers
Borssele/ Slogebied/ Terneuzen	2 voor WoZ, 1 voor batterijen, 1 tot 2 voor elektrolyzers	4 voor WoZ, 3 voor batterijen, 3 tot 5 voor elektrolyzers
Beverwijk	1 voor WoZ, 1 voor batterijen, 1 tot 2 voor elektrolyzers	1 voor WoZ, 1 voor batterijen, 1 tot 2 voor elektrolyzers
Eemshaven	1 voor WoZ, 2 voor batterijen, 2 tot 3 voor elektrolyzers	7 voor WoZ, 4 voor batterijen, 4 tot 7 voor elektrolyzers

²⁷ In de kop van Noord-Holland en de regio Rotterdam zijn nog geen pockets meegenomen in de modellering omdat het nog onduidelijk is hoe deze pockets eruit gaan zien. Maar het is wel de verwachting dat er een pocketstructuur komt.

Figuur 4.2 - Overzicht effecten alternatieven op energie-infrastructuur



Tabel 4.8 geeft het effect weer van de twee opties binnen deze structuurkeuze op individuele componenten van de energie-infrastructuur. In Tabel 4.10 wordt het totaaloverzicht aan verzwaren van infrastructuur voor beide opties gegeven. Hiervoor worden alleen de componenten meegenomen waarbij er verschil is tussen beide opties. Bij de lengte van nieuwe verbindingen is er uitgegaan van nieuwe tracés naast de bestaande tracés.

Tabel 4.10 - Totaaloverzicht verzwarende infra

Component	Optie 1: aanlanding bij vraag	Optie 2: aanlanding op basis beschikbare capaciteit infra	Eenheid	Opmerking
380kV-verbindingentracé ²⁸	158	1,5	Km	
380kV-verbindingencircuits	316	3	Km	Aanname 2 circuits bij uitbreiding
220kV-verbindingentracé	0	24	Km	
220kV-verbindingencircuits	0	48	Km	Aanname 2 circuits bij uitbreiding
Redispatch	0,95	0,20	TWh	
380kV-velden	43-51	40-49	Aantal velden	Inclusief velden voor elektrolyzers en batterijen

²⁸ Hier wordt uitgegaan van de directe lijnen tussen twee stations. In de praktijk is dit niet mogelijk en zal de lengte van de nieuwe verbindingen langer zijn.

Regionale netten (middenspanning en laagspanning)

Deze structuurkeuze heeft geen significante impact op de regionale elektriciteitsnetten.

Waterstofinfrastructuur

De locatie van aanlanding van windenergie op zee kan effect hebben op de waterstofinfrastructuur indien elektrolyzers geplaatst worden bij aanlandingslocaties. Bij de structuurkeuze *Locaties clusters van elektrolyzers* (paragraaf 4.4) wordt ingegaan op de effecten van elektrolyzers bij aanlandingslocaties op de waterstofinfrastructuur.

4.3 Locaties hernieuwbare opwek op land, spreiding of clustering

In deze paragraaf wordt gekeken naar de effecten van clustering van hernieuwbare opwek op land op locaties van productie en opslag en op elektriciteitsinfrastructuur. Deze structuurkeuze is uitgewerkt voor het scenario Nationale Sturing.

Productie (+ import)

De twee opties variëren niet in totale productie. Bij beide opties wordt uitgegaan van eenzelfde opgave voor hernieuwbare productie op land na 2030. Er zit wel evident verschil in de opweklocaties, aangezien bij optie 1 gekozen wordt voor spreiding van de additionele opgave na 2030 en bij optie 2 gekozen wordt voor clustering. Voor hernieuwbare opwek die tot 2030 geplaatst wordt is er bij beide opties van uitgegaan dat de plannen van de RES 1.0 gerealiseerd worden. Hier zit geen onderscheid tussen beide opties.

In de scenario's Nationale Sturing is de totale opgave voor wind op land 20 GW. Hiervan wordt 9 GW in de scenario's reeds ingevuld door plannen vanuit de RES. De overige 11 GW moet na 2030 nog verdeeld worden. Dit komt overeen met bijna 2.000 windturbines, uitgaande van windturbines met een gemiddeld vermogen van 5,6 MW. Bij optie 1 wordt dit vermogen verspreid over heel Nederland. Bij optie 2 komt dit vermogen terecht in de eerdergenoemde clusters, wat neerkomt op gemiddeld 400 windturbines of ruim 2 GW per cluster. Inclusief de plannen van de RES 1.0 komt er gemiddeld ruim 3 GW per cluster.

In het scenario Sterke Knopen Nationale Sturing is de totale opgave voor zon op veld 48 GW. Hiervan wordt 18 GW al ingevuld door plannen vanuit de RES. De overige 30 GW moet na 2030 nog verdeeld worden. Bij optie 1 wordt dit vermogen verspreid over heel Nederland, bij optie 2 komen deze zonneparken in de vier aangewezen clusters.

Opslag

De structuurkeuze heeft geen impact op de totale behoefte aan elektriciteitsopslag aangezien de opties energetisch niet verschillen. Wel zit er verschil in de locaties waar elektriciteitsopslag noodzakelijk is. Er zijn batterijen nodig bij aanlandingslocaties bij hernieuwbare opweklocaties. Doordat deze opweklocaties verschillen tussen de opties, zijn er ook verschillen tussen de locaties van de batterijen. Tabel 4.11 geeft een overzicht van de benodigde hoeveelheid batterijen voor de meest relevante stations. De tabel laat zien dat er extra batterijen nodig zijn bij de clusters voor hernieuwbare opwek bij optie 2. Daartegenover staat dat op alle andere gebieden buiten de clusters iets minder batterijen nodig zijn (niet opgenomen in tabel).

Tabel 4.11 - Effecten op opslag, uitgesplitst naar locatie

Station	Gemeente	Cluster	Optie 1: spreiding hernieuwbare opwek op land	Optie 2: clustering hernieuwbare opwek op land	Eenheid
Delfzijl Oosterhorn 220kV	Delfzijl	Noordoost Nederland	635	739	MW
Station Winsum Ranum 110kV	Winsum	Noordoost Nederland	389	493	MW
Station Zeewolde 150kV	Zeewolde	Flevoland	180	296	MW
Station Dronten 150kV	Dronten	Flevoland	244	459	MW
Station Vijfhuizen 150kV	Haarlemmermeer	Kop NH	151	319	MW
Station Velsen 150kV	Velsen	Kop NH	317	455	MW
Station Westdorpe 150kV	Terneuzen	Zeeland	290	394	MW
Station Geervliet Noorddijk 150kV	Nissewaard	Zeeland	161	419	MW
Station Meeden 110kV	Midden-Groningen	Noordoost Nederland	192	315	MW

Deze structuurkeuze heeft geen effect op de opslag van waterstof, aangezien de omvang van de productie van waterstof niet verandert. Deze structuurkeuze heeft ook geen effect op de locaties van opslag, deze keuzes worden los van elkaar gemaakt.

Elektriciteitsinfrastructuur

Hoogspanningsnet

Het clusteren van hernieuwbare opwek op land heeft qua knelpunten vooral impact op de 110kV- en 150kV-infrastructuur en op de transformatoren tussen deze regionale hoogspanningsnetten en de landelijke 220kV- en 380kV-infrastructuur. Het effect op de 220kV- en 380kV-infrastructuur is beperkt, gezien de clustering vooral leidt tot regionale verschillen en gezien de lokale overschotten van hernieuwbare opwek door de grote aangenomen opslagcapaciteit naast deze opwek meestal kan worden afgevoerd op deze spanningsniveaus.

Clustering van hernieuwbare opwek op land kan een positieve impact hebben op de belasting op het hoogspanningsnet indien deze opwek op het juiste spanningsniveau aangesloten wordt. Bij gespreide kleinschalige opwek worden windturbines en zonneparken aangesloten op lagere netvlakken, ofwel op regionale netten of bij grotere parken op 110kV/150kV. Op momenten van lokale overschotten van de hernieuwbare opwek moet deze opwek getransporteerd worden naar het 380kV-net. Dit belast zowel de 110kV/150kV-pockets als de HS-transformatoren. Bij grootschalige clustering kan de opwek direct op het 380kV-net aangesloten worden en heb je minder impact op 110kV/150kV-netten en op de transformatoren.

Anderzijds krijg je wel meer transport naar 'beneden', naar lagere netvlakken, als je hernieuwbare opwek aansluit op een hoger netvlak. Maar TenneT verwacht dat knelpunten bij transformatoren in de toekomst vooral veroorzaakt worden door transport naar hogere netvlakken. Daarnaast is er ook bij clustering nog

een aanzienlijk vermogen aan hernieuwbare opwek op lagere netvlakken door zon op daken en de opwek die gerealiseerd wordt 2030 vanuit de RES. Dit zorgt dat minder transport naar lagere netvlakken nodig is.

In de doorrekeningen van het hoogspanningsnet is de hernieuwbare opwek bij clustering en spreiding op hetzelfde netvlak aangesloten. Daarom is het met de huidige resultaten niet mogelijk om het effect op de transformatoren goed in kaart te krijgen. In de resultaten is dan ook nauwelijks verschil in de belasting van transformatoren te zien door deze structuurkeuze.

Het clusteren van opwek betekent ook dat er grotere regionale overschotten van elektriciteit ontstaan op de clusterlocaties. Zoals eerder benoemd leidt dit vermoedelijk niet tot problemen op de 220kV- en 380kV-infrastructuur. Maar dit kan wel tot problemen leiden op 110kV- en 150kV-infrastructuur doordat er dusdanig veel opwek is dat deze niet meer afgevoerd kan worden via de pockets.

Tabel 4.12 geeft een overzicht van het effect van clustering op de belasting van 110kV en 150kV-tracés in de clustergebieden. De effecten op de elektriciteitsinfrastructuur worden uitgedrukt in ENT, wat overeenkomt met de totale hoeveelheid energie die op jaarbasis niet getransporteerd kan worden (zie bijlage A voor verdere toelichting). Er worden alleen componenten meegenomen die beïnvloed worden door de twee opties binnen deze structuurkeuze en waar bij minimaal één van de twee opties een knelpunt plaatsvindt. In de kolom classificatie wordt de oplossingsrichting aangegeven, gebaseerd op de stelregels die opgesteld zijn in samenspraak met de netbeheerders (zie bijlage A).

Tabel 4.12 - Effecten individuele componenten infrastructuur

Component	Type	Optie 1: spreiding hernieuwbare opwek op land		Optie 2: clustering hernieuwbare opwek op land	
		ENT	Oplossing	ENT	Oplossing
		TWh		TWh	
Zeewolde-Almere Oostvaarders	150kV-tracés	0,6	Nieuwe infra	0,4	Nieuwe infra
Almere Oostvaarders-Almere		0,6	Nieuwe infra	0,4	Nieuwe infra
Almere-Zeewolde		0,0	Redispatch	0,0	Redispatch
Lelystad-Dronten		0,0	Geen knelpunt	0,4	Nieuwe infra
Lelystad-Hattem		0,0	Geen knelpunt	0,0	Redispatch
Lelystad-Kubbetocht		0,0	Geen knelpunt	0,0	Geen knelpunt
Westdorpe-Goes de Poel		0,0	Redispatch	0,0	Redispatch
Westdorpe-Terneuzen		0,0	Redispatch	0,6	Nieuwe infra
Westdorpe-Oostburg		0,0	Redispatch	0,3	Nieuwe infra
Vierverlaten-Winsum Ranum	110kV-tracés	0,0	Redispatch	0,9	Nieuwe infra
Winsum Ranum-Grijpskerk		0,0	Redispatch	0,7	Nieuwe infra
Grijpskerk-Vierverlaten		0,0	Redispatch	0,7	Nieuwe infra
Meeden-Winschoten		0,0	Redispatch	0,4	Nieuwe infra
Meeden-Kropswolde		0,0	Geen knelpunt	0,0	Geen knelpunt
Ter Apelkanaal-Stadskanaal		0,0	Geen knelpunt	0,0	Geen knelpunt

De tabel laat zien dat de belasting op de 150kV- en 110kV-netten in Zeeland, Noordoost Nederland en Flevoland toeneemt²⁹. Dit kan ertoe leiden dat er nieuwe, kleinere pockets nodig zijn in respectievelijk Flevoland, Zuidoost Groningen en Zeeuws-Vlaanderen. Maar deze knelpunten kunnen ook opgelost worden door de opwek direct aan te sluiten op het 220kV- of 380kV-net.

Hiertegenover staat dat de belasting op de 110kV- en 150kV-netten in de rest van Nederland minder wordt, aangezien in die gebieden minder opwek geplaatst wordt bij clustering. Met de huidige aannames worden hier niet veel knelpunten door voorkomen in de andere regio's van Nederland, ook doordat er in het algemeen door inzet van batterijen weinig knelpunten te zien zijn in de 110kV- en 150kV-netten (zie ook volgend kader).

Op de clusterlocaties lijken dus extra knelpunten te ontstaan bij optie 2, maar die kunnen vermoedelijk opgelost worden door de opwek aan te sluiten op een hoger spanningsniveau. In de gebieden buiten de clusterlocaties wordt de belasting op het net door hernieuwbare opwek op land lager, maar het aantal knelpunten op die locaties was al zeer beperkt (door de inzet van batterijen) dus hier worden nauwelijks knelpunten mee voorkomen.

Invloed batterijen

In de doorrekeningen van de infrastructuur is aangenomen dat er in het hele land grote hoeveelheden batterijen geplaatst worden die lokale kortetermijnnonbalans tussen vraag en aanbod oplossen. Deze batterijen zorgen ervoor dat de belasting op de 110kV- en 150kV-netten door hernieuwbare opwek drastisch verminderd wordt.

De batterijen vangen met name de pieken van productie van zonnepanelen op. Hierdoor komen er uit de doorrekeningen bijna geen knelpunten op het 110kV- en 150kV-net door zonnepieken, ondanks de enorme vermogens die bijvoorbeeld in het scenario Regionale Sturing aangenomen zijn. Er ontstaan nog wel pieken door productie van wind op land, maar ook deze worden fors verminderd door de inzet van batterijen.

Het is nog erg onzeker of batterijen er in deze grote hoeveelheden komen en ook of deze daadwerkelijk op deze manier ingezet worden. Daarom is het mogelijk dat de knelpunten op het 110kV- en 150kV-net onderschat worden. Dit zou dan ook de effecten van clustering van hernieuwbare opwek op land op het hoogspanningsnet vertekenen. Het is niet zeker of, bij minder inzet van batterijen, clustering hierdoor juist positiever of minder positief uit de vergelijking met spreiding zou komen. Aangezien de zwaardere belasting aangrijpt op zowel de positieve effecten (minder transport richting hogere netvlakken, minder belasting buiten clustergebieden) als op de negatieve effecten (meer belasting in clustergebieden) van clustering op het hoogspanningsnet.

Concluderend is het op basis van de resultaten lastig te zeggen of clustering van hernieuwbare opwek op land een positieve of negatieve impact heeft op het hoogspanningsnet.

In de doorrekeningen is grootschalige opwek op land aangesloten op 110kV- en 150kV-stations. Daarom zijn er in dat geval geen velden nodig bij 380kV- en 220kV-stations. Maar het is bij clustering ook een optie

²⁹ Gedeeltelijk komt dit ook doordat elektrolyzers in dit scenario geclusterd worden en daardoor niet bij opweklocaties op land komen, waardoor de lokale overschotten hier niet omgezet worden in waterstof. Het is niet duidelijk welk deel van de toename door de clustering van hernieuwbare opwek komt.

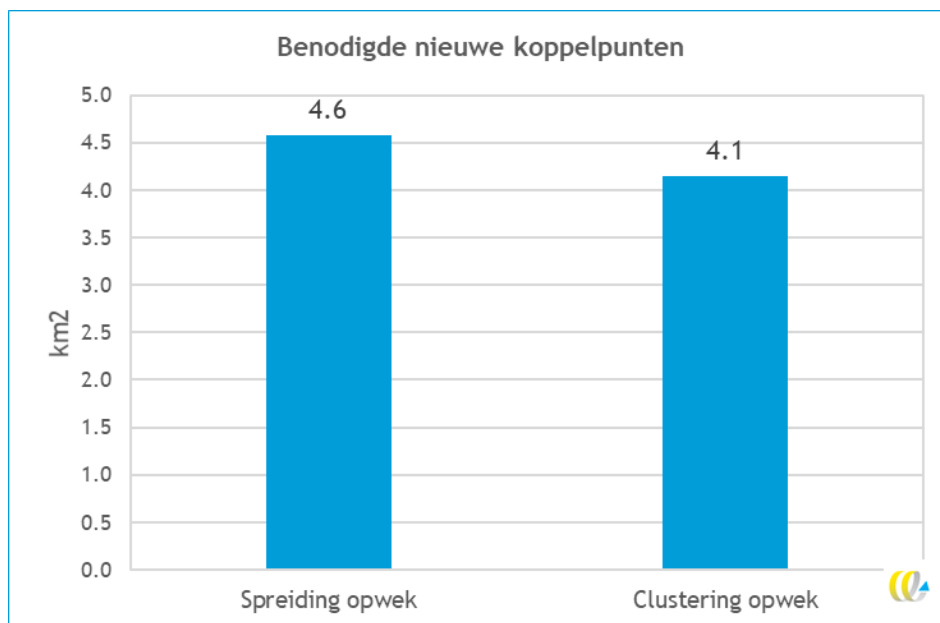
om deze grootschalige opwek op land direct aan te sluiten op een 380kV- of 220kV-station. In dat geval zijn er wel extra velden nodig. Er kan maximaal één per GW hernieuwbare opwek aangesloten worden per veld. Daarom wordt er aangenomen dat er één extra veld nodig is per GW opwek. Als hernieuwbare opwek aangesloten wordt op 380kV- of 220kV-stations zijn minder nieuwe velden nodig op 110kV- en 150kV-stations.

Regionale netten

Door clustering van hernieuwbare opwek zijn minder uitbreidingen van de regionale netten nodig op koppelpuntniveau, het hoogste niveau waarbij het regionale net gekoppeld is aan het hoogspanningsnet. Door clustering van wind op land en zon op veld neemt de opwekpiek op slechts enkele locaties toe, terwijl de opwekpiek bij spreiding op veel meer locaties toeneemt. Op de clusterlocaties neemt de opwekpiek wel fors toe, maar uiteindelijk zijn dan alsnog minder uitbreidingen nodig dan bij spreiding, aangezien de uitbreidingen op de clusterlocaties volledig benut worden. Figuur 4.3 toont hoeveel extra ruimte voor nieuwe koppelpunten nodig is bij beide opties. Bij clustering ligt dit 9% lager dan bij spreiding.

Het effect op lagere spanningsniveaus van de regionale elektriciteitsnetten is beperkt, aangezien wind op land en zonnenvelden vaak op koppelpuntniveau aangesloten worden.

Figuur 4.3 - Effecten structuurkeuze op koppelpunten regionale elektriciteitsnetten



Waterstofinfrastructuur

Indien de locaties van windparken op land en zonneparken geclusterd geplaatst worden, wijzigen mogelijk ook de locaties van elektrolyzers als deze bij de opweklocaties op land geplaatst worden. Dit kan effect hebben op lokale waterstofinfrastructuur waardoor bijvoorbeeld uitbreidingen van aanvoerbeleidingen richting het Nationaal Waterstofnetwerk nodig zijn. Dit effect is niet kwantitatief onderzocht.

4.4 Locaties clusters van elektrolyzers

De keuze voor de locaties van de elektrolyzers heeft impact op de energie-infrastructuur van elektriciteit en waterstof. Hier wordt de verdeling van de productielocaties beschreven, en de effecten op de infrastructuur voor elektriciteit en waterstof. Dat wordt gedaan voor de twee opties in de structuurkeuze clustering van elektrolyzers.

Productielocaties (+ import)

Het clusteren van elektrolyzers veroorzaakt een gecentraliseerde productie van waterstof op de gekozen locaties. Tabel 4.13 geeft een overzicht van de opgestelde vermogens in de opties 1 en 2. De locaties van productie van waterstof verschillen tussen de twee opties.

Optie 1 gaat uit van clustering van alle elektrolyzers bij de productie, zijnde de aanlandingslocaties van windenergie op zee. Dit alternatief is uitgewerkt voor het scenario Sterke Knopen Nationale Sturing. Optie 2 gaat uit van een clustering van alle elektrolyzers bij afnemers van waterstof zoals in de gevoeligheidsanalyse 6 uit het rapport van II3050 (industrieclusters) (Netbeheer Nederland, 2021). Deze optie is uitgewerkt voor het scenario Sterke Knopen Europese Sturing.

Het totale vermogen aan elektrolyzers verschilt tussen beide opties, aangezien de opties uitgewerkt zijn voor verschillende scenario's. Om de opties die voor verschillende energetische scenario's uitgewerkt zijn te kunnen vergelijken in de effectbeoordelingen, worden de hoeveelheden van beide opties genormaliseerd.

Tabel 4.13 - Elektrisch vermogen waterstofproductie

Locatie	Optie 1: clustering elektrolyzers bij aanlandingslocaties windenergie op zee	Optie 2: clustering elektrolyzers bij industrieclusters
	GW	GW
Terneuzen	0	1,9
Borsele	5,3	0,1
Maasvlakte	11,0	0
Botlek	0	6,2
Chemelot	0	4,1
Maasbracht	5,7	0
Middenmeer/ Den Helder	8,7	0
Diemen	5,7	0
Beverwijk	4,9	0
Eemshaven	8,8	0
Delfzijl	0	6,6
Bergen op Zoom	0	0,3
Geertruidenberg	1,9	0

Elektriciteitsinfrastructuur

Bij optie 1 worden elektrolyzers geclusterd bij aanlandingslocaties van windenergie op zee. Op deze manier kunnen overschotten van elektriciteit direct opgevangen worden op de locaties waar het grootste gedeelte van de elektriciteit aanlandt, waardoor de overschotten van windenergie op zee die worden

opgevangen door elektrolyse niet getransporteerd hoeft te worden via het hoogspanningsnet. Dit betekent dat bij deze vorm van clustering de belasting op het hoogspanningsnet afneemt.

Effect spreiding elektrolyzers in plaats van clustering

Bij deze structuurkeuze wordt gekeken naar verschillende manieren om elektrolyzers te clusteren. Maar het is ook een optie om elektrolyzers te spreiden. Bij de II3050-scenario's worden elektrolyzers ook grotendeels bij de aanlandingslocaties geplaatst, maar worden daarnaast ook elektrolyzers verspreid door het land geplaatst om overschotten van hernieuwbare productie op land op te vangen.

Door het clusteren van elektrolyzers bij de aanlandingslocaties mis je de optie om overschotten op land lokaal op te vangen en krijg je meer belasting op de regionale transportnetten, op 110kV/150kV-niveau. Uit de doorrekening van de scenario's Nederland Energieland Nationale Sturing en Sterke Knopen Nationale Sturing volgt echter dat dit niet direct tot extra knelpunten lijkt te leiden op deze netvlakken, onder meer doordat er ook al batterijen actief zijn. Bij clusterlocaties van hernieuwbare opwek kan het zijn dat elektrolyzers in het binnenland de knelpunten die ontstaan op het 150kV- en het 110kV-net verminderen (zie ook Tabel 4.12, de knelpunten bij de hernieuwbare opwekclusters zijn extra hoog doordat er geen elektrolyzers bij geplaatst zijn). Op het 220kV- en 380kV-netwerk heeft het plaatsen van elektrolyzers bij hernieuwbare opwek op land amper effect ten opzichte van het uitsluitend plaatsen van clusters van elektrolyzers bij aanlandingslocaties van windenergie op zee, aangezien op die netvlakken überhaupt geen knelpunten ontstaan door hernieuwbare opwek op land. Ook niet als er geen elektrolyzers bij geplaatst worden.

Bij optie 2 worden elektrolyzers geclusterd bij de locaties waar vraag is naar groene waterstof. Dit is gebaseerd op het scenario Europese Sturing. In sommige gevallen, bijvoorbeeld in de Rotterdamse Haven, is dit vlak bij een aanlandingslocatie. Maar dit is niet altijd het geval. Ook als elektrolyzers bij de industrieclusters staan, worden ze ingezet op momenten van overschotten van elektriciteit. Dit betekent dat het plaatsen van elektrolyzers bij de industrie leidt tot extra transport van elektriciteit tussen aanlandingslocaties en de locaties van de elektrolyzers.

Het clusteren van elektrolyzers bij de industrie heeft in de scenario's effect op de volgende delen van het hoogspanningsnet (zie Tabel 4.14 voor achterliggende cijfers³⁰):

- **Tilburg – Chemelot.** In Chemelot is in de toekomst naar verwachting vraag naar groene waterstof, waardoor hier bij deze optie ook elektrolyzers geplaatst worden. Er landt hier in dit scenario echter geen windenergie op zee aan. Dit betekent dat er fors meer transport van elektriciteit nodig is tussen de aanlandingslocaties aan de kust (Maasvlakte/Borssele/Sloegebied) en Limburg, waardoor de belasting op deze verbindingen toeneemt. Dit zorgt ervoor dat de knelpunten op de 380kV-tracés Tilburg – Eindhoven en Eindhoven – Maasbracht ernstiger worden³¹. Dit kan ertoe leiden dat uitbreidingen bij 380kV-verbindingen nodig zijn.
- **Eemshaven – Veenoord Boerdijk.** Het opgestelde vermogen aan elektrolyzers in Noord-Nederland (Delfzijl) is beperkt als elektrolyzers verdeeld worden op de vraag naar groene waterstof. Dat terwijl er wel forse hoeveelheden windenergie op zee aanlanden bij de Eemshaven. Hierdoor ontstaan knelpunten door het afvoeren van deze windenergie richting het zuiden via het 380kV-net. Dit leidt tot een

³⁰ De effecten op de elektriciteitsinfrastructuur worden uitgedrukt in ENT, wat overeenkomt met de totale hoeveelheid energie die op jaarbasis niet getransporteerd kan worden (zie bijlage A voor verdere toelichting).

³¹ Het plaatsen van elektrolyzers bij Chemelot heeft ook effect op het 380kV-tracé tussen Maasbracht en Chemelot. Maar door een fout in de modellering zijn de elektrolyzers bij Maasbracht geplaatst. Hierdoor kan het effect op dit tracé niet gekwantificeerd worden.

toename van de belasting op de 380kV-tracés Eemshaven – Meeden, Meeden – Ter Apelkanaal en Ter Apelkanaal – Veenoord Boerdijk. Hierdoor ontstaan nieuwe knelpunten op deze tracés. Deze knelpunten kunnen naar verwachting opgelost worden met redispatch.

- **Kop van Noord-Holland – Ten noorden van Amsterdam.** In de Kop van Noord-Holland landen windparken op zee aan. Er is daar echter geen waterstofvraag waardoor er bij deze optie geen elektrolyzers komen. Dit betekent er meer elektriciteit afgevoerd moet worden. Tabel 4.14 laat zien dat dit in dit scenario niet leidt tot een knelpunt op het 380kV-tracé Kop van Noord-Holland – Ten noorden van Amsterdam. Dat komt doordat er slechts 2 GW windenergie aanlandt in dit scenario. Indien hier grotere vermogens aanlanden leidt het wel tot (ergere) knelpunten als er geen elektrolyzers bij deze aanlandingslocaties geplaatst worden.
- **Eemshaven – Delfzijl.** Windenergie op zee landt aan in Eemshaven en de elektrolyzers worden geplaatst in Delfzijl. Dit leidt tot een toename van de belasting op de 220kV-tracés Robbenplaat – Weiwerd en Meeden – Weiwerd en op deze tracés ontstaan daardoor nieuw knelpunten. In beide gevallen leidt dit ertoe dan nieuwe infrastructuur nodig is.
- **Maasvlakte - Botlek.** Windenergie op zee landt aan op de Maasvlakte en de elektrolyzers worden geplaatst bij de Botlek. Het is de verwachting dat dit leidt tot verergering van de knelpunten op de 150kV-tracés tussen de Maasvlakte en de Botlek. Dit is in de resultaten niet duidelijk te zien doordat er ook andere wijzigingen zijn gemaakt in het scenario. Bijvoorbeeld minder aanlanding windenergie op zee bij de Maasvlakte. Het is niet duidelijk of er extra infrastructuur nodig is door het plaatsen van elektrolyzers bij de Botlek in plaats van op de Maasvlakte aangezien het onduidelijk is in hoeverre de knelpunten opgelost worden door implementeren van een pocketstructuur in de haven.
- **Borssele/Sloegebied – Terneuzen.** Windenergie op zee landt aan in Borssele/Sloegebied en de elektrolyzers worden geplaatst in Terneuzen. Dit leidt tot een verergering van het knelpunt op het 150kV-tracé Borssele/Sloegebied – Terneuzen.

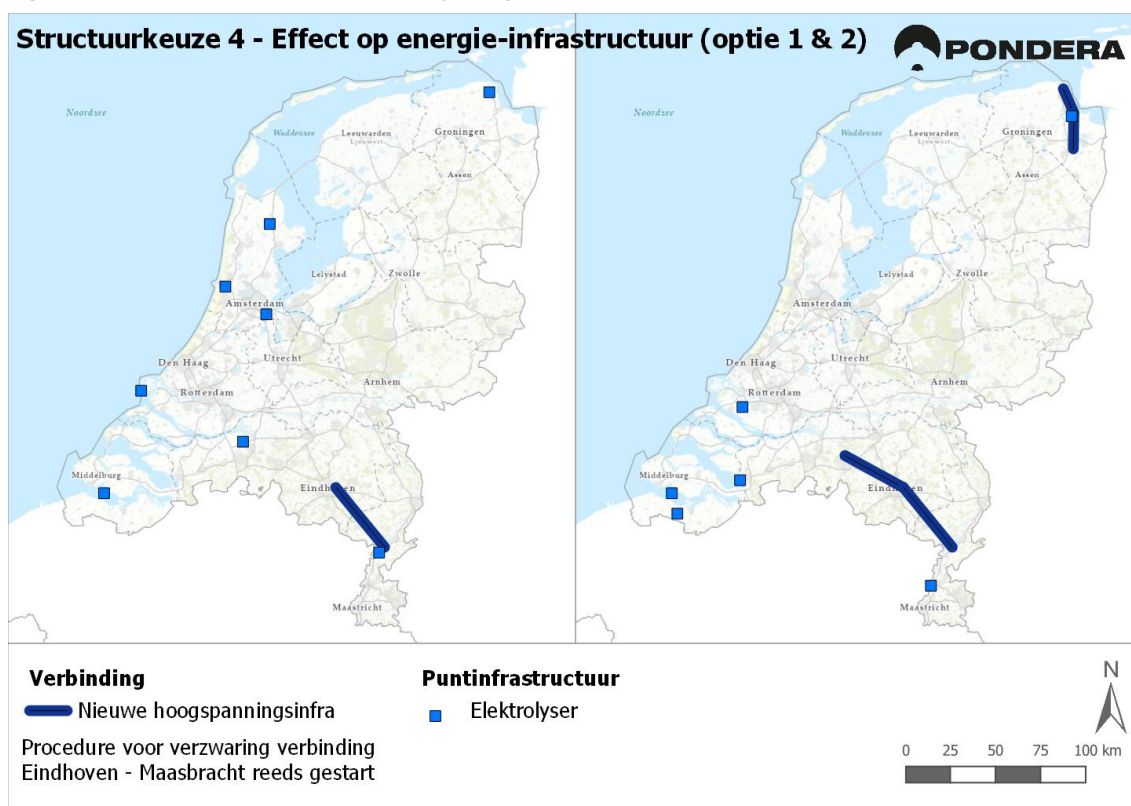
Tabel 4.14 - Effecten individuele componenten infrastructuur

Component	Type	Optie 1: clustering bij aanlanding WoZ		Optie 2: clustering bij industrieclusters	
		ENT	Classificatie	ENT (TWh)	Classificatie
		TWh		TWh	
Eindhoven-Maasbracht ³²	380kV-tracés	0,6	Nieuwe infra	1,4	Nieuwe infra
Tilburg-Eindhoven		0,2	Redispatch	0,5	Nieuwe infra
Eemshaven-Meeden		0,0	Geen knelpunt	0,4	Redispatch
Meeden-Ter Apelkanaal		0,0	Redispatch	0,3	Redispatch
Ter Apelkanaal-Veenoord Boerdijk		0,0	Geen knelpunt	0,2	Redispatch
Middenmeer-Beverwijk ³³				0,0	Geen knelpunt
Weiwerd-Meeden	220kV-tracés	0,0	Geen knelpunt	0,4	Nieuwe infra
Robbenplaat-Weiwerd		0,0	Geen knelpunt	1,5	Nieuwe infra
Maasvlakte-Europoort	150kV-tracés	4,6	Nieuwe infra	4,3	Nieuwe infra
Europoort-Theemsweg		2,3	Nieuwe infra	2,1	Nieuwe infra
Theemsweg-Botlek		1,4	Nieuwe infra	1,4	Nieuwe infra
Borssele/Sloegebied-Terneuzen		0,3	Nieuwe infra	0,4	Nieuwe infra

³² De nieuwe 380kV-verbinding Eindhoven-Maasbracht bij beide opties is ondertussen al opgenomen in het nieuwe Investeringsplan van TenneT, het IP2022.

³³ De waarde bij optie 1 is leeg aangezien de hogere belasting op dit tracé veroorzaakt wordt doordat dit scenario meer windenergie op zee aanlandt in Middenmeer en niet door de locatie van clusters van elektrolyzers.

Figuur 4.4 - Overzicht effecten alternatieven op energie-infrastructuur³⁴



Tabel 4.15 geeft een totaaloverzicht van de benodigde infrastructuur voor beide opties. Deze cijfers zijn genormaliseerd. In deze tabel wordt uitgegaan van het scenario Europese Sturing waar optie 2 voor doorgerekend is. In dit scenario is er relatief weinig elektrolysecapaciteit in vergelijking met de andere scenario's, ongeveer 19 GW. In een scenario met meer elektrolysecapaciteit, bijvoorbeeld het scenario Nationale Sturing met ruim 50 GW elektrolysercapaciteit, zal het clusteren van elektrolyzers bij industrieclusters tot fors meer knelpunten leiden. Dit is niet het geval voor clustering bij aanlandingslocaties (optie 1). Het verschil tussen beide opties wordt dan dus groter.

De cijfers van optie 1 zijn gebaseerd op spreiding van elektrolyzers bij alle hernieuwbare opweklocaties (ook op land) zoals in het scenario Nederland Energieland, aangezien clustering bij aanlandingslocaties niet doorgerekend is voor het scenario Europese Sturing. Er is echter nauwelijks verschil tussen de belasting op de hoogspanningsinfrastructuur tussen spreiding van elektrolyzers en clustering bij aanlandingslocaties (zie ook tekstkade *Effect spreiding elektrolyzers in plaats van clustering*). Daarom wordt aangenomen dat de resultaten voor spreiding ook geldig zijn voor clustering bij aanlandingslocaties (optie 1).

³⁴ De nieuwe 380kV-verbinding Eindhoven-Maasbracht bij beide opties is ondertussen al opgenomen in het nieuwe Investeringsplan van TenneT, het IP2022.

Tabel 4.15 - Totaaloverzicht verzwaring infra

Component	Optie 1: clustering bij aanlanding WoZ	Optie 2: clustering bij industrieclusters	Eenheid	Opmerking
380kV-verbindingentracé ³⁵	49	92	Km	
380kV-verbindingencircuits	98	184	Km	Aanname 2 circuits bij uitbreiding
220kV-verbindingentracé	0	54	Km	
220kV-verbindingencircuits	0	107	Km	Aanname 2 circuits bij uitbreiding
Redispatch	0,24	0,90	TWh	

Bij clustering van elektrolyzers zijn er ook nieuwe velden noodzakelijk bij nabijgelegen 380kV-stations om deze elektrolyzers aan te sluiten. Aangezien de locaties van de elektrolyzers verschillen, verschillen ook de locaties waar deze extra velden noodzakelijk zijn. Tabel 4.16 geeft een overzicht van de extra velden per relevante locatie voor beide opties. De opties zijn wederom gebaseerd op verschillende scenario's met verschillende vermogens aan elektrolyzers. Om de cijfers toch te kunnen vergelijken zijn er ook het aantal benodigde velden toegevoegd als optie 1 toegepast wordt op het scenario Europese Sturing. Het benodigde aantal velden is dan vrijwel gelijk, alleen de locaties verschillen.

Tabel 4.16 - Extra velden 380kV-stations

Locatie	Optie 1: clustering elektrolyser bij aanlandingslocaties windenergie op zee – scenario Nationale Sturing	Optie 1: clustering elektrolyser bij aanlandingslocaties windenergie op zee – scenario Europese Sturing	Optie 2: clustering elektrolyser bij industrieclusters – scenario Europese Sturing
Borssele/Sloegebied	5	2	
Middenmeer/Den Helder	9	6	
Beverwijk	5	2	
Maasvlakte	11	7	
Eemshaven	9	3	
Maasbracht	6		
Diemen	6		
Geertruidenberg	2		
Graetheide			4
Terneuzen			2
Botlek			6
Delfzijl			7

Regionale netten

De locatie van clustering van elektrolyzers heeft geen significante impact op de regionale elektriciteitsnetten.

Spreiding van elektrolyzers kan wel impact hebben op de regionale netten, maar dit is geen optie die bekeken wordt binnen deze structuurkeuze. Het effect van elektrolyzers op regionale elektriciteitsnetten kan zowel positief als negatief uitvallen, afhankelijk van lokale gelijktijdige vraag en landelijke energie-marktprijzen.

³⁵ Hier wordt uitgegaan van de directe lijnen tussen twee stations. In de praktijk is dit niet mogelijk en zal de lengte van de nieuwe verbindingen langer zijn.

Waterstofinfrastructuur

De locatiekeuze van clustering van elektrolyzers heeft effect op de waterstofinfrastructuur. Op sommige plekken hebben bestaande leidingen, die in de doorrekening aan het waterstofnetwerk toegewezen zijn, onvoldoende capaciteit om de geproduceerde hoeveelheid waterstof te transporteren. Het gaat hierbij om aansluitleidingen op het Nationaal Waterstofnetwerk. Bij beide opties is de capaciteit van het Nationaal Waterstofnetwerk zelf wel voldoende.

Clustering versus spreiding

Bij deze structuurkeuze wordt expliciet gekeken naar de effecten van clustering van elektrolyzers op verschillende type locaties. Een andere optie, die niet expliciet is meegenomen bij deze structuurkeuze, is spreiding van elektrolyzers.

Clustering van elektrolyzers geeft grotere productievolumes van waterstof op een beperkt aantal locaties. De verzwaring die als gevolg nodig is in het waterstofnetwerk is kleiner dan bij verspreide locaties van elektrolyzers. Dit heeft waarschijnlijk te maken met de keuze van de locaties. Er is in de meeste gevallen al een gasleiding met een voldoende capaciteit bij de aanlandingslocaties en bij de industrieclusters. Bij spreiding volgens overschotten van elektriciteit kunnen knelpunten in het waterstofnet ontstaan omdat de leidingen niet gedimensioneerd zijn op de productievolumes waterstof.

De locatiekeuze van elektrolyzers, opslag van waterstof, locaties van regelbare centrales, aanlanding van windenergie op zee, locatie van eindgebruikers etc. bepalen samen de benodigde transportcapaciteit in de berekening. Hier wordt de omvang van de impact van clustering van elektrolyzers op de waterstofinfrastructuur geschat aan de hand van een interpretatie van de resultaten. Het is zeker niet in alle gevallen mogelijk te achterhalen in welke mate één van de genoemde variabelen effect heeft (zie ook tekstkader *Toewijzen effecten aan structuurkeuzes*). Het gaat dan ook nadrukkelijk om een schatting.

Bij optie 1 worden elektrolyzers geclusterd bij aanlandingslocaties van windenergie op zee. De elektrolyzers worden ingezet op momenten van landelijk overschot aan elektriciteit. De capaciteit van de aansluitleidingen naar het Nationaal Waterstofnetwerk is niet overal voldoende voor het transport van de geproduceerde waterstof. Daarnaast is niet overal een aansluitleiding aanwezig. In sommige gevallen moet een nieuwe leiding vanaf de elektrolyser naar het Nationaal Waterstofnetwerk, of dichtbij zijnde aansluitleiding, gelegd worden.

Bij optie 2 worden alle elektrolyzers geclusterd bij de afnemers van waterstof (de industrieclusters). De clustering van de elektrolyzers bij de industrie zorgt in sommige gevallen voor een behoefte aan nieuwe aansluitleidingen van de elektrolyzers op de industrieclusters naar het Nationaal Waterstofnetwerk, aangezien de industriële afnemers niet alle geproduceerde waterstof (direct) zelf gebruiken.

Naar verwachting zijn enkele knelpunten een gevolg van het abstractieniveau van de modellering die gebruikt is voor de berekeningen. Hier worden reële knelpunten beschreven die een oplossing vereisen. Tabel 4.17 geeft weer waar de knelpunten ontstaan en verdwijnen door clustering in optie 1 en 2 (uitgevoerd in de Sterke Knopen-scenario) ten opzichte van de Nederland Energieland-scenario's waarbij elektrolyzers verspreid over het land worden geplaatst bij lokale overschotten. De mate van overschrijding verschilt per knelpunt. De modellering is verkennend van aard. Daarom is gekozen om te rapporteren in twee klassen van overschrijding: minder dan 10% (geen knelpunt, 0 in Tabel 4.17) en meer dan 10% (wel knelpunt, x in Tabel 4.17).

Toewijzing effecten aan structuurkeuzes

Het effect van de locaties van clustering van elektrolyzers is niet afzonderlijk onderzocht, maar gezamenlijk met andere structuurkeuzes doorgerekend in een nieuw scenario. Dit maakt het lastig om aan te wijzen welke wijzigingen veroorzaakt worden door welke structuurkeuze. Wijzigingen in knelpunten toewijzen aan de locatiekeuze van elektrolyzers is daarom slechts beperkt mogelijk. Op het traject Pernis-Wijngaarden, Pernis-Maasvlakte, Emmen en Waalwijk verdwijnen knelpunten in de relevante scenario's. Op basis van de locaties van elektrolyzers is het aannemelijk dat deze knelpunten veroorzaakt worden door de plaatsing van elektrolyzers en worden ze toegeschreven aan deze structuurkeuze.

Tabel 4.17 - Knelpunten die verdwijnen of ontstaan bij clustering van elektrolyzers bij aanlanding windenergie op zee (optie 1) ten opzichte van Nederland Energieland Nationale Sturing en bij de industrieclusters (optie 2) ten opzichte van Nederland Energieland Europese Sturing

	Optie 1: clustering bij aanlanding WoZ	Spreiding elektrolyzers Nationale Sturing	Optie 2: clustering bij industrieclusters	Spreiding elektrolyzers Europese Sturing
Delfzijl (deel)	x	0	0	0
Emmen	0	x	0	0
Waalwijk/Geertruidenberg	0	x	0	0
Traject Moerdijk/Midden Zeeland	x	x	x	x
Pernis-Wijngaarden	0	x	0	0
Leidingen Pernis-Maasvlakte ³⁶	0	x	0	0
Maasbracht-Chemelot	x	x	x	0
Eemshaven	x	0	x	0

Normalisering van knelpunten voor compensatie effect van het onderliggende scenario

Om een vergelijking te kunnen maken tussen het effect van clustering bij de aanlanding van windenergie op zee (optie 1), en clustering bij industrieclusters (optie 2), worden de totale opgestelde vermogens van elektrolyzers in optie 1 genormaliseerd naar het totaal opgesteld vermogen in optie 2, dus conform de vermogens uit het scenario Europese Sturing. Het genormaliseerde vermogen wordt vergeleken op een locatie waar in optie 1 een knelpunt ontstaat met het vermogen op diezelfde locatie in het Nederland Energieland Europese Sturing-scenario. Als de vermogens op een locatie ongeveer gelijk zijn en in het Nederland Energieland Europese Sturing-scenario geen knelpunt ontstaat, wordt aangenomen dat het knelpunt niet door clustering zelf komt, maar door clustering van grote volumes aan elektrolyzers.

Na normalisatie is het opgestelde vermogen in de Eemshaven bij optie 1 nog tweemaal zo groot als in het Nederland Energieland Europese-scenario. Ook voor Maasbracht-Chemelot geldt dat op dit traject bij optie 1 een vele malen grotere capaciteit aan elektrolyzers wordt geprojecteerd dan in het Nederland Energieland Europese Sturing-scenario.

³⁶ Dit komt ook door de import van waterstof op deze locatie in dit scenario.

De knelpunten bij de Eemshaven en tussen Maasbracht en Chemelot veranderen door normalisatie mogelijk in omvang, maar verdwijnt naar verwachting niet. Daarom worden deze knelpunten, naar een beste inschatting, ook na normalisatie toegerekend aan de clustering van elektrolyzers bij de aanlanding van windenergie op zee.

Elk knelpunt vereist een eigen oplossing, die afhangt van de situatie. Hieronder wordt elk knelpunt toegelicht en wordt voor elk knelpunt een indicatie gegeven van geschikte oplossingen (zie ook Bijlage VI *Knelpuntenanalyse 2050* voor oplossingen knelpunten waterstofinfrastructuur). De oplossingsrichtingen zijn geschat op basis van de huidige modellering, en kunnen in de toekomst veranderen.

Delfzijl: Hier ontstaat bij optie 1 een knelpunt. Dit is een overschrijding in een aansluitleiding en kan worden opgelost met een nieuwe, passende aansluitleiding.

Maasbracht-Chemelot: Hier ontstaat een knelpunt door diepe aanlanding van windenergie op zee en de plaatsing van elektrolyzers in Maasbracht (optie 1) en door het plaatsen van elektrolyzers bij afnemers van waterstof bij Chemelot (optie 2). Hiervoor moet een passende aansluitleiding worden gelegd.

Traject Moerdijk/Midden Zeeland: In dit traject ligt een parallelle leiding met een grotere diameter. Mogelijk verdwijnt het knelpunt door een koppeling tussen beide leidingen te maken. Deze koppeling is ook nodig zonder clustering van elektrolyzers en wordt dus niet veroorzaakt door een van beide opties binnen de structuurkeuze.

Onzekerheden modellering

Er zijn veel factoren van invloed op de omvang van de overschrijding: de locatiekeuze van de clustering, maar ook de manier van modellering en het gekozen onderliggende scenario. De modellering is gelijk aan de modellering II3050 en niet erg nauwkeurig. Deze is niet bedoeld om te beslissen over noodzakelijke investeringen in de infrastructuur, maar om een eerste inschatting te geven van de mogelijke effecten op infrastructuur. De inschatting van de lengte van mogelijke nieuwe leidingen heeft daarmee een lage nauwkeurigheid. Een passende diameter van de eventuele benodigde leidingen is op dit moment nog niet mogelijk.

Tabel 4.18 geeft een totaaloverzicht van de benodigde verzwaringen van bestaande leidingen bij de opties, in termen van lengte. Op dit moment is het niet mogelijk om een waarde te geven voor de benodigde diameter. De keuze voor optie 2, clustering van elektrolyzers bij industrieclusters, heeft als gevolg dat meer infrastructuur nodig is ten opzichte van spreiding (Nederland Energieland Europese Sturing). Bij clustering van elektrolyzers bij de aanlanding van windenergie op zee, volgens de verdeling van optie 1 in Tabel 4.13., is minder verzwaring nodig dan in het Nederland Energieland Nationaal-scenario. Het verdwijnen of ontstaan van de knelpunten in beide opties is niet eenduidig aan de structuurkeuze toe te wijzen, en wordt mogelijk beïnvloed door de andere structuurkeuzes, onder meer door herverdeling van aanlandingslocaties windenergie op zee.

Tabel 4.18 - Benodigde infrastructuur verzwarende bestaande leidingen

	Optie 1: clustering bij aanlanding WoZ	Spreiding elektrolyzers Nationale Sturing	Optie 2: clustering bij industrieclusters	Spreiding elektrolyzers Europese Sturing	Eenheid
Aansluitleiding	7	30	7	-	Km
Doorgaande leiding	-	30	-	-	Km

Naast verzwarende van bestaande leidingen (bijvoorbeeld een parallelle leiding aanleggen of de bestaande leiding vervangen door een leiding met een grotere diameter) zijn nieuwe leidingen nodig waar de elektrolyzers niet direct naast een bestaande aansluitleiding zijn geplaatst. Tabel 4.19 geeft de locaties van de elektrolyzers en de afstand tot het koppelpunt (of de leiding) waarop deze is geprojecteerd.

Tabel 4.19 - Locatie elektrolyzers en invoedlocaties, met elektrisch vermogen waterstofproductie voor optie 1 en 2

Locatie elektrolyzers	Afstand tot netwerkpunt [km]	Vermogen optie 1	Vermogen optie 2
		GW	GW
Terneuzen	1,4 – 3,6	0	1,9
Borsele	1,6	5,2	0,1
Maasvlakte	0,7	10,8	0
Botlek	0,4	0	6,2
Chemelot (Graetheide)	2,0	0	4,1
Maasbracht (Maasgouw)	0,7	5,5	0
Middenmeer/ Den Helder	1,0	8,5	0
Diemen	1,3	5,5	0
Beverwijk	1,3	4,8	0
Eemshaven	1,4	8,5	0
Delfzijl	0,5	0	6,6
Bergen op Zoom	0,5	0	0,3
Geertruidenberg	18	1,8	0
Nissewaard	1,9	0	0,1
Alkmaar	7,0	0	0,01

4.5 Spreiding of clustering regelbare centrales

In deze paragraaf wordt gekeken naar de effecten van clustering van regelbare centrales op locaties van productie en opslag en op elektriciteitsinfrastructuur. Deze structuurkeuze is uitgewerkt voor het scenario Europese Sturing.

Productie (+ import)

De totale hoeveelheid regelbare centrales die nodig is, verschilt niet tussen beide opties binnen deze structuurkeuze, alleen de locatie verschilt. Tabel 4.20 geeft een overzicht van de belangrijkste verschillen tussen de twee opties.

Tabel 4.20 - Belangrijkste verschillen productie

	Optie 1: spreiding regelbare centrales	Optie 2: clustering regelbare centrales	Eenheid
Aantal locaties regelbare centrales	161	12	
<i>Waarvan nieuw</i>	<i>144</i>	<i>2</i>	
<i>Waarvan bij grootschalige centrales</i>	<i>17</i>	<i>10</i>	
<i>Waarvan nieuw buiten Barro</i>	<i>142</i>	<i>0</i>	
Gemiddeld vermogen per locatie	120	1.541	MW

De tabel toont dat het aantal productielocaties bij optie 1 een stuk hoger ligt. In totaal gaat het in dit scenario om 161 opweklocaties met gemiddeld 120 MW regelbare centrales per scenario³⁷. Een groot gedeelte van deze opweklocaties valt buiten de huidige reserveringen in het Barro en huidige opweklocaties. Bij optie 2 wordt het volledige vermogen aan regelbare centrales ingevuld binnen de huidige reserveringen en opweklocaties. Het gaat in dit geval dan ook om veel grotere eenheden, gemiddeld ruim 1.500 MW per locatie.

Tabel 4.21 geeft een overzicht van het opgestelde vermogen aan regelbare centrales per Barro-locatie (en het totale vermogen buiten die locaties) voor beide opties. Het gaat hierbij om het totale vermogen, dus inclusief grootschalige regelbare centrales.

Tabel 4.21 - Opgesteld vermogen binnen Barro-locaties

Gebied	Optie 1: spreiding regelbare centrales	Optie 2: clustering regelbare centrales	Eenheid
Amsterdam (Hemweg)	513	4254	MW
Borssele/Sloegebied	1319	1722	MW
Buggenum	92	604	MW
Burgum	717	1097	MW
Delfzijl	597	947	MW
Diemen	625	769	MW
Eemshaven	4872	8731	MW
Flevoland/Lelystad	909	813	MW
Geertruidenberg (Amercentrale)	660	917	MW
Geleen (Graetheide/Chemelot)	331	1151	MW
Maasbracht	1261	3626	MW
Moerdijk	909	821	MW
Rotterdam Botlek	1264	792	MW
Rotterdam Maasvlakte	2381	7055	MW
Rotterdam RoCa	321	203	MW
Rotterdam Vondelingenplaat	815	749	MW
Terneuzen, Sas van Gent	454	704	MW
Utrecht Lage Weide	547	437	MW

³⁷ Het precieze aantal opweklocaties is afhankelijk van specifieke aannames van de scenario's. Hier kan ook een andere invulling aan gegeven worden. Maar het algemene punt, dat er veel nieuwe opweklocaties nodig zijn buiten de huidige reserveringen, blijft altijd geldig bij een configuratie met spreiding van regelbare centrales.

Gebied	Optie 1: spreiding regelbare centrales	Optie 2: clustering regelbare centrales	Eenheid
Velsen	900	803	MW
Verspreid buiten Barro-gebieden	16.713	0	MW
Totaal binnen Barro-gebieden	19.485	36.194	MW
Totaal	36.198	36.194	MW
Totaal buiten Barro-gebieden	16.713	0	MW

Het is te zien dat bij optie 1 bijna 17 GW aan vermogen buiten de Barro-locaties valt, wat betekent dat hier nog geen ruimtelijke reserveringen voor zijn. Bij optie 2 valt alles binnen de Barro-locaties. Dit leidt ertoe dat er op enkele grotere Barro-locaties, zoals de Eemshaven en de Maasvlakte, grote hoeveelheden regelbaar vermogen nodig zijn.

Opslag

Deze structuurkeuze heeft geen effect op de locaties van opslag (zowel van elektriciteit als van gassen), maar wel een indirect effect op de benodigde capaciteit en wijze van inzet van opslag van gassen. Een aantal kleine centrales kan anders ingezet worden dan één grote centrale met hetzelfde vermogen. Daarmee heeft deze structuurkeuze ook effect op het benodigde transport van waterstof vanuit de opslag naar de centrale.

Elektriciteitsinfrastructuur

In principe is spreiding van de regelbare centrales het meest gunstig voor de elektriciteitsinfrastructuur. Door spreiding kunnen de regelbare centrales zo dicht mogelijk bij de lokale tekorten aan elektriciteit geplaatst worden waardoor het transport van elektriciteit geminimaliseerd wordt. Bij clustering is er meer afstand tussen de productie en de vraag wat leidt tot meer transport.

Uit de doorrekening van scenario Sterke Knopen Europese Sturing, waarin clustering van regelbare centrales meegenomen is, volgt echter dat het extra transport niet leidt tot nieuwe knelpunten op de hoogspanningsnetten. Er is voldoende transportcapaciteit beschikbaar hiervoor. Dit komt doordat het hoogspanningsnet in de toekomst grote hoeveelheden hernieuwbare productie van windparken op zee en hernieuwbare opwek op land moet transporteren. Om deze overschotten af te voeren moet dusdanig veel transportcapaciteit aangelegd worden dat de regelbare opwek bij de gekozen mate van clustering geen extra knelpunten veroorzaakt.

Hierbij moet opgemerkt worden dat bij de clustering van regelbare centrales rekening gehouden is met de lokale tekorten aan elektriciteit. Het benodigde regelbare vermogen per regio is in het scenario bij de dichtstbijzijnde Barro-locatie geplaatst, indien daar voldoende fysieke ruimte is. Bij een minder optimale verdeling, of bij nog verdere clustering, kunnen mogelijk wel knelpunten ontstaan op het hoogspanningsnet.

Daarnaast zorgt grotere spreiding van regelbare centrales ervoor dat er meer opties zijn voor redispatch, waardoor het makkelijker is voor TenneT om knelpunten op de hoogspanningsinfrastructuur operationeel op te lossen. Bij clustering van regelbare centrales is dit lastiger, wat tot hogere kosten leidt voor redispatch of in het ergste geval tot afschakeling van belasting.

De clustering van regelbare centrales leidt tot een aanzienlijke groei van het regelbare vermogen op de Barro-locaties. Hierdoor zijn extra velden, en mogelijk nieuwe stations nodig, om deze centrales aan te

sluiten op het 380kV-net. Bij spreiding van de regelbare centrales is er nauwelijks groei van het regelbare vermogen op de Barro-locaties en zijn er amper nieuwe velden nodig voor het aansluiten van de piekeenheden op het 380kV-net. Tabel 4.22 geeft een overzicht van het aantal extra velden dat bij beide opties noodzakelijk is.

Tabel 4.22 - Extra velden 380kV-stations

Locatie	Optie 1: spreiding regelbare centrales	Optie 2: clustering regelbare centrales
Amsterdam (Hemweg)	0	4
Borssele/Slogebied	0	1
Eemshaven	2	5
Geleen (Graetheide)	0	1
Maasbracht	0	2
Maasvlakte	0	4
Totaal	2	17

Bij spreiding zijn dus minder nieuwe 380kV-velden noodzakelijk. Dit komt doordat de nieuwe regelbare centrales bij spreiding worden aangesloten op het 110kV- of 150kV-net. In dat geval zijn op die spanning-niveaus nieuwe velden nodig voor het aansluiten van dit vermogen. Dit betekent dat er niet per sé minder ruimte nodig is voor extra velden bij spreiding, maar dat er op andere locaties ruimte noodzakelijk is. Er is niet bekeken hoeveel extra velden noodzakelijk zijn voor het aansluiten van piekeenheden op het 110kV- of 150kV-net.

Regionale netten

Spreiding of clustering van regelbare centrales kan impact hebben op de regionale elektriciteitsnetten. Spreiding leidt vermoedelijk tot minder belasting op de regionale netten dan clustering, aangezien tekorten lokaal ingevuld kunnen worden. Maar de effecten op de regionale elektriciteitsnetten zijn niet door-gerekend, dus het is niet mogelijk om te bepalen hoe groot dit effect is.

Methaan- en waterstofinfrastructuur

De clustering van regelbare centrales zorgt voor een vergrote vraag naar gasen op een aantal locaties. In de scenario's Nederland Energieland Europese Sturing en Sterke Knopen Europese Sturing worden elektriciteitscentrales vooral gevoed door methaan. Van alle scenario's is de impact op het methaannet dan ook het grootst in de scenario's Europese Sturing.

Verdeling tussen waterstof en methaan

In het model voor de doorrekening van de gasnetten wordt het **H-gasnet ingezet voor waterstof**, en het **G-gasnet voor methaan**. Een aantal elektriciteitscentrales wordt op dit moment met H-gas bediend en een aantal met G-gas. Doordat in de modellering het H-gasnet volledig omgezet wordt in een waterstofnet en het G-gasnet in een methaannet ontstaan knelpunten, die in de realiteit niet hoeven te ontstaan. De regelbare centrales worden in deze structuurkeuze geclusterd op locaties waar nu een centrale staat. Als die centrale nu met H-gas wordt bediend, ontstaat in optie 2 (clustering van regelbare centrales op methaan) automatisch een knelpunt. De vraag van de regelbare centrale wordt dan geprojecteerd op een dichtstbijzijnde G-gasleiding, met een te kleine diameter. Dit is een gevolg van de modellering, en kan mogelijk opgelost worden door de huidige grote aansluitleiding (H-gas of G-gas) in te zetten.

Methaan

Tabel 4.23 geeft een overzicht van de knelpunten in het methaannet bij beide opties van de structuurkeuze. Een aantal knelpunten is waarschijnlijk een gevolg van het abstractieniveau van de modellering. De reële knelpunten kunnen opgelost worden door een andere verdeling te maken van het bestaande netwerk in methaan en waterstof. Hieronder worden de belangrijkste knelpunten en de specifieke oplossingsrichtingen toegelicht.

Locatie van de Maxima en Flevocentrale: De Maximacentrale wordt op dit moment met H-gas bediend. In het model wordt het G-gasnet ingezet voor methaan. De meest dichtbij zijnde G-gasleiding heeft niet een voldoende grote diameter om de centrales te bedienen, waardoor een knelpunt ontstaat. Dit kan mogelijk opgelost worden door een H-gasleiding om te zetten naar een methaanleiding in plaats van een waterstofleiding.

Centrales aan RTL: Door clustering van regelbare centrales ontstaan minder knelpunten bij meet- en regelstations in Gelderland.

Tabel 4.23 - Methaannet: knelpunten die ontstaan in het methaannet door clustering van regelbare centrales (optie 2) ten opzichte van spreiding (optie 1). Een x betekent een overschrijding van meer dan 10%, een 0 minder dan 10%

Aansluiting	Optie 1: spreiding regelbare centrales	Optie 2: clustering regelbare centrales
Locatie Maxima/Flevocentrale	x	x
Locatie Hemwegcentrale	x	x
Locatie Diemencentrale	x	x
RTL-centrales Gelderland	x	0
Doorgaande leiding Schinnen	x	x
Zuid-Kraayert Zeeland (Sloegebied)	x	x

Waterstof

In de scenario's Nederland Energieland Europese Sturing en Sterke Knopen Europese Sturing, waarvoor deze structuurkeuze uitgewerkt wordt, draaien de meeste elektriciteitscentrales op groengas. Maar het is ook een reële mogelijkheid dat de elektriciteitscentrales gaan draaien op waterstof. Als gekozen wordt om regelbare centrales op waterstof te draaien, heeft de clustering van centrales impact op de waterstofinfrastructuur, in plaats van op de methaaninfrastructuur. De effecten van clustering van regelbare centrales die draaien op waterstof is onderzocht in het scenario Sterke Knopen Nationale Sturing.

In dit scenario ontstaat een aantal knelpunten op het waterstofnet door de clustering van centrales. Dit heeft te maken met de huidige aansluiting: het model projecteert waterstoftransport op de dichtstbijzijnde H-gasleiding. Het kan zijn dat de afnemer op dit moment een G-gasaansluiting heeft, die misschien geschikt zou kunnen worden gemaakt voor waterstof. In dat geval ontstaat er in werkelijkheid geen knelpunt.

Tabel 4.24 - Knelpunten die ontstaan in het waterstofnet door clustering van regelbare centrales (optie 2) ten opzichte van spreiding (optie 1). Een x betekent een overschrijding van meer dan 10%, een 0 minder dan 10%

Aansluiting	Optie 1: spreiding regelbare centrales	Optie 2: clustering regelbare centrales
Locatie Magnumcentrale	x	x
Locatie Hemwegcentrale	x	x
Locatie Utrechtcentrale	x	0
Locatie Maasvlakte	x	0
Locatie Maximacentrale (Lelystad Ommen)	x	x

De knelpunten bij de locaties Maasvlakte en Utrechtcentrale vinden alleen plaats bij spreiding van regelbare centrales. Door clustering wordt het knelpunt locatie Maximacentrale niet groter, maar verdwijnt het ook niet. In beide gevallen moet de aansluitleiding verzwaard worden.

Er verschijnen geen nieuwe knelpunten door clustering, maar een aantal knelpunten wordt wel groter. De belangrijkste knelpunten, met de grootste overschrijding, en waarbij een verzwaring nodig is, zijn de volgende:

- *Aansluiting locatie Magnumcentrale*: deze krijgt zowel bij spreiding als bij clustering een grotere vraag naar waterstof dan de capaciteit van de huidige aansluitleiding. De mate van overschrijding (% overschrijding piekbelasting) is door clustering van regelbare centrales (optie 2) op deze locatie ongeveer twee keer zo hoog als bij spreiding (optie 1). Dat betekent dat bij clustering een grotere aansluitleiding nodig is. In beide gevallen moet een passende aansluiting worden gemaakt.
- *Aansluiting locatie Hemwegcentrale*: de clustering van regelbare centrales (optie 2) geeft een extra overschrijding ten opzichte van spreiding van regelbare centrales (optie 1). Dat betekent dat bij clustering een grotere aansluitleiding nodig is. In beide gevallen moet een passende aansluiting worden gemaakt.

Tabel 4.25 geeft een totaaloverzicht van de benodigde verzwaringen bij beide opties. Bij spreiding van regelbare centrales (optie 1) is een grotere lengte aan nieuwe aansluitleidingen nodig. Hierbij moet opgemerkt worden dat de nieuwe buisleidingen bij optie 2 in sommige gevallen een grotere diameter moeten hebben.

Tabel 4.25 - Verzwaring van de waterstofinfrastructuur

	Optie 1: spreiding regelbare centrales	Optie 2: clustering regelbare centrales	Eenheid
Aansluitleiding	53	19	Km

4.6 Waterstofopslag in zoutcavernes of lege gasvelden

Hier worden de effecten van de structuurkeuze voor waterstofopslag op de infrastructuur beschouwd. De structuurkeuze kent twee opties: opslag in zoutcavernes in Noord-Nederland en de opslag van waterstof in lege gasvelden in het westen van Nederland. De totale hoeveelheid opslag verschilt tussen de twee opties. Optie 1 is uitgewerkt voor het scenario Europese Sturing, met een totale waterstofopslag van 10 TWh. Optie 2 is uitgewerkt voor het scenario Nationale sturing, met een totale waterstofopslag van 37 TWh. De verschillen tussen de opties in productie, en het effect op de infrastructuur worden beschreven.

Opslag

Relatie tot scenario

De waterstofproductie is groter in optie 2 (scenario Sterke Knopen Nationale Sturing) dan in optie 1 (scenario Sterke Knopen Europese Sturing). Bij het energetische scenario Europese sturing is naast waterstof methaan een belangrijke energiedrager, die ook wordt opgeslagen. Als gevolg hiervan is de vraag naar opslag van waterstof groter in optie 2 dan in optie 1. Lege gasvelden bieden doorgaans grotere volumes berging dan zoutcavernes. Daarom ligt waterstofopslag in lege gasvelden (mits technisch mogelijk) meer voor de hand bij de scenario's Nationale Sturing (met grote hoeveelheid opslag) en ligt waterstofopslag in nieuw aan te leggen zoutcavernes meer voor de hand bij het scenario Europese Sturing (met minder opslag van waterstof).

Als de opslag van waterstof in zoutcavernes toegepast zou worden bij de scenario's Nationale Sturing, waar de vraag naar opslag bijna vier keer zo groot is, zou de ruimtelijke impact vele malen groter zijn (uitgaande van een minimale spreiding tussen cavernes om verzakkingen tegen te gaan). De ruimtelijke impact van huidige gasopslagen en lege gasvelden is mogelijk kleiner.

Voor opslag van waterstof in zoutcavernes (in volumes groter dan de huidige methaanopslag in zoutcavernes) moeten eerst cavernes gemaakt worden door zout te winnen. De productie van zout is dus onderdeel van deze structuurkeuze.

In optie 1 worden nieuwe zoutcavernes aangelegd, boven op de geplande uitbreiding van Zuidwending die in alle scenario's aanwezig is. Zoutcavernes ontstaan in het algemeen door de winning van zout. In Nederland wordt jaarlijks voldoende zout geproduceerd om in 2050 voldoende cavernes te kunnen hebben voor 15 TWh opslag, voldoende voor de vraag naar opslag in optie 1. De winning moet dan wel op de juiste locaties en op de juiste wijze plaatsvinden. Daarom wordt ervan uitgegaan dat er op geschikte locaties een zoutverwerkingsinstallatie zal komen. De huidige zoutwinningslocaties zijn in een aantal gevallen ongeschikt voor de aanleg van zoutcavernes voor waterstofopslag (waaronder Barradeel, Veendam en Twente-Rijn)³⁸.

Opslag in zoutcavernes heeft de volgende gevolgen:

- pekerverwerkingslocaties zullen moeten worden aangelegd of een lozingspermissie zal moeten worden afgegeven;
- boringen moeten worden gedaan om pekete kunnen winnen en om later waterstof in te voeden en te produceren.

Daarnaast hebben de nieuwe cavernes alle installaties nodig die aanwezig zijn bij huidige gasopslagen in zoutcavernes, namelijk:

- Putten met afsluitbare kleppen.
- Gasstations voor gasinjectie (per cluster van cavernes). Gasstations voor gasproductie (per cluster van cavernes).
- Aansluiting op het gasnet (per cluster van cavernes).

Bij optie 2 worden huidige gasopslagen voor methaan omgebouwd naar opslagen voor waterstof, en worden lege gasvelden gereedgemaakt voor waterstofopslag. De haalbaarheid en veiligheid van opslag van waterstof in lege gasvelden is nog niet voldoende onderzocht. Of dit in de werkelijkheid een optie is

³⁸ TNO, 2021, Ondergrondse Energieopslag in Nederland 2030-2050.

voor 2050 zal dus nog moeten blijken. Er wordt aangenomen dat er geen aardgas meer gewonnen wordt in 2050. Voor de huidige gasopslagen betekent dit dat (in ieder geval een deel van) de methaanopslagen gefaseerd omgebouwd kunnen worden tussen 2030 en 2050. Bij het inrichten van een leeg gasveld voor opslag van waterstof zijn veel van de installaties nodig zoals genoemd bij nieuwe cavernes.

Waterstofinfrastructuur

Optie 1 heeft de volgende effecten op de vraag naar nieuwe infrastructuur:

- **Aanleg van pekelafoer.** Voor de aanleg van nieuwe zoutcavernes moet eerst zout gewonnen worden. Het gewonnen zout moet afgevoerd worden. De vraag naar opslag in zoutcavernes in Nederland is bij deze optie 10 TWh, met 36 nieuwe zoutcavernes als gevolg. Een dergelijk aantal moet over de tijd worden aangelegd, en het gewonnen zout moet daar worden afgevoerd. Infrastructuur is nodig om de grote hoeveelheden zout af te kunnen voeren. Als de zoutcavernes dicht bij elkaar geplaatst worden, bijvoorbeeld in clusters van zes, kan de impact van de infrastructuur beperkt worden. Maar het cumulatieve effect van een cluster van meerdere (tientallen) cavernes kan tot een significante bodemdaling leiden. Bij deze structuurkeuze wordt er daarom uitgegaan van een verdeling van de 36 cavernes over vijf clusters. De mate van bodemdaling is afhankelijk van de exacte locatie; het cavernevolume; de snelheid van winning van zout en injectie en productie van waterstof, en moet nader onderzocht worden.
- **Verbinding (afzonderlijke) opslaglocaties met het Nationaal Waterstofnetwerk.** Aansluitleidingen in (waarschijnlijk nieuwe) tracés verbinden de nieuwe (clusters van) cavernes met het Nationaal Waterstofnetwerk. De lengte en impact van deze leidingen is afhankelijk van de uiteindelijke locaties van de cavernes. Voor deze structuurkeuze zijn de cavernes nu modelmatig in clusters verdeeld over Groningen, Drenthe en het oosten van Friesland. De keuze voor deze provincies is gemaakt vanwege de aanwezige zoutstructuren. Er is niet onderzocht waar in deze regio's de ondergrond, en bovengrond geschikt zouden zijn. De schattingen van lengte en doorsnee van leidingen naar het Nationaal Waterstofnetwerk zijn sterk indicatief.

Optie 2 heeft als mogelijke effecten op de infrastructuur:

- **Verbinding afzonderlijke opslaglocaties met het Nationaal Waterstofnetwerk.** De huidige gasopslagen en lege gasvelden zijn al verbonden met het gasnetwerk. Er kunnen knelpunten ontstaan wanneer onderdelen van de huidige gasopslag voor methaan een lagere capaciteit heeft dan de gewenste capaciteit voor waterstofopslag. Of dit het geval is, is afhankelijk van meerdere factoren zoals bijvoorbeeld de snelheid waarmee waterstof geïnjecteerd en geproduceerd wordt en de druk waarmee waterstof wordt opgeslagen. Er wordt voor nu de aanname gemaakt dat de dimensionering van de aansluitleidingen van de gasopslagen en lege gasvelden voldoende is voor de opslag van waterstof.

Naast nieuwe infrastructuur specifiek voor het inrichten van de waterstofopslagen, ontstaat mogelijk een aantal knelpunten in de reguliere waterstofinfrastructuur. Tabel 4.26 geeft weer waar de knelpunten ontstaan en verdwijnen in optie 1 en 2 (uitgewerkt in de Sterke Knopen-scenario) ten opzichte van de Nederland Energieland-scenario's waarbij waterstof opgeslagen wordt in Veendam en in Duitsland, vlak over de grens bij Twente.

Tabel 4.26 - Trajecten met een capaciteitsoverschrijding van meer dan 10% (x), en minder dan 10% (0). Door opslag in verspreide cavernes (optie 1) en gebruik van lege gasvelden (optie 2) in vergelijking Nederland Energieland-scenario's

Traject	Optie 1: zoutcavernes	Opslag Veendam en Duitsland, Europese Sturing	Optie 2: bestaande gasopslagen en lege gasvelden	Opslag Veendam en Duitsland, Nationale Sturing
Windeweër-Vries (Drenthe)	x	0	x	0
Grijpskerk, Groningen	x	0	0	0
Zuidwending	0	x	0	x
Trips-Windeweër (UGS Norg)	0	0	x	0
Ommen-Twente	x	x	0	x

Omdat in optie 1 de opslag verdeeld is over verschillende cavernelocaties ontstaat geen knelpunt bij Zuidwending (terwijl dit in het Nederland Energieland Europese Sturing-scenario wel zo is). Daartegenover staat dat er enkele nieuwe knelpunten ontstaan. Omdat in optie 2 gekozen is om lege gasvelden in te zetten voor opslag van waterstof in plaats van cavernes bij Zuidwending en Epe in Duitsland, ontstaan er geen knelpunten bij Zuidwending en op het tracé Ommen-Twente. Daartegenover staat dat er ook enkele nieuwe knelpunten ontstaan.

De oplossingen voor de knelpunten verschillen per knelpunt (meer hierover in Bijlage VI *Knelpuntenanalyse 2050*). De oplossingen voor deze knelpunten per traject voor optie 1 en optie 2 zijn als volgt:

Windeweër-Vries: de grote capaciteitsoverschrijding op het traject Windeveer-Vries in optie 2 is een gevolg van een fout in de modellering. In dit traject lopen drie parallelle leidingen. In het model is het waterstoftransport geprojecteerd op de leiding met de laagste capaciteit, omdat dit een H-gasleiding is. Een andere verdeling van deze leidingen tussen methaan en waterstof vermindert deze overschrijding naar een niveau dat waarschijnlijk geen investeringen in capaciteit vergt.

Op dit traject is ook een overschrijding bij optie 1 (de inzet van cavernes). Dat komt omdat de cavernes op dit traject geprojecteerd zijn. In werkelijkheid zijn er voor nieuw aan te leggen cavernes nieuwe aansluitleidingen naar het Nationaal Waterstofnetwerk nodig. Mogelijk is die aansluiting niet via dit traject, maar op een andere locatie.

Grijpskerk: In Grijpskerk ontstaat een overschrijding bij optie 1 door opslag van waterstof in cavernes. Dat komt doordat cavernes aangesloten worden op dit traject. Ook hier geldt dat de nieuwe aansluiting ook op een andere locatie kan zijn, afhankelijk van de locatie van de cavernes.

Trips-Windeweër: Dit traject heeft een overschrijding van meer dan 10% in optie 1 door de projectie van de opslag van waterstof in Norg op dit traject. De dimensionering van de opslag en infrastructuur in Norg is nu op basis van methaan. De omvang van opslag van waterstof in optie 2 is gekozen zodat het binnen deze dimensionering past. Er wordt verwacht dat dit knelpunt in werkelijkheid niet optreedt en naar voren komt door gebrekkige modellering, of dat het operationeel op te lossen is, dus zonder investeringen en ruimtelijke consequenties.

Ommen-Twente: Dit traject geeft een overschrijding bij opslag van waterstof in Duitsland, vlak over de grens bij Twente (in beide bekeken Nederland Energieland-scenario's). In optie 1 is hier ook nog een knelpunt aanwezig. Mogelijk kan dit knelpunt opgelost worden door te schakelen tussen de waterstof- en de methaanleiding, die een grotere capaciteit heeft.

Tabel 4.27 geeft een overzicht van de verzwarende van infrastructuur voor beide opties. Veel informatie is nog onbekend. Het gaat hier dan ook om grove inschatting op basis van een theoretische verspreiding van cavernes. Het geschikt maken van gasopslagen in lege gasvelden vraagt nog om veel onderzoek waaruit geschiktheid en de nodige aanpassingen moeten blijken. Voor nu is voor deze optie 2 alleen de verzwarende van een aansluitleiding meegenomen. De verzwarende van de waterstofinfrastructuur voor deze structuurkeuze zit met name in de aanleg van nieuwe infrastructuur in optie 1.

Tabel 4.27 - Totaaloverzicht verzwarende waterstofinfrastructuur voor opslag

	Optie 1: zoutcavernes	Optie 2: bestaande gasopslagen en lege gasvelden	Eenheid	Opmerking
Aansluitleiding in bestaand traject		8	Km	De realisatie van waterstofopslag in een leeg gasveld vraagt nog veel onderzoek naar geschiktheid, risico's en benodigde aanpassingen. Daaruit volgen waarschijnlijk meer aanpassingen dan de nu aangenomen leiding.
Nieuwe gasleidingen	186		Km	36 cavernes verdeeld over 5 clusters. Voor de clusters naar de zoutverwerking wordt gemiddeld 30 kilometer genomen. Voor elke caverne daarbij nog 1 km ³⁹ genomen.
Nieuwe waterleidingen	186		Km	36 cavernes verdeeld over 5 clusters. Voor de clusters naar de zoutverwerking wordt gemiddeld 30 kilometer genomen. Voor elke caverne wordt daarbij nog 1 km genomen.
Putten	72		-	1 injectie, en 1 productie put per caverne.
Gasstation injectie	5		-	Aanname dat 1 gasstation per cluster voldoende is.
Gasstation productie	5			Aanname dat 1 gasstation per cluster voldoende is.
Pekelverwerking fabriek	1		-	Op basis van capaciteit zoutfabriek Delfzijl ⁴⁰ . Met deze capaciteit kunnen ongeveer 5 cavernes van in totaal 1 TWh per 2 jaar geproduceerd worden.
Waterfabriek	1		-	Op basis van capaciteit waterfabriek Veendam.

Normalisering van knelpunten voor compensatie effect van het onderliggende scenario.

De keuze tussen opslag van waterstof in zoutcavernes of in lege gasvelden hangt onder meer samen met de benodigde omvang van opslag. Bij een grote opgave voor opslag is het logisch om te kijken naar opslag in lege gasvelden en bestaande gasopslagen in velden. Terwijl bij een kleinere opgave dit minder voor de hand ligt. Om toch een vergelijking te kunnen maken, wordt de optie 2 naar de totale omvang van opslag van optie 1 genormaliseerd.

³⁹ De minimumafstand tussen de wanden van twee cavernes voor zoutwinning bedraagt op dit moment ongeveer tussen de 160 tot 210 meter afhankelijk van de diepte (tot 1.500 meter) (NLOG infodoc zoutwinning **Ongeldige bron opgegeven**).

De minimumafstand tussen cavernes voor waterstofopslag moet nog onderzocht worden.

⁴⁰ Nobian heeft een productie van 2,6 miljoen ton zout per jaar. <https://www.chemieparkdelfzijl.nl/bedrijven/599097-akzonobel-salt>

Door de normalisering is het mogelijk om in plaats van meerdere gasvelden, slechts één bestaande gasopslag in te zetten. Omdat het gaat om een hoeveelheid van 10 TWh, wordt een opslag van geschikte omvang gebruikt. Daardoor komt de huidige opslag in Alkmaar in aanmerking voor de genormaliseerde analyse. De afstand van leidingen die mogelijk aangepast moeten worden naar de berging toe is ongeveer 2 kilometer. Dit betekent dat de in Tabel 4.27 genoemde verzwaring voor aansluitleidingen, die veroorzaakt wordt door de opslag in Norg, komt te vervallen bij normalisatie.

4.7 Toepassing kernenergie

In deze paragraaf wordt gekeken naar de effecten van clusteringtoepassing van kernenergie op locaties van productie en opslag en op elektriciteitsinfrastructuur. Deze structuurkeuze is uitgewerkt voor het energetische scenario Europese Sturing.

Aannames rondom inzet kernenergie

In het scenario is er aangenomen dat de kerncentrales must-run draaien. Op basis van gesprekken met experts is vastgesteld dat dit het meest aannemelijk is, aangezien het niet financieel rendabel is om kerncentrales in te zetten als regelbare eenheid. Als kerncentrales op een andere manier ingezet worden heeft dit ook effect op de resultaten. Als het als regelbare eenheid ingezet wordt vervangt het alleen gascentrales en geen hernieuwbare opwek op land. Daarnaast hebben de kerncentrales dan een andere impact op de elektriciteitsinfrastructuur.

Voor de plaatsing van kerncentrales zijn nu alleen de locaties meegenomen die ruimtelijk zijn aangewezen door de Nederlandse overheid, namelijk Borssele/Sloegebied en de Maasvlakte. Vanuit netperspectief kan het interessant zijn om kerncentrales juist meer landinwaarts te plaatsen in bijvoorbeeld Limburg, aangezien bij Borssele/Sloegebied en de Maasvlakte ook al forse hoeveelheden windenergie op zee aanlanden. Hier is verder onderzoek voor nodig.

Productie

Kernenergie vervangt bij deze structuurkeuze wind op land en gascentrales. In het Kernenergie-scenario, gebaseerd op het scenario Europese Sturing, wordt 8,3 GW aan kerncentrales toegevoegd. Alle windturbines op land, in het scenario Europese Sturing 10 GW, verdwijnen in de optie met kernenergie. Er wordt ervan uitgegaan dat ook bestaande windturbines op land verdwijnen⁴¹. Dit betekent dat er geen nieuwe windturbines geplaatst worden op bestaande locaties als de huidige windturbines zijn afgeschreven.

De productie van andere energiebronnen, zoals zon-pv en windenergie op zee, blijft gelijk. Er is in dit scenario geen zon op veld in 2050, aangezien er in dit scenario aangenomen wordt dat alle zon-pv op dak komt. Daarom vervangt kernenergie geen zon op veld.

Om te bepalen hoeveel gascentrales (groengas of waterstof) nodig zijn heeft TenneT een jaarrond-rekening uitgevoerd. De gascentrales worden ingezet op momenten dat er onvoldoende productie is van

⁴¹ Bij deze structuurkeuze wordt een extreme optie onderzocht waarbij kernenergie alle hernieuwbare opwek op land vervangt om zo de ruimtelijke effecten goed inzichtelijk te maken. Doel van deze exercitie is niet om de ideale rol van kernenergie in het energiesysteem te bepalen. Er zijn andere configuraties denkbaar, bijvoorbeeld waarbij kernenergie slechts een deel van de wind op land vervangt of waar kernenergie in de plaats komt van verdere toename van windenergie op zee. Voor het bepalen van een zo efficiënt mogelijke configuratie is verder onderzoek nodig.

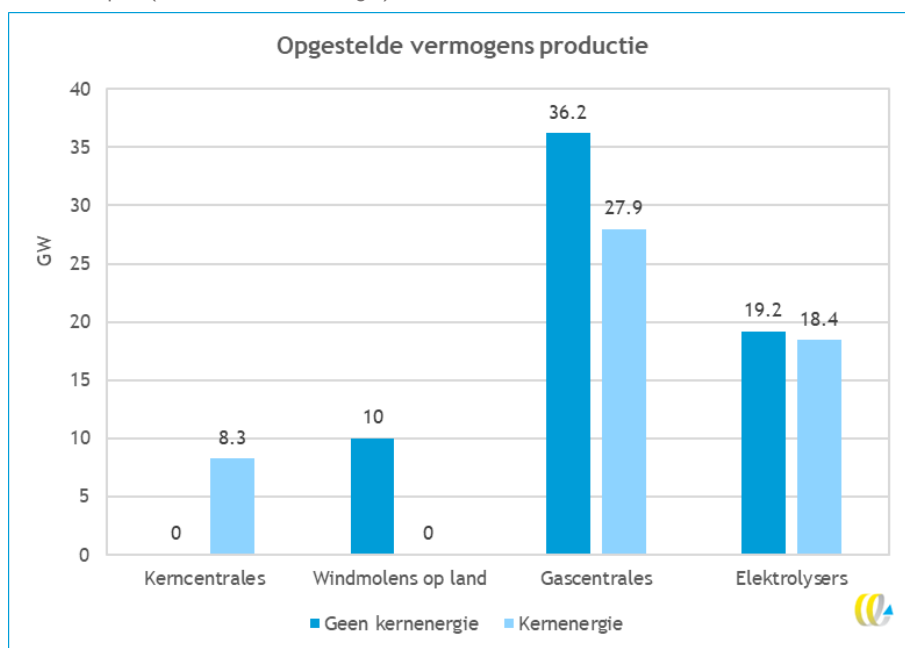
kerncentrales en hernieuwbare opwek. Het benodigde opgestelde vermogen aan gascentrales komt overeen met de benodigde piekproductie van deze centrales, op momenten met vrijwel geen wind en zon in combinatie met hoge elektriciteitsvraag.

Er wordt aangenomen dat kerncentrales must-run draaien, wat betekent dat deze het hele jaar aanstaan. Dit betekent dat de kerncentrales ook draaien op de momenten met vrijwel geen wind en zon in combinatie met hoge elektriciteitsvraag. Op die momenten vullen zij 8,3 GW van de vraag in. Zonder kerncentrales moet de vraag op die momenten ingevuld worden met gascentrales. Dit betekent dat dus, naast 10 GW minder wind op land, ook 8,3 GW minder gascentrales nodig zijn door de toepassing van kernenergie.

Impact weerjaar

De productie van zonnepanelen en windturbines is afhankelijk van de weersomstandigheden. Deze zijn niet elk jaar hetzelfde. Daarom verschilt de totale productie en het uurlijkse productieprofiel van zon- en windenergie per jaar. Hetzelfde geldt voor de energievraag. In koudere jaren is de vraag naar energie voor verwarming hoger. In de jaarrondrekening van TenneT is gerekend met het weerjaar 1987. Dit is een weerjaar met weinig wind en zon en een koude winter. Daarmee is dit een extreem jaar waarbij de grootste hoeveelheid regelbare centrales nodig is. Er is met dit jaar gerekend omdat de leveringszekerheid ook in extreme weerjaren in orde moet zijn, dus op basis van de extreme weerjaren moet bepaald worden hoeveel regelbare centrales nodig zijn. In andere jaren ligt de productie van windturbines hoger. In een gemiddeld jaar zal 10 GW windturbines op land tussen de 30 en 40 TWh aan elektriciteit produceren. Daardoor is in een gemiddeld jaar minder productie van gascentrales noodzakelijk. Dit geldt voor de optie zonder kernenergie. Maar ook voor de optie met kernenergie aangezien beide opties een forse hoeveelheid, 30 GW, aan windenergie op zee hebben. Het weerjaar heeft daardoor geen significant effect op de hoeveelheid vermogen aan windturbines en gascentrales die vervangen kan worden door kerncentrales.

Figuur 4.5 - Opgestelde vermogens productie energie relevante categorieën, voor scenario Sterke knopen en Extra sterke knopen (oftewel met kernenergie)

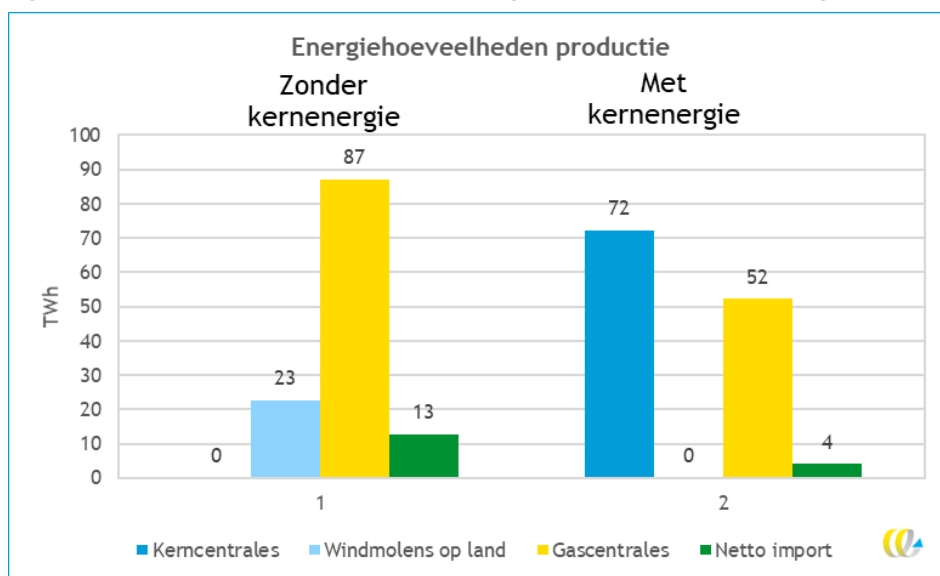


Door de inzet van kerncentrales in plaats van windturbines op land is de piek van overschotten van elektriciteit lager. Hierdoor is het opgestelde vermogen aan elektrolyzers, die ingezet worden om de overschotten van elektriciteit op te vangen, ook lager. Dit komt doordat het opgestelde vermogen aan kerncentrales lager ligt dan het opgestelde vermogen van de wind op land die vervangen wordt.

Naast de opgestelde vermogens is het ook relevant om te kijken naar de energiehoeveelheden van de elektriciteitsproductie. Figuur 4.6 geeft een overzicht van de energiehoeveelheden van de relevante productiecategorieën, met en zonder kernenergie. De 8,3 GW aan kerncentrales produceren 72 TWh elektriciteit per jaar. Dit vervangt de 23 TWh die 10 GW aan wind op land op zou leveren. Daarnaast vervangen de kerncentrales een aanzienlijk deel van de productie van gascentrales. De productie van gascentrales is bij toepassing van kerncentrales 35 TWh lager. Er is niet alleen minder vermogen aan gascentrales, het aantal draaiuren van deze centrales neemt ook af. Tot slot is er minder import van elektriciteit uit het buitenland.

De totale productie van elektriciteit ligt iets hoger bij toepassing van kernenergie. Dit komt doordat er meer overschotten van elektriciteit zijn. Deze overschotten worden omgezet in waterstof. Hierdoor neemt de waterstofproductie van elektrolyzers toe, ondanks dat het opgestelde vermogen van elektrolyzers lager ligt (doordat de overschotpiek lager is).

Figuur 4.6 - Productie elektriciteit voor relevante categorieën, met en zonder kernenergie



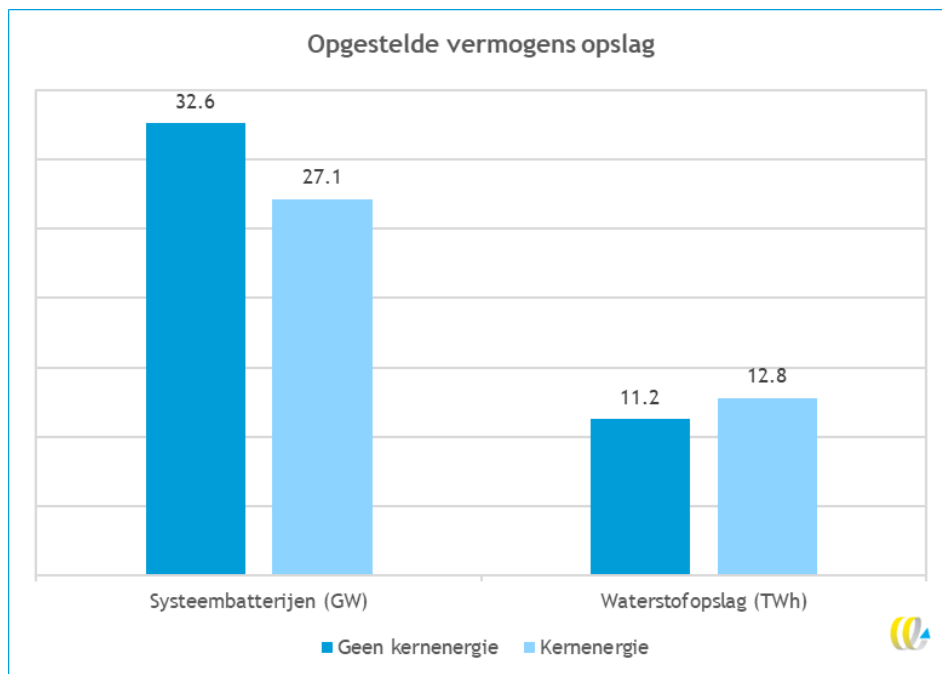
Opslag en conversie

Figuur 4.7 geeft een overzicht van de verschillen in benodigde opgestelde vermogens aan opslag. Door de inzet van kernenergie is minder vermogen van batterijen nodig. Dit komt doordat de productie van kernenergie stabiel is en daarmee beter aansluit op de vraag dan het volatiele aanbod van windturbines. Deze batterijen maken bij de optie met kernenergie iets meer draaiuren.

De inzet van kernenergie kan indirect ook impact hebben op de opslag van waterstof. Dit komt doordat kerncentrales effect hebben op de productie van waterstof met elektrolyzers en op de vraag van waterstof van gascentrales. Op basis van een eerste inschatting lijkt het effect van de toepassing van kernenergie

op de benodigde opslag van waterstof klein te zijn, maar verder onderzoek is nodig om hier uitsluitel over te geven.

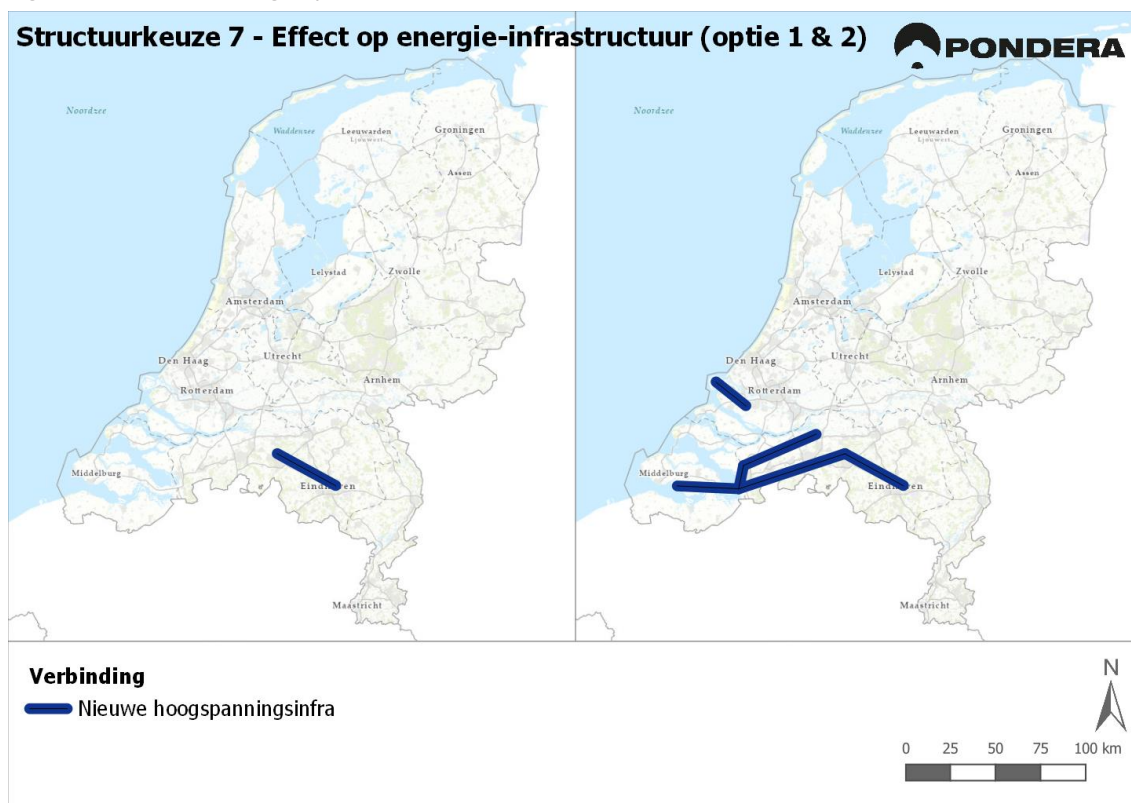
Figuur 4.7 - Opgestelde vermogens opslag energie, met en zonder kernenergie



Elektriciteitsinfrastructuur

Het vervangen van wind op land en gascentrales door kerncentrales heeft effect op de belasting op het hoogspanningsnet. Figuur 4.8 geeft een overzicht van de belasting op het 220kV- en 380kV-net in het scenario zonder kernenergie (links) en het scenario met kernenergie (rechts). De effecten op de elektriciteitsinfrastructuur worden uitgedrukt in ENT, wat overeenkomt met de totale hoeveelheid energie die op jaarbasis niet getransporteerd kan worden (zie bijlage A voor verdere toelichting).

Figuur 4.8 - Effect kernenergie op 220/380kV-infrastructuur



De figuur laat zien dat de belasting op de 380kV-tracés op enkele punten toeneemt bij toepassing van kernenergie, waardoor hier nieuwe infrastructuur noodzakelijk is:

- **Van de Maasvlakte tot Crayestein.** Dit komt door de combinatie van vollastproductie van de kerncentrales op de Maasvlakte met forse aanlanding van windenergie op zee.
- **Vanaf Zeeland richting Oost-Brabant.** Ook dit komt door de combinatie van vollastproductie van de kerncentrales in Borssele/Slogebied met forse aanlanding van windenergie op zee.

Bij beide knelpunten ontstaan door de combinatie van kerncentrales met aanlanding van windenergie op zee forse regionale overschotten van elektriciteit gedurende lange periodes in het jaar, die afgevoerd moeten worden richting de rest van Nederland en het buitenland. De huidige capaciteit van de 380kV-tracés is onvoldoende om dusdanig grote hoeveelheden elektriciteit af te voeren.

Tabel 4.28 geeft een overzicht van de effecten van toepassing van kernenergie op individuele componenten van de hoogspanningsinfrastructuur. De tabel geeft onder meer weer dat toepassing van kernenergie (zoals in dit scenario) ertoe leidt dat nieuwe 380kV-infrastructuur noodzakelijk is, zoals eerder ook al besproken. Bij realisatie van een pocketstructuur heeft toepassing van kernenergie geen effect op 380kV/150kV-transformatoren en op 150kV- en 110kV-verbindingen. Er is ook geen significant effect op 220kV-infrastructuur aangezien deze alleen in noordoost Nederland aanwezig is (en kerncentrales in de scenario's in zuidwest Nederland geplaatst worden).

Tabel 4.28 - Effecten individuele componenten infrastructuur

Component	Type	Optie 1: zonder kernenergie		Optie 2: met kernenergie	
		ENT	Classificatie	ENT (TWh)	Classificatie
		TWh		TWh	
Borssele/Sloegebied-Rilland	380kV-tracé	0,0	Redispatch	4,4	Nieuwe infra
Rilland-Kijkuit		0,2	Redispatch	5,1	Nieuwe infra
Rilland-Tilburg		0,0	Geen knelpunt	1,4	Nieuwe infra
Tilburg-Eindhoven		0,5	Nieuwe infra	3,6	Nieuwe infra
Kijkuit-Geertruidenberg		0,0	Redispatch	1,5	Nieuwe infra
Maasvlakte-Simonshaven		0,1	Redispatch	1,3	Nieuwe infra

De toepassing van kernenergie heeft geen impact op het aantal velden bij 380kV-stations dat noodzakelijk is om productievermogen aan te sluiten op het 380kV-net. Er zijn wel nieuwe velden bij 380kV-stations nodig voor het aansluiten van de nieuwe kerncentrales. Maar de kerncentrales vervangen gascentrales, waardoor voor het aansluiten van gascentrales weer minder velden nodig zijn. Dit heft elkaar op, aangezien 8,3 GW aan kerncentrales zorgt voor 8,3 GW minder gascentrales.

Samenhang met aanlanding windenergie op zee

In het scenario waarin de inzet van kernenergie meegenomen wordt, zijn ook aannames gemaakt over aanlanding van windenergie op zee in Borssele/Sloegebied en op de Maasvlakte. Op beide locaties wordt uitgegaan van 7,5 GW windenergie op zee in het scenario. Bij de Maasvlakte komt dit overeen met de plannen tot 2031, maar in Borssele/Sloegebied staat tot 2031 slechts 5,5 GW windenergie op zee gepland. De resultaten van optie 2 (met kernenergie) laten zien dat extra aanlanding van windenergie op zee in Borssele/Sloegebied na 2031, samen met de ontwikkeling van nieuwe kerncentrales, tot forse knelpunten op het 380kV-net leidt. Daarom moet de keuze voor extra aanlanding van windenergie op zee in Borssele/Sloegebied na 2031 in samenhang met de keuze voor nieuwe kerncentrales in Borssele/Sloegebied gemaakt worden.

Tabel 4.29 geeft een totaaloverzicht van de benodigde hoogspanningsinfrastructuur bij beide structuurkeuzes. Hierin zijn alleen de componenten meegenomen waarvoor er verschil is tussen beide opties (uit Tabel 4.28). Bij de lengte van nieuwe verbindingen is uitgegaan van nieuwe tracés naast de bestaande tracés. Zoals eerder besproken zijn er bij de optie met kernenergie extra 380kV-verbindingen noodzakelijk (alleen indien deze kerncentrales vollast draaien).

Tabel 4.29 - Totaaloverzicht verzwarende infra

Component	Optie 1: zonder kernenergie	Optie 2: met kernenergie	Eenheid	Opmerking
380kV-verbindingentracé ⁴²	0	191	Km	
380kV-verbindingencircuits	0	382	Km	Aanname 2 circuits bij uitbreiding
Redispatch	0.40	0.00	TWh redispatch	
380kV-velden	8	8	Aantal velden	8 voor gascentrales bij optie 1, 8 voor kerncentrales bij optie 2

⁴² Hier wordt uitgegaan van de directe lijnen tussen twee stations. In de praktijk is dit niet mogelijk en zal de lengte van de nieuwe verbindingen langer zijn.

Regionale netten

Kerncentrales vervangen binnen deze structuurkeuze gascentrales en windturbines op land. Kern- en gascentrales hebben beide geen impact op de regionale netten, alleen op de hoogspanningsnetten.

Maar doordat kernenergie in de plaats komt van windturbines op land zijn wel minder uitbreidingen van regionale netten nodig. Windturbines op land worden normaal gesproken aangesloten op de koppelsstations tussen het hoogspanningsnet en de regionale netten. Daarom zijn bij optie 2 ongeveer 5% minder nieuwe koppelpunten nodig. Daarnaast zijn er bij optie 1 kabels nodig die de windturbines verbinden met de koppelsstations. Dit is bij optie 2 ook niet nodig.

Waterstof- en methaaninfrastructuur

Kernenergie levert basislast en vervangt daarmee een deel van de elektriciteitscentrales als er geen zon en wind is. De toepassing van kernenergie is onderzocht voor het scenario Europese Sturing, waarin de elektriciteitscentrales draaien op groengas. Daarom heeft de inzet van kernenergie in dit geval geen impact op de waterstofinfrastructuur.

De inzet van gascentrales vraagt veel transportcapaciteit in het methaannet vanuit de opslaglocaties naar de centrales, om momenten van weinig zon en wind op te vangen. Wanneer gebruikgemaakt wordt van kernenergie neemt de vraag naar deze centrales af, omdat kernenergie als basislast wordt ingezet. Een aantal knelpunten in het methaannet neemt dan ook iets af in omvang ten opzichte van de situatie zonder kernenergie.

4.8 Binnenlandse productie synthetische brandstoffen of import

In deze paragraaf wordt gekeken naar de effecten van binnenlandse productie van synthetische brandstoffen op de locaties van productie en opslag en op elektriciteitsinfrastructuur. Deze structuurkeuze is uitgewerkt voor het scenario Nationale Sturing, waarbij optie 1 uitgewerkt is in het scenario Nederland Energieland Nationale Sturing en optie 2 in het scenario Sterke Knopen Nationale Sturing.

Productie

Tabel 4.30 geeft de cumulatieve effecten van beide opties op benodigde productie. Hierin zijn alleen de componenten meegenomen die extra nodig zijn voor binnenlandse productie van synthetische brandstoffen.

Tabel 4.30 - Effecten op productie, cumulatief

Parameter	Optie 1: 100% import	Optie 2: deels lokale productie	Eenheid
Windenergie op zee	0	20,5	GW
Direct Air Capture	0	47	PJ/j
Fabriek synfuels	0	188	PJ/j
-waarvan kerosine	0	45	PJ/j
-waarvan scheepsbunkers	0	143	PJ/j

Tabel 4.31 geeft de effecten van beide opties op productie, opgesplitst naar locatie. Wederom zijn alleen de componenten opgenomen waarbij verschillen tussen beide opties optreden.

Tabel 4.31 - Effecten op productie, per locatie

Type installatie	Locatie	Optie 1: 100% import	Optie 2: deels lokale productie	Eenheid
Direct Air Capture	Eemshaven	0	23,5	PJ/j
	Maasvlakte	0	23,5	PJ/j
Productie syn. kerosine	Eemshaven	0	23	PJ/j
	Maasvlakte	0	23	PJ/j
Productie syn. bunkers	Eemshaven	0	72	PJ/j
	Maasvlakte	0	72	PJ/j

Door de productie van synfuels in Nederland is daarnaast extra vermogen aan regelbare centrales noodzakelijk om te kunnen voorzien in de elektriciteitsvraag van direct air capture (DAC) op momenten dat er geen productie is van de windparken op zee. Er is hierdoor 1,2 GW extra regelbaar vermogen nodig (35,7 GW regelbaar vermogen in totaal). Dit extra regelbare vermogen kan ingevuld worden met kleine piekeenheden verspreid door het land of kan geclusterd worden op Barro-locaties. De nieuwe centrales komen bij voorkeur bij de Eemshaven en de Maasvlakte aangezien dat de locaties zijn van de extra vraag. Deze afweging wordt besproken bij structuurkeuze 5, spreiding of clustering regelbare centrales.

Opslag en conversie

Tabel 4.32 geeft de cumulatieve effecten van beide opties op benodigde opslag en conversie. Hierin zijn alleen de componenten meegenomen die extra nodig zijn voor binnenlandse productie van synthetische brandstoffen. Onder de tabel volgt een uitgebreide toelichting.

Tabel 4.32 - Effecten op opslag en conversie, cumulatief

Parameter	Optie 1: 100% import	Optie 2: deels lokale productie	Eenheid
Elektrolyzers	0	19,1	GW
-waarvan voor synfuels	0	17,6	GW
-waarvan voor balancerings	0	1,5	GW
Batterij	0	1,05	GW
Opslag waterstof	0	61	PJ
Vermogen regelbare centrales	0	1,24	GW

Elektrolyzers – Elektrolyse voor de synfuels zelf vindt offshore plaats. Elektrolyse om de voor balancerings vindt niet offshore plaats en kan ruimtelijke impact hebben.

Batterij – Doordat de additionele elektriciteitsproductie en -vraag niet gelijktijdig plaatsvinden, is extra opslag met batterijen noodzakelijk. Uit de doorrekening volgt dat er 2 GW extra batterijen nodig zijn (55,4 GW aan batterijen in totaal). Deze batterijen zijn nodig bij de Eemshaven en de Maasvlakte.

Opslag waterstof – De totale opslag van waterstof wordt in de modellering berekend op basis van de onbalans tussen vraag en aanbod over een jaar. Overschotten aan elektriciteit worden omgezet in waterstof. Als er op dat moment geen vraag naar waterstof is, wordt dit opgeslagen in een centrale ondergrondse opslag. En indien er te weinig productie is wordt waterstof uit de opslagen gehaald. Met de continue lokale productie van synfuels neemt de vraag naar waterstofopslag toe. Waterstof is een grondstof voor synfuels en er is continue energie nodig voor productie, terwijl er niet continu waterstof geproduceerd wordt.

Infrastructuur

Tabel 4.33 geeft het overzicht van de cumulatieve effecten van beide opties op infrastructuur. In deze tabel zijn alleen de componenten opgenomen waarbij verschillen tussen beide opties optreden. Onder de tabel volgt een uitgebreide toelichting.

Tabel 4.33 - Effecten op infrastructuur, cumulatief

Type infra	Optie 1: 100% import	Optie 2: deels lokale productie	Eenheid
Pijpleiding voor waterstof	0	Offshore, buiten scope	km
Elektriciteitskabel voor WoZ	0	Offshore, buiten scope	km
Importterminal kerosine	170	125	PJ/j
Importterminal scheepsbunkers	543	400	PJ/j

Elektriciteit – Om de additionele elektriciteitsvraag voor direct air capture (DAC) in te vullen, landt extra windenergie op zee aan bij de Maasvlakte en de Eemshaven, op beide locaties ongeveer 1,5 GW. Hiervoor zijn op deze locaties extra convertorstations (omzetting stroom van DC naar AC) en nieuwe velden bij 380kV-stations nodig.

Er wordt aangenomen dat de DAC-installaties op dezelfde locaties geplaatst worden. Dit betekent dat een aanzienlijk deel van de elektriciteit direct gebruikt wordt. Door de ongelijktijdigheid van de vraag en het aanbod is er gedurende delen van het jaar wel een beperkte af- of aanvoer van elektriciteit naar deze locaties.

De grootste belastingen op het hoogspanningsnet ontstaan in 2050 door de afvoer van elektriciteit van windparken op zee naar het binnenland. Door de extra aanlanding voor de productie van synthetische brandstoffen moet meer stroom afgevoerd worden en wordt de belasting op het hoogspanningsnet dus hoger. Maar de omvang van de extra stroom die afgevoerd wordt, maximaal 0,8 GW voor beide locaties, is zeer beperkt ten opzichte van het totale vermogen windenergie op zee dat aanlandt op de Maasvlakte (12 GW) en Eemshaven (9 GW) in het scenario Sterke Knopen Nationale Sturing.

Uit de resultaten van de doorrekening van het scenario Sterke Knopen Nationale Sturing, waarbij binnenlandse productie van synthetische brandstoffen meegenomen is, blijkt dat er geen ernstige knelpunten voorkomen op het 380kV-net rondom Rotterdam en de Eemshaven, wat betekent dat de extra aanlanding van windstroom niet tot knelpunten leidt. Bij andere aannames, waarin hogere vermogens aanlanden op deze locaties, zijn er wel knelpunten rondom Rotterdam en de Eemshaven. In die gevallen zal de productie van synthetische brandstoffen de knelpunten verergeren, maar vanwege de beperkte vermogens is dit effect beperkt. Daarom kan er geconcludeerd worden dat het effect van de productie van synthetische brandstoffen op het hoogspanningsnet zeer beperkt is. Wel is er op beide aanlandingslocaties een extra veld op een station nodig om de windstroom aan te sluiten op het hoogspanningsnet.

Waterstof – Voor de aanlanding van waterstof bij de Eemshaven en Den Helder is een gasmeetinstallatie en een waterstofleiding richting (een aftakking van) het Nationaal Waterstofnetwerk noodzakelijk. Bij beide locaties land ongeveer 6,5 GW waterstof aan.

De impact op de rest van de waterstofinfrastructuur is beperkt. Er is alleen tussen de Maasvlakte en Rotterdam een mogelijk knelpunt in de waterstofinfrastructuur bij het scenario met binnenlandse productie van synthetische brandstoffen. Fluctuerende invoeding van geïmporteerde waterstof vindt plaats in het waterstofnetwerk bij Eemshaven en Den Helder (andere invoedingspunten zijn ook mogelijk, maar worden

in dit scenario niet beschouwd). Het knelpunt tussen de Maasvlakte en Rotterdam wordt veroorzaakt door de doorvoer van waterstof naar het nationaal waterstofnetwerk en wordt juist (iets) verlicht door extra lokale vraag door productie van synthetische brandstoffen.

Kerosineleidingen – De synthetische brandstoffen worden deels getransporteerd met kerosineleidingen. De bestaande kerosineleidingen hebben voldoende capaciteit voor beide opties.

Tabel 4.34 geeft de effecten van beide opties op infrastructuur, opgesplitst naar locatie. Wederom zijn alleen de componenten opgenomen waarbij verschillen tussen beide opties optreden. Onder de tabel volgt een uitgebreide toelichting.

Tabel 4.34 - Effecten op infrastructuur, per locatie

Type infra	Locatie	Optie 1: 100% import	Optie 2: deels lokale productie	Eenheid
Importterminal kerosine	Amsterdam	113	113	PJ/j
	Rotterdam	57	12	PJ/j
Exportterminal kerosine	Eemshaven	0	23	PJ/j
Convertorstation	Maasvlakte	0	1,5	GW
	Eemshaven	0	1,5	GW
Extra velden 380 kV	Maasvlakte	0	2	Aantal velden
	Eemshaven	0	2	Aantal velden
Gasmeetinstallatie	Den Helder	0	6,5	GW
	Eemshaven	0	6,5	GW
Importterminal scheepsbunkers	Rotterdam	543	472	PJ/j
Exportterminal scheepsbunkers	Eemshaven	0	72	PJ/j

Het is de verwachting dat er enkel in de Eemshaven nieuwe infrastructuur voor overslag nodig is. Op dit moment is Nederland netto-exporteur van kerosine en scheepsbunkers. De hoeveelheid geëxporteerde bunkers is ongeveer even groot als de bunkering in Nederland. Voor kerosine is de export zelfs ongeveer twee keer zo groot als de bunkering in Nederland⁴³. De huidige terminals voor scheepsbunkers en kerosine in Rotterdam en Amsterdam moeten dan ook voldoende zijn om de toekomstige import te accommoderen. Het huidige niveau van overslag voor wederexport zal echter mogelijk niet gehandhaafd kunnen worden zonder nieuwe infrastructuur.

Er wordt aangenomen dat de infrastructuur voor de binnenlandse distributie van brandstoffen niet significant verschilt tussen de opties.

4.9 Faciliteren doorvoer grondstoffen naar buitenland

Bij deze structuurkeuze wordt gekeken naar de effecten van het faciliteren van doorvoer van grondstoffen naar het buitenland. Deze structuurkeuze is uitgewerkt voor het scenario Nederland Energieland Internationale Sturing.

⁴³ CBS (2021) - Aardoliegrondstoffen- en aardolieproductenbalans; aanbod en verbruik [link](#)

Productie (+ import)

De energievraag van de importterminals, compressoren en pompstations is over het algemeen te verwaarlozen ten opzichte van de hoeveelheid geïmporteerde energie. Deze hulpenergie is verder niet gecijferd, maar zou aanzienlijk kunnen zijn gezien de enorme omvang van de importstromen.

Opslag en conversie

Er wordt ervan uitgegaan dat waterstof wordt aangevoerd in de vorm van ammoniak. Deze ammoniak wordt gekraakt tot stikstof en waterstof. De stikstof wordt afgeblazen naar de lucht, de waterstof gaat een pijpleiding in. De geschatte efficiëntie van deze omzetting is 85%. Er wordt aangenomen dat de energie voor de omzetting uit de ammoniak zelf komt. Omgerekend resulteert de waterstofvraag van 2,3 Mton/j in 14 Mton/j import van ammoniak voor waterstof. De import van ammoniak als grondstof van ca. 1 Mton/j komt daar nog bij maar die ammoniak hoeft niet gekraakt te worden.

Infrastructuur

In Tabel 4.35 is weergegeven welke additionele leidingen er nodig zijn om de benodigde volumes door te voeren voor optie 2 (Nederland importeert zowel grondstoffen die nodig zijn voor de binnenlandse productie alsook import/export die enkel bedoeld is voor doorvoer van/naar buitenland). In totaal zijn er negen extra buisleidingen nodig richting Duitsland en één naar België.

Tabel 4.35 - Overzicht benodigde nieuwe buisleidingen voor doorvoer

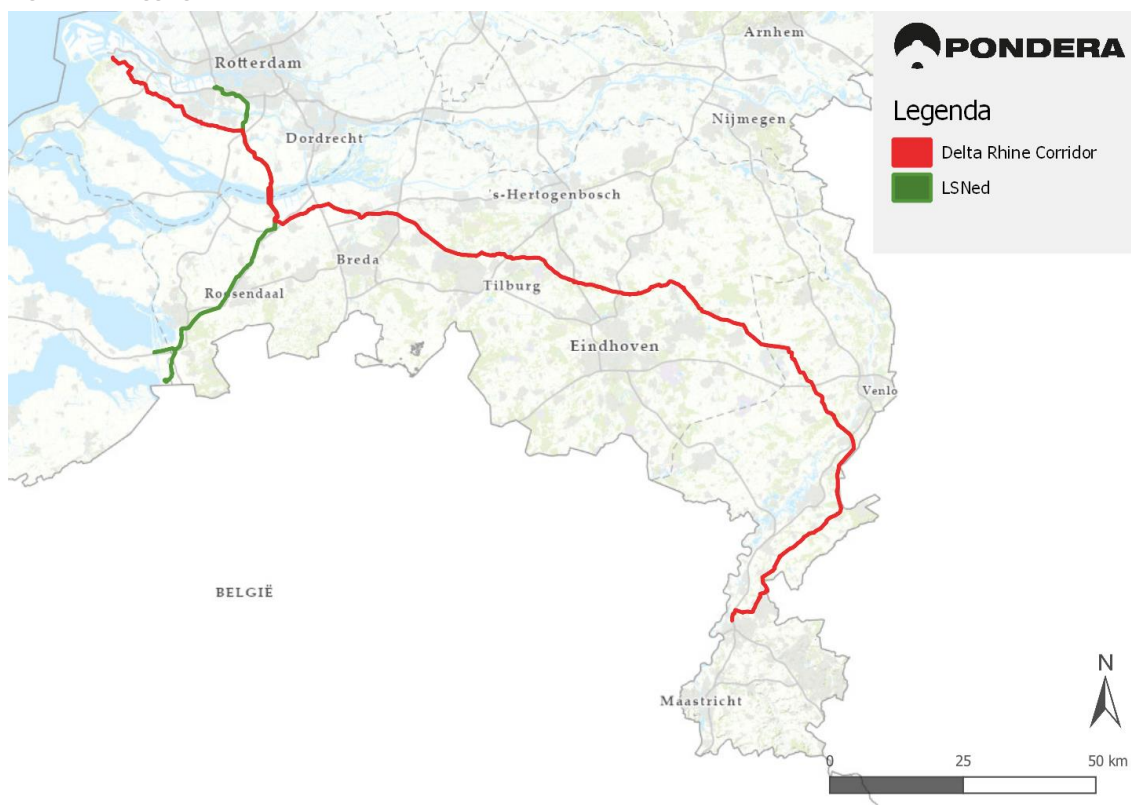
Molecuul	Van	Naar	Diameter	Capaciteit (kton/j)	Inbedrijfname
Waterstof	Rotterdam	Chemelot	36"	2.000	<2030
		Duitsland	36"	2.000	2040
Ammoniak	Rotterdam	Duitsland	n.t.b.	>970	<2030
Methanol			n.t.b.	>660	<2030
Kerosine			16"	3.500	>2030
Lpg			12"	2.900	<2030
Propeen			12"	1.500	<2030
CO ₂	Chemelot	Rotterdam	24"	15.000 (dense phase)	<2030
	Antwerpen	Rotterdam	n.t.b.	>9.500	<2030

De waterstof kan via het nationale waterstofnetwerk van Gasunie getransporteerd worden en via Zevenaar of Winterswijk naar het Ruhrgebied worden geëxporteerd. Het is echter nog onzeker hoeveel de waterstofvraag precies gaat zijn. Om zeker te weten dat voldoende ruimte beschikbaar is, wordt er voor deze rapportage aangenomen dat de plannen van Delta Rhine Corridor conform de tabel doorgaan (Figuur 4.9).

Naast ruimte voor buisleidingen, is er ruimte nodig voor de importterminals zelf. Dit betreft ruimte voor kades, opslagtanks en pompstations. Voor CO₂ is een exportterminal nodig, bestaande uit een compressorstation en een verbinding met een exportpijpleiding.

NB: De leidingen van de Delta Rhine Corridor (waterstof, lpg, propaan, CO₂ en ammoniak) zijn geen van allen rendabel zonder buitenlandse volumes. Bij optie 1 komt de Delta Rhine Corridor dus niet tot stand.

Figuur 4.9 - Ligging Delta Rhine Corridor en LSned



4.10 Geothermie of restwarmte?

Bij deze structuurkeuze wordt gekeken naar de effecten van toepassing van restwarmte en geothermie op de benodigde infrastructuur, opslag en productie. Voor het transport van warmte van de bron naar afnemers is bovenregionaal warmtetransport nodig. Deze structuurkeuze is uitgewerkt voor de scenario's. Deze optie is uitgewerkt in het scenario Nederland Energieland Nationale Sturing en Nederland Energieland Europese Sturing.

Productie

Voor het boren van geothermieputten (optie 1) is bovengronds voldoende open ruimte nodig, vooral bij de aanleg. Bij de aanleg is de oppervlakte van een voetbalveld⁴⁴ gewenst voor de boorwerktuigen. Een aardwarmte-installatie, een doublet van twee geothermieputten, wordt geplaatst op een omheind terrein van 30 bij 30 meter. Hierop komt een gebouw van ca. 20 bij 20 meter voor de installaties zoals pompen en filters, ruimten voor opslag en een kantoor. Ondergronds heeft een geothermieput een veel groter invloedgebied van ca. 2,4 bij 1,2 km. Een geschikte afstand tussen de geothermieputten bedraagt ongeveer 1,2 km. Dit voorkomt doorbraak van grondwater van de koude naar de warme put van het doublet.

Uitkoppeling van restwarmte (optie 2) gebeurt lokaal bij het bedrijf. Voor de uitkoppeling van restwarmte zijn aanpassingen nodig aan de bedrijfsprocessen zodat warmtewisselaars de warmte uit de reststomen, koelsystemen en rookgassen op kunnen nemen. De warmtewisselaars kunnen vaak op het bedrijfsterrein geïntegreerd worden in de bestaande procesinfrastructuur. Restwarmtelevering heeft hierdoor een beperkt

⁴⁴ Wanneer ruimte schaars is, zijn ook kleinere oppervlakken mogelijk..

ruimtegebruik. Als de restwarmte op onregelmatige momenten beschikbaar is, is een buffersysteem nodig voor continue warmtelevering.

Elektrolyzers als restwarmtebron

Elektrolyzers produceren waterstof met een efficiëntie van ongeveer 60%, bij een temperatuur van ongeveer 70 graden Celsius. Dat betekent dat er 40% restwarmte is. Wanneer elektrolyzers geclusterd zijn in de buurt van een warmtenet en/of een concentratie van warmtevraag kan deze restwarmte benut worden. Deze bron is dan in principe beschikbaar wanneer de elektrolyzers waterstof produceren, dus bij overschotten van wind. Deze restwarmtebron is niet meegenomen bij deze structuurkeuze. Wel wordt de mogelijkheid van het gebruik van restwarmte bij elektrolyzers meegenomen structuurkeuze 4 (locaties clusters elektrolyzers).

Infrastructuur

Om warmte te transporteren over lange afstanden zijn transportleidingen nodig en pompstations nodig. Bij de plannen van WarmtelinQ in Zuid-Holland is één pompstation voldoende om een afstand van 35 km te overbruggen. Warmteoverdrachtstations verdelen tenslotte de getransporteerde warmte naar de afnemers. Warmteoverdrachtstations zijn lokaal en vallen buiten de scope van de hoofdstructuren.

Voor de aanleg van warmteleidingen zijn verschillende technieken. Open ontgraving met een 15 meter brede werkstrook is de goedkoopste techniek. Gesloten frontboring en horizontaal gestuurde boring zijn duurder, maar maken het mogelijk om waardevolle gebieden te ondergraven. Warmtetransportleidingen zijn niet recht en beschikken over tracélussen van 10 meter x 10 meter voor iedere 100 meter leidinglengte, in verband met de thermische uitzetting van de transportleidingen. Na de aanleg is er een beschermingszone van 10 meter voor een veilige ongestoorde ligging.

De volgende tabellen geven een overzicht van de benodigde bovenregionale warmtetransportleidingen voor beide opties. De benodigde warmte om naar de steden te transporteren bedraagt ca. 1 GW voor beide opties. Dit komt overeen met veertig 16 MW of negentig 7,5 MW geothermiedoubletten⁴⁵.

Tabel 4.36 - Benodigde warmtetransportleidingen bij toepassing geothermie (optie 1)

Van	Naar	Lengte (km)	Diameter (DN)	Capaciteit (MW)
Lage Zwaluwe	Breda	25-31	400	60
Land van Cuijk	Nijmegen	18-23	400	60
Helmond	Eindhoven	54-68	450	90
Rotterdam regio		92-116	700	240
Rotterdam	Leiden	63-78	700	250
Amsterdam regio		29-36	700	250
Purmerend	Amsterdam	47-59	400	55
Alkmaar	Amsterdam	40-50	350	50
Het Hoge Land	Groningen	32-40	450	80

⁴⁵ Het gemiddelde vermogen van een geothermiedoublet bedraagt 7,5 MW (0,3 PJ per jaar). Er is veel variatie mogelijk. De temperatuur en karakteristieken van de ondergrond bepalen hoeveel het vermogen precies bedraagt.

Tabel 4.37 - Benodigde warmtetransportleidingen bij toepassing restwarmte (optie 2)

Van	Naar	Lengte (km)	Diameter (DN)	Capaciteit (MW)
Dordrecht	Breda	23-35	400	60
Rotterdam regio		50-75	700	240
Rotterdam	Den Haag	18-28	700	250
Amsterdam regio		16-23	700	260
Alkmaar	Amsterdam	25-37	500	130
Purmerend	Amsterdam	15-23	500	130
Land van Cuijk	Nijmegen	9-13	400	60
Ede	Arnhem	19-29	350	50
Delfzijl	Groningen	25-37	450	80

Opslag en conversie

De bovenregionale warmte-infrastructuren bevatten geen thermische opslagsystemen. Thermische opslagsystemen zoals HT-ATES⁴⁶ zullen lokaal worden toegepast bij de warmtevoorziening van een warmtenet.

4.11 Maximale elektrificatie

Bij deze systeemontwikkeling wordt gekeken naar de effecten van maximale elektrificatie op de productie van energie, benodigde opslag, de totale energievraag en infrastructuur. Het is vanwege de restricties van de scenario's (zie paragraaf 3.11) niet mogelijk om de effecten van maximale elektrificatie kwantitatief in te schatten. Hiervoor is onvoldoende data beschikbaar. In plaats daarvan worden de mogelijke effecten kwalitatief besproken.

Vraag

Bij maximale elektrificatie verandert de finale energievraag niet, deze wordt alleen ingevuld met een andere bron. Het heeft wel effect op de primaire energievraag. Om te bepalen wat de impact van elektrificatie is op de primaire energievraag is de volgende vraag relevant:

Wat is het verschil in efficiëntie tussen het direct gebruiken en het eerst omzetten naar elektriciteit van geïmporteerd (waterstof)gas?

Primair en finaal energiegebruik

Primair energiegebruik is de energie die nodig is aan de bron om energie bruikbaar in te kunnen zetten. Finaal energiegebruik is eindverbruik van energiedragers waarbij de energie-inhoud wordt benut. Als elektriciteit geproduceerd wordt uit zon en wind is de primaire energie gelijk aan de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit. Als elektriciteit geproduceerd wordt met waterstofcentrales is dit niet het geval, aangezien bij dit proces energieverliezen plaatsvinden. De primaire energie is dan gelijk aan de energie-inhoud van de waterstof (of van wind- of zonne-energie als deze waterstof geproduceerd is met elektrolyse van hernieuwbare elektriciteit).

Doordat elektrische installaties in het algemeen efficiënter zijn dan bijvoorbeeld gasinstallaties ligt de primaire energievraag bij elektrificatie naar verwachting iets lager bij maximale elektrificatie. Ook de bron is bepalend voor de omvang van conversieverliezen. Bij de productie van waterstof uit elektriciteit, wat in regelbare centrales ingezet kan worden als bron, vinden conversieverliezen plaats. Bij productie van elektriciteit met behulp van windturbines en zonnepanelen zijn er geen conversieverliezen. De primaire

⁴⁶ High Temperature Aquifer Thermal Energy Storage. Bij deze techniek wordt warmte opgeslagen in de ondergrond.

energievraag is fors hoger dan de te benutten energie in de vorm van elektriciteit bij productie van elektriciteit met behulp van regelbare centrales. Daarom moet een tweede vraag gesteld worden:

Hoeveel extra vraag wordt ingevuld met duurzame opwek en hoeveel met regelbare centrales?

Productie (+import)

Om aan de extra elektriciteitsvraag bij maximale elektrificatie te voldoen is extra elektriciteitsproductie noodzakelijk. Deze productie kan ingevuld worden met extra windturbines en zonnepanelen, maar ook met extra inzet van regelbare centrales. Doordat bij meer elektrificatie de piekvraag toeneemt, is het aanmerkelijk dat meer vermogen aan regelbare centrales noodzakelijk is, ook indien er extra windturbines en zonnepanelen geplaatst worden. Regelbare centrales vormen de back-up van windturbines en zonnepanelen op momenten met weinig wind en zon.

Door maximale elektrificatie is minder productie of import van andere energiedragers, zoals waterstof en groengas, noodzakelijk als deze extra elektriciteitsvraag wordt ingevuld met extra windturbines en zonnepanelen. Dit is echter niet per sé het geval als de extra elektriciteitsvraag (gedeeltelijk) ingevuld wordt met regelbare centrales (en niet flexibel wordt ingevuld). Dan is extra waterstof en groengas nodig voor de productie van elektriciteit. Het is afhankelijk van de efficiëntie van de toepassing in de industrie (ten opzichte van de efficiëntie van een regelbare centrale) of elektrificatie in dat geval tot een hogere of lagere primaire energievraag leidt.

Opslag

Opslag van elektriciteit is noodzakelijk om vraag en aanbod van elektriciteit te balanceren. Alleen extra elektriciteitsvraag leidt niet per sé tot een grotere behoefte aan opslag, dit hangt af van hoe deze vraag ingevuld wordt. Indien de extra vraag ingevuld wordt met wind en zon is er vermoedelijk wel extra opslag door middel van batterijen noodzakelijk. Extra inzet van batterijen leidt tot een grotere benodigde hoeveelheid primaire energie vanwege verliezen bij laden en ontladen. Indien deze extra vraag ingevuld wordt met regelbare centrales vermoedelijk niet. In deze situatie zou wel sprake kunnen zijn van een additionele behoefte aan opslag van waterstof/groengas.

Elektriciteitsinfrastructuur

Het is niet eenduidig te zeggen dat grotere vraag naar elektriciteit leidt tot meer belasting op het hoogspanningsnet. Dit is afhankelijk van hoe deze extra vraag wordt ingevuld. Enerzijds van de bron, maar ook van de locatie van de opwek. Indien de extra vraag en extra opwek op dezelfde locatie komen, bijvoorbeeld door extra elektrificatie in een industriecluster aan de kust in combinatie met extra aanlanding van windenergie op zee, leidt dit niet tot extra investeringen in de hoogspanningsinfrastructuur (met uitzondering van de aansluiting van de extra vraag en extra productie). Het kan zelfs zo zijn dat extra vraag knelpunten op het hoogspanningsnet vermindert aangezien er minder lokale overschotten afgevoerd hoeven te worden. Op momenten dat er geen productie is van windenergie op zee moet de additionele vraag ingevuld worden met regelbare centrales. In sommige industrieclusters kan deze additionele vraag ingevuld worden met lokale regelbare centrale. In andere gevallen moet hiervoor extra elektriciteit aangevoerd worden, waardoor knelpunten ook ernstiger kunnen worden.

Indien de additionele vraag en de extra productie geografisch ver uit elkaar liggen, dan leidt dit wel tot extra belasting op het elektriciteitsnet en is mogelijk wel extra infrastructuur noodzakelijk.

Om een goede inschatting te kunnen maken van de impact op de elektriciteitsinfrastructuur zijn specifieke scenario's met en zonder maximale elektrificatie (en geen overige verschillen) en een integrale doorrekening van deze scenario's noodzakelijk.

Waterstofinfrastructuur

Maximale elektrificatie leidt vermoedelijk tot minder waterstofvraag bij eindgebruikers, maar mogelijk tot een hogere waterstofvraag bij elektriciteitscentrales. Door een groter aandeel wind en zon kunnen er ook extra overschotten ontstaan, die omgezet kunnen worden in waterstof. Dan ontstaat een hogere transport-behoefte van de elektrolyzers naar het Nationaal Waterstofnetwerk. De grootste belasting van het waterstofnetwerk wordt veroorzaakt door transport vanaf de opslag naar centrales. Het vergroten van de transportbehoefte naar regelbare centrales geeft mogelijk knelpunten in de aansluitleidingen naar de centrales en opslag. Ook ontstaan er mogelijk extra knelpunten op aanvoerleidingen vanaf elektrolyzers. Het is de verwachting dat er geen knelpunten ontstaan op het Nationaal Waterstofnetwerk aangezien deze voldoende capaciteit heeft.

4.12 Maximaal gebruik waterstof

Bij deze systeemontwikkeling wordt gekeken naar de effecten van maximaal gebruik van waterstof op de productie van energie, benodigde opslag, de totale energievraag en infrastructuur. Het is vanwege de restricties van de scenario's (zie paragraaf 3.12) niet mogelijk om deze effecten kwantitatief in te schatten. Hiervoor is onvoldoende data beschikbaar. In plaats daarvan worden de mogelijke effecten kwalitatief besproken.

Vraag

Primair en finaal energiegebruik en waterstof

Primair energiegebruik is de energie die nodig is aan de bron om energie bruikbaar in te kunnen zetten. Finaal energiegebruik is eindverbruik van energiedragers waarbij de energie-inhoud wordt benut. Waterstof is een energiedrager die, in een klimaatneutraal energiesysteem, voornamelijk gemaakt wordt uit elektriciteit uit wind of zon (primair). Waterstof is dus nooit primair. Wanneer elektriciteit of waterstof ingezet wordt voor eindgebruikers, wordt de effectieve energie finaal genoemd. Wanneer elektriciteit uit waterstof wordt gemaakt op momenten dat het niet waait of de zon niet schijnt, is de primaire energie 'elektriciteit uit zon/wind', waterstof is de vorm waarin die is opgeslagen.

De finale energievraag verandert niet door een maximaal gebruik van waterstof. Wanneer vooral ingezet wordt op waterstof als alternatief voor elektriciteit zal de primaire vraag waarschijnlijk iets groter zijn dan bij maximale elektrificatie. Dit komt omdat de meeste installaties op waterstof minder efficiënt zijn dan vergelijkbare installaties op elektriciteit. Een brandstofcel op waterstof die een elektromotor aandrijft is bijvoorbeeld aanzienlijk minder efficiënt dan de directe inzet van een batterijelektromotor. Hetzelfde geldt voor een hr-ketel ten opzichte van een warmtepomp. Waterstof kan in veel gevallen ingezet worden in bestaande processen ter vervanging van aardgas, met een vergelijkbare efficiëntie. Wanneer waterstof wordt ingezet als alternatief voor methaan, zal de primaire vraag daarom nagenoeg gelijkblijven.

Bij de productie van waterstof uit elektriciteit vinden conversieverliezen plaats. Vanwege deze oorzaken ligt de primaire energievraag bij maximaal gebruik van waterstof naar verwachting hoger dan bij maximale elektrificatie.

Productie (+import)

De productie en import van waterstof moet in een grotere primaire vraag voorzien dan in het geval van maximale elektrificatie. Dat betekent dat er in totaal meer energie - in Nederland of elders - nodig is om waterstof te produceren om vervolgens in te zetten voor bruikbare energie dan bij maximale elektrificatie. Waterstof wordt in Nederland naar verwachting voornamelijk geproduceerd middels elektrolyse uit hernieuwbare elektriciteit, met name windenergie. Dan is er meer windenergie nodig om in de vraag naar waterstof te voorzien. Omdat het om grote volumes gaat is het waarschijnlijk dat er een grotere capaciteit windenergie op zee nodig is. Daarnaast zijn er meer elektrolyzers nodig, mogelijk bij aanlandingslocaties van windenergie op zee. De plaatsing van de elektrolyzers op zee in/bij de windturbines is een alternatief met een kleiner ruimtebeslag op land.

Een andere optie is extra import van waterstof. Als waterstof via havens wordt geïmporteerd is het waarschijnlijk dat hiervoor terminals nodig zijn. Waterstof kan op verschillende manieren via schepen geïmporteerd worden: vastgelegd in een Liquefied Organic Hydrogen Carrier (LOHC); opgenomen in een drager zoals ammoniak of methanol of in pure vorm en gekoeld tot -253 graden Celsius. In de haven zal dan ruimte gereserveerd moeten worden voor opslag; en afhankelijk van de vorm, voor 'dehydrogenation'. Dehydrogenation is het proces om waterstof van de drager te ontdoen. Dat is nodig om waterstof als zodanig in het waterstofnetwerk in te kunnen voeden.

Opslag

Bij een groot gebruik van waterstof wordt een deel van de waterstof direct ingezet, en een deel voor de levering van elektriciteit. Bij import van waterstof kan een groot deel van de waterstof direct gebruikt worden (afhankelijk van de flexibiliteit van de opslag in de haven bij de terminal) en is er niet per sé meer waterstofopslag noodzakelijk. Als er meer waterstof geproduceerd wordt uit hernieuwbare bronnen is er wel meer waterstofopslag nodig aangezien de productie dan minder goed gestuurd kan worden zodat deze op de vraag aansluit.

Waterstofinfrastructuur

Door een maximaal gebruik van waterstof kunnen er knelpunten ontstaan in de infrastructuur. Deze knelpunten treden met name op bij aanlandingslocaties en aftakkingen van het Nationaal Waterstofnetwerk. Voorbeelden zijn Maasvlakte-Wijngaarden en Vlissingen-Bergen op Zoom. Of verzwaring hier nodig is moet onderzocht worden. Waarschijnlijk is een eventuele verzwaring mogelijk binnen de huidige buisleidingstrook, en is daarom geen ruimtelijke reservering nodig.

Elektriciteitsinfrastructuur

Inzet op maximaal gebruik van waterstof zorgt ervoor dat er minder vraag is naar elektriciteit. Dit leidt niet per sé tot minder knelpunten bij de elektriciteitsinfrastructuur, dit is afhankelijk van hoe elektriciteit wordt opgewekt (zie ook paragraaf 4.11).

4.13 Gebruik groengas/methaan

Bij deze systeemontwikkeling wordt gekeken naar de effecten van grootschalig gebruik van groengas/methaan op de productie van energie, benodigde opslag, de totale energievraag en infrastructuur. Het is vanwege de restricties van de scenario's (zie paragraaf 3.13) niet mogelijk om deze effecten kwantitatief in te schatten. Hiervoor is onvoldoende data beschikbaar. In plaats daarvan worden de mogelijke effecten kwalitatief besproken.

Vraag

Methaan is een primaire vorm van energie. Bij maximale toepassing van methaan is minder waterstof en elektriciteit nodig. Als er door toepassing van methaan minder waterstof wordt gebruikt leidt dit er mogelijk toe dat de primaire energievraag daalt, aangezien er geen conversieverliezen plaatsvinden doordat het een primaire vorm van energie is. Maar zelfs bij maximale toepassing van methaan is er nog een forse hoeveelheid elektrificatie en gebruik van waterstof.

Productie (+import)

Voor de productie van groengas worden biomassa-reststromen ingezet in vergistings- of vergassingsprocessen. Deze productie kan in principe op veel plekken in Nederland. Op dit moment gebeurt dit met name verspreid over agrarische gebieden. Om in de vraag te voorzien van maximale inzet op groengas/methaan zoals in de scenario's Europese Sturing is productie op basis van in Nederland beschikbare biomassa-reststromen echter niet voldoende.

Groengas kan ook geïmporteerd worden uit andere Europese landen via het gasleidingennetwerk. Daarnaast kan het geïmporteerd worden in de vorm van bio-Ing via Ing-tankers. Daarvoor zijn Ing-terminals nodig in de havens. Mogelijk kan daarvoor gebruik worden gemaakt van bestaande en geplande Ing-terminals op de Maasvlakte en in de Eemshaven. Wanneer de vraag groter is dan de capaciteit van deze terminals, is verdere uitbreiding nodig. Een deel van de bio-Ing kan als zodanig ingezet worden (transportsector). Voor andere toepassingen (zoals nu aardgas ingezet wordt) wordt bio-Ing terug omgezet in gasvorm en vanuit de terminal aan het gasnet geleverd.

Opslag

Er is sprake van een grote hoeveelheid import bij inzet op gebruik van methaan in 2050. Een deel van het methaan wordt, net als nu, opgeslagen in bestaande ondergrondse opslagen om op alle momenten van het jaar in de vraag te kunnen voorzien. Naast methaan wordt ook waterstof in aparte bergingen opgeslagen.

De totale hoeveelheid opslag is afhankelijk van de totale vraag en de manier waarop de vraag wordt ingevuld. De inzet op maximaal gebruik van methaan heeft waarschijnlijk niet een groot effect op de totale opslagbehoefte als methaan in plaats van waterstof toegepast wordt. Aan de ene kant is dan vermoedelijk meer methaanopslag nodig, maar aan de andere kant is er minder opslag van waterstof nodig.

Het belangrijkste effect van maximaal gebruik van methaan naast waterstof is het in gebruik houden van bestaande bergingen voor methaanopslag, die daarom niet beschikbaar komen voor de eventuele opslag van waterstof (de beschikbaarheid van methaanbergingen voor de opslag van waterstof moet nog onderzocht worden). Dat betekent dat meer waterstofopslag voor seizoensflexibiliteit, net als opslag voor dag-tot-dag-flexibiliteit, in zoutcavernes zal plaatsvinden of onderzoek naar de mogelijkheid van waterstofopslag in een leeg gasveld gedaan moet worden. Doordat er minder waterstof toegepast wordt is waarschijnlijk wel minder waterstofopslag nodig.

Methaaninfrastructuur

In het scenario Sterke Knopen Europese Sturing, waarbij ingezet wordt op maximale inzet van methaan, ontstaan knelpunten op het methaannetwerk bij de Maasvlakte, tussen Borssele/Sloegebied en Bergen op Zoom en bij de aansluiting van de Flevocentrale. In dit scenario is echter ook een groei van de industrie voorzien. Het is onzeker of de knelpunten op de Maasvlakte en tussen Borssele/Sloegebied en Bergen op

Zoom ontstaan als er geen groei van de industrie plaatsvindt. Daarnaast wordt zowel methaan als waterstof ingezet in de gebouwde omgeving in dit scenario.

Het Nederlandse gasnet is uitgerust voor de huidige methaanvraag, welke hoger is dan de verwachte vraag naar methaan in alle scenario's voor 2050. Maximaal gebruik van groengas zal dan ook alleen knelpunten geven wanneer:

- Er sprake is van waterstoftransport wat een (groot) deel van de capaciteit van het huidige aardgasnet gebruikt, of op plekken waar slechts één leiding loopt.
- De lokale productie van groengas hoger is dan de lokale vraag. In dat geval moet het overschot met groengasboosters naar hogeredruknetten gecomprimeerd worden. Dit gebeurt in eerste instantie vanuit het netwerk van de regionale netbeheerders naar het regionale transportleidingennet (RTL). Het RTL bevindt zich binnen de regio en wordt daarom niet meegenomen binnen het PEH. Maar wanneer vanuit het RTL methaan gecomprimeerd moet worden naar het HTL (hoofdtransportleiding-net) is wel ruimte nodig voor de compressie-units.

Ook bij een vergaand gebruik van methaan zal een deel van de vraag verder elektrificeren. Dat gebeurt nu al, en de verwachting is dan ook dat dit toeneemt. Een deel van die vraag wordt direct geleverd vanuit hernieuwbare opwek. Wanneer er geen wind of zon is, kunnen elektriciteitscentrales op methaan ingezet worden. In het huidige energiesysteem zijn de elektriciteitscentrales gedimensioneerd om altijd elektriciteit te kunnen leveren. In 2050, wanneer de vraag naar elektriciteit groter zal zijn, moeten die naar verwachting op momenten zonder wind en zon méér elektriciteit kunnen leveren dan nu het geval is. Sommige aansluitleidingen naar centrales zullen dan niet voldoende van omvang zijn.

Waterstofinfrastructuur

Er wordt ervan uitgegaan dat in alle scenario's geen nieuwe uitbreidingen nodig zijn voor het landelijke waterstoftransportnetwerk van 2050, aangezien de capaciteit hiervoor voldoende is.

De inzet van methaan, naast waterstof, kan wel impact hebben op aansluitleidingen. Waar zowel methaan als waterstof ingezet worden, moet een dubbele aansluitleiding gelegd worden. Dit is relevant voor afname van beide gassen in de industrie. Daarnaast moeten meer onderdelen van de infrastructuur van het aardgasnet in gebruik blijven als gevolg van het inzetten van zowel methaan als waterstof. Het gaat dan om het in bedrijf houden van aparte compressoren voor beide gassen.

A. Oplossingsrichtingen elektriciteit

Binnen de IEA voor het PEH moeten oplossingsrichtingen bepaald worden voor knelpunten in de infrastructuur, zowel voor robuuste knelpunten als voor knelpunten die voortkomen uit bepaalde structuurkeuzes.

Het bepalen van oplossingsrichtingen voor knelpunten op het hoogspanningsnet is een complex en casusafhankelijk proces. Het is voor het PEH echter niet mogelijk om elk afzonderlijk knelpunt uitgebreid te analyseren. Om toch een grove inschatting te kunnen maken van de benodigde ruimte voor energie-infrastructuur zijn er in samenspraak met TenneT versimpelde stelregels opgesteld voor de oplossingsrichtingen voor knelpunten.

In deze analyse worden geen non-infra-oplossingen genomen, zoals andere marktordening of andere inzet van flex. Deze kunnen in de toekomst ook mogelijk een deel van de geïdentificeerde knelpunten oplossen, waardoor een deel van de ruimte die wij noodzakelijk achten voor nieuwe hoogspanningsinfrastructuur toch niet gebruikt hoeft te worden.

De ruimtelijke impact van de oplossingsrichtingen wordt behandeld in Bijlagen XIa *Beoordeling Milieu & Ruimte robuuste knelpunten 2050* en XIb *Beoordeling Milieu & Ruimte structuurkeuzes 2050*.

Scope

Voor hoogspanningsinfrastructuur worden zowel verbindingen als stations beschouwd.

Bij de verbindingen wordt onderscheid gemaakt naar de verschillende spanningsniveaus van het hoogspanningsnet, dus 380 kV, 220 kV, 150 kV en 110 kV. De oplossingsrichtingen, de kosten en het ruimtebeslag kunnen namelijk verschillen per spanningsniveau.

Hoogspanningsstations kunnen uit verschillende componenten bestaan:

- transformatoren om de elektriciteit om te zetten naar een ander spanningsniveau (bijv. van 380 kV naar 150 kV);
- velden om afnemers of producenten aan te sluiten of om verbindingen aan te sluiten;
- overige elektrotechnische componenten, zoals rails.

Er wordt geanalyseerd hoeveel nieuwe transformatoren nodig zijn en hoeveel extra nieuwe velden geplaatst moeten worden voor het aansluiten van nieuwe afnemers, producenten of verbindingen. Hierbij wordt ook weer onderscheid gemaakt naar spanningsniveau. Bij 380kV- en 220kV-stations worden individuele stations geanalyseerd. Bij 150kV- en 110kV- stations wordt alleen geanalyseerd hoeveel ruimte in totaal nodig is voor nieuwe componenten, aangezien het aantal stations hier te groot is voor individuele analyses.

Verbindingen en transformatoren

De netbeheerders hebben in hun doorrekening bepaald op welke plekken in het hoogspanningsnet knelpunten plaatsvinden doordat niet alle energie getransporteerd kan worden van de productielocatie naar de afnemer. Voor elk knelpunt is een oplossing noodzakelijk. Het is echter niet zo dat elke oplossing van knelpunten een (aanzienlijke) ruimtelijke impact heeft.

Grofweg zijn er de volgende oplossingen:

- **Redispatch.** Bij redispatch betaalt TenneT afnemers of producenten van elektriciteit om hun productie of afname te verminderen of juist toe te laten nemen zodat minder transport nodig is op een verbinding waar een knelpunt dreigt op te treden. Als er slechts op enkele momenten in het jaar knelpunten optreden op een bepaalde verbinding is dit goedkoper dan het aanleggen van nieuwe infrastructuur.
- **Verzwarende verbindingen.** Bij verzwarende worden de geleiders van bestaande verbindingen opgewaardeerd naar 4kA-geleiders, waardoor deze meer elektriciteit kunnen transporteren. Deze maatregel heeft geen significante ruimtelijke consequenties, maar wel financiële consequenties. Er wordt aangenomen dat alle 380kV-verbindingen verwaard worden door inzet van 4kA-geleiders richting 2050. Dit is conform de plannen van TenneT.
- **Nieuwe infrastructuur.** Alleen als een forse hoeveelheid energie op jaarbasis niet getransporteerd kan worden (en de ENT dus hoog is) zijn infrastructuraanpassingen met aanzienlijke ruimtelijke impact noodzakelijk. De volgende vormen van nieuwe infrastructuur worden onderscheiden:
 - **Nieuwe verbinding.** Als er een ernstig knelpunt optreedt op 380kV-verbindingen kan een nieuwe verbinding worden aangelegd. Dit kan parallel aan de bestaande verbinding, maar ook via een nieuw tracé.
 - **Opwaarderen verbinding.** Indien er een ernstig knelpunt optreedt bij 220kV-verbindingen kan het een optie zijn om deze te vervangen door 380kV-verbindingen.
 - **Nieuwe trafo.** Indien er een ernstig knelpunt optreedt op transformatoren moet een nieuwe trafo geplaatst worden. Nieuwe transformatoren kunnen op bestaande stations geplaatst worden indien hier ruimte voor is. Anders moet een nieuw station ontwikkeld worden. Er kunnen maximaal vier transformatoren op één station geplaatst worden. Bij 380kV-stations zijn dit 500 MW transformatoren, bij 220kV-stations 380 MW.
 - **Implementeren (kleinere) pockets⁴⁷.** Indien er knelpunten op 150kV- of 110kV-verbindingen optreden kunnen pockets ingesteld worden⁴⁸. Indien er al pockets zijn kunnen de bestaande pockets 'opgeknip' worden in kleinere pockets. Er kan ongeveer 1 GW vraag en 1,5 GW opwek binnen een pocket aangesloten worden.

Categorisatie knelpunten

Elk knelpunt krijgt een classificatie om te bepalen hoe groot het risico op een ruimtelijke ingreep is. Deze classificatie is gebaseerd op de hoeveelheid energie die op jaarbasis niet getransporteerd kan worden (ENT)⁴⁹. De verschillende classificaties worden in de figuren aangegeven met kleuren.

⁴⁷ In hun visie op het toekomstige hoogspanningsnet voorziet TenneT dat ze de 110kV- en 150kV-netten opsplitsen in kleine deelnetjes, die elk verbonden zijn met één 380kV- of 220kV-station. Op deze manier is er minder transport via de lagere spanningsniveaus noodzakelijk doordat de stroom snel afgevoerd kan worden naar het 380kV- of 220kV-net.

⁴⁸ Dit is alleen het geval in de kop van Noord-Holland en rondom Rotterdam. Ten tijde van het opstellen van het netmodel was het nog onduidelijk hoe de pocketstructuur in die regio's eruit moest gaan zien. Doordat de pocketstructuur in die regio's nog niet meegenomen is zie je daar in de verschillende scenario's veel knelpunten op het 150kV-net. Het is de verwachting van TenneT dat hier wel pockets gaan komen.

⁴⁹ Hierbij wordt aangenomen dat alle 380kV-verbindingen uitgerust zijn met 4kA-geleiders (zie vorige voetnoot). Dit heeft effect op de capaciteit van de verbindingen en op die manier op de hoeveelheid energie die niet getransporteerd kan worden.

De volgende classificaties worden gehanteerd:

- **Geen knelpunt (groen).** Op elk moment van het jaar kan alle elektriciteit getransporteerd worden. Er is dus geen oplossing nodig.
- **Licht knelpunt (geel).** Op enkele momenten in het jaar kan niet alle elektriciteit getransporteerd worden. Maar dit kan hoogstwaarschijnlijk opgelost worden zonder ruimtelijke ingreep.
- **Middelgroot knelpunt (oranje).** Op enkele momenten in het jaar kan niet alle elektriciteit getransporteerd worden. Maar dit kan waarschijnlijk opgelost worden zonder ruimtelijke ingreep.
- **Zwaar knelpunt (rood).** Regelmatig kan niet alle elektriciteit getransporteerd worden. Hiervoor is waarschijnlijk een ruimtelijke ingreep noodzakelijk.
- **Zeer zwaar knelpunt (paars).** Regelmatig kan niet alle elektriciteit getransporteerd worden. Hiervoor is hoogstwaarschijnlijk een ruimtelijke ingreep noodzakelijk.

Hieronder staat een overzicht van de oplossingsrichtingen per type knelpunt dat wordt aangenomen. Er wordt dus aangenomen dat er bij 'Zware' en 'Zeer zware' knelpunten altijd nieuwe infrastructuur nodig is. Bij 'lichte' en 'middelgrote' knelpunten wordt aangenomen dat dit altijd met redispatch opgelost kan worden. In de praktijk is dit minder zwart-wit en kan er bijvoorbeeld in sommige gevallen bij 'middelgrote' knelpunten wel nieuwe infra nodig zijn en in andere gevallen bij 'zware' knelpunten niet. Zoals eerder gemeld wordt aangenomen dat alle 380kV-verbindingen verzaamd worden met 4kA-geleiders.

Tabel 4.38 - Oplossing knelpunten hoogspanning

Ernst van knelpunt	Oplossingsrichtingen	
	Redispatch	Nieuwe infrastructuur
Geen	-	-
Licht	X	
Middelgroot	X	
Zwaar		X
Zeer Zwaar		X

Grenzen categorieën

Hieronder staat een overzicht van de grenzen die gehanteerd worden voor de categorieën. Bij stations worden drie categorieën (geen, licht, zwaar) gehanteerd.

Tabel 4.39 - Grenzen categorieën

Ernst van knelpunt	Verbindingen		Stations		Eenheid
	380/220 kV	150/110 kV	380/220 kV	150/110 kV	
Geen	0	0	0	Niet individueel bekeken	TWh ENT
Licht	0-0,1	0-0,05	Tussen 0 en 0,1		
Middelgroot	0,1-0,5	0,05-0,1			
Zwaar	0,5-1	0,1-0,5	>0,1		
Zeer Zwaar	>1	>0,5			

Nieuwe velden

Naast nieuwe transformatoren zijn er ook extra velden nodig voor het aansluiten van grote opwek of vraag. De volgende categorieën worden potentieel aangesloten op 380kV- of 220kV-stations:

- windenergie op zee;
- elektrolyzers;
- batterijen;
- regelbare centrales;
- grootschalige wind op land/zonnevelden;
- power-to-heat/elektrificatie industrie.

Om te bepalen hoeveel extra velden nodig zijn, is er per locatie gekeken hoeveel vermogen erbij komt voor deze bovenstaande categorieën. Op basis van het additionele vermogen dat per locatie aangesloten moet worden, wordt bepaald hoeveel extra velden noodzakelijk zijn. Er kan maximaal 1 GW vraag óf aanbod aangesloten worden per veld. Per station kan maximaal 6 GW opwek en 3 GW vraag aangesloten worden.

B. Oplossingsrichtingen waterstof

Voor knelpunten in aansluitleidingen gelden de volgende globale oplossingsrichtingen:

1. In enkele gevallen gaat het om een kort stuk leiding met een kleine diameter, dat onderdeel is van een doorgaande leiding. In dat geval kan, afhankelijk van de specifieke setting, operationeel een oplossing gezocht worden. Dit geldt als de overschrijding niet groot is.
2. (Andere) keuzes maken tussen methaan of waterstof in onderdelen van het H-gas- of L-gasnetwerk. In sommige tracés zijn meerdere leidingen aanwezig, die afzonderlijk ingezet kunnen worden voor waterstof of methaan. Op dit moment is in het model de verdeling als volgt: H-gasleidingen worden ingezet voor waterstof, L-gasleidingen voor methaan. Een herverdeling op basis van capaciteit en transportvraag kan knelpunten verhelpen.
3. Wanneer het gaat om een grote centrale die een kleinere centrale vervangt met een enkele aansluiting, is in de meeste gevallen een verzwaring van de aansluitleiding nodig.