

# BIJLAGE IX Beoordeling systeemefficiëntie

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](mailto:info@ponderaconsult.com)

## CE Delft

Oude Delft 180  
2611 HH Delft  
015 215 01 50  
[ce@ce.nl](mailto:ce@ce.nl)

In samenwerking met:



Rhijnspoorplein 38  
1018 TX Amsterdam  
020 506 19 99  
[info@bro.nl](mailto: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

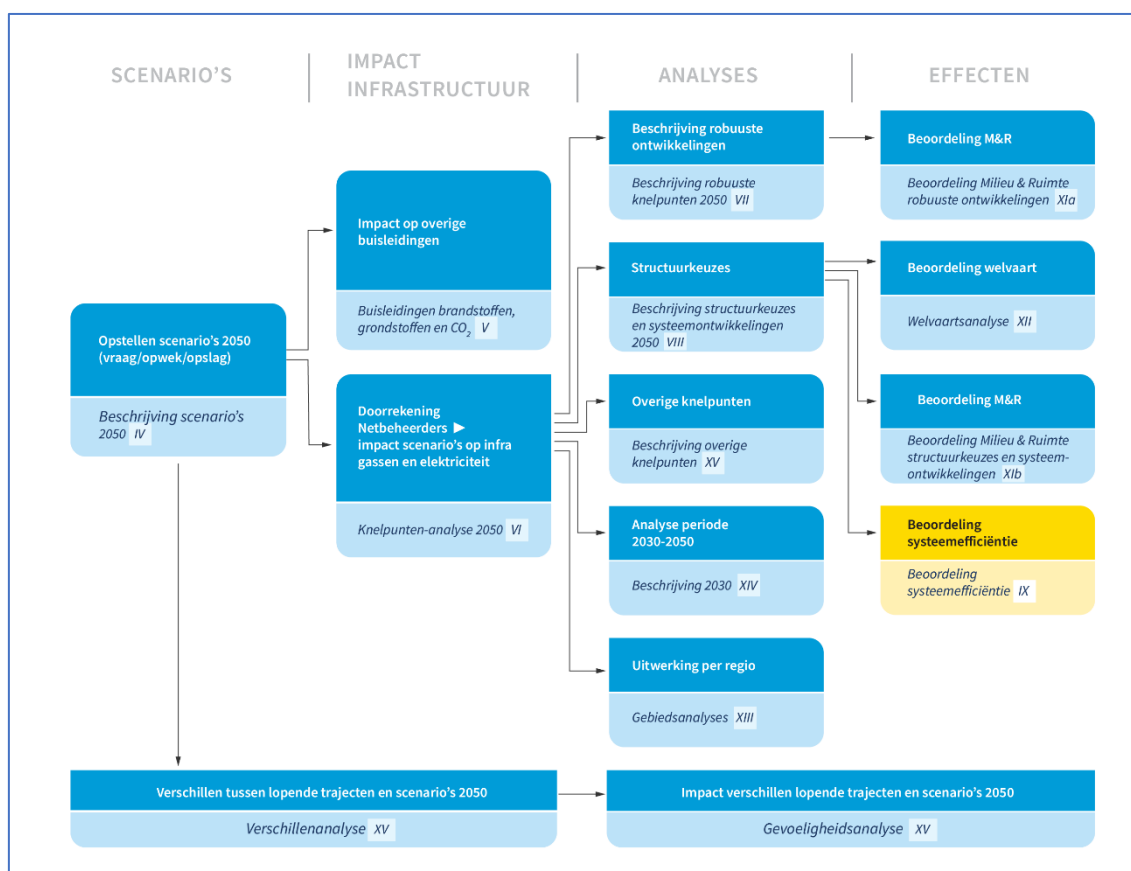
## Disclaimer

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

Deze Bijlage IX, *Beoordeling systeemefficiëntie*, bevat de beoordeling van de structuurkeuzes voor het thema Systeemefficiëntie. Hiervoor wordt de uitwerking van de structuurkeuzes, in Bijlage VIII *Beschrijving structuurkeuzes en systeemontwikkelingen 2050*, gebruikt. Hiermee geeft deze bijlage inzicht in de effecten van de verschillende structuurkeuzes (helemaal rechts in Figuur 0-1). De overige effecten van de structuurkeuzes zijn te vinden in Bijlage XIb *Beoordeling Milieu & Ruimte structuurkeuzes en systeemontwikkelingen* en Bijlage XII *Welvaartsanalyse*.

Figuur 0-1 - Overzicht en samenhang bijlagen IEA PEH



## Inhoudsopgave

<b>0</b>	<b>Samenvatting</b>	<b>1</b>
<b>1</b>	<b>Introductie</b>	<b>3</b>
1.1	Inleiding	3
1.2	Beoordelingscriteria	3
1.3	Beoordeling	4
<b>2</b>	<b>Overzicht structuurkeuzes</b>	<b>4</b>
2.1	Aanlanding windenergie op zee, kust of diep	4
2.2	Aanlanding windenergie op zee, geconcentreerd of verspreid	5
2.3	Locaties hernieuwbare opwek op land, spreiding of clustering	7
2.4	Locaties clusters van elektrolyzers	8
2.5	Spreiding of clustering regelbare centrales	9
2.6	Waterstofopslag in zoutcavernes of lege gasvelden	10
2.7	Toepassing kernenergie	11
2.8	Binnenlandse productie synthetische brandstoffen of import	12
2.9	Faciliteren doorvoer grondstoffen naar buitenland	14
2.10	Geothermie of restwarmte?	15
2.11	Maximale elektrificatie	16
2.12	Maximaal gebruik waterstof	17
2.13	Gebruik groengas/methaan	17
<b>3</b>	<b>Beoordeling</b>	<b>18</b>
3.1	Structuurkeuze 1: Aanlanding windenergie op zee, kust of diep	18
3.2	Structuurkeuze 2: Aanlanding windenergie op zee, geconcentreerd of verspreid	19
3.3	Structuurkeuze 3: Locaties hernieuwbare opwek op land, spreiding of clustering	20
3.4	Structuurkeuze 4: Locaties clusters van elektrolyzers	21
3.5	Structuurkeuze 5: Spreiding of clustering regelbare centrales	23
3.6	Structuurkeuze 6: Waterstofopslag in zoutcavernes of lege gasvelden	25
3.7	Structuurkeuze 7: Toepassing kernenergie	26
3.8	Structuurkeuze 8: Binnenlandse productie synthetische brandstoffen of import	29
3.9	Structuurkeuze 9: Faciliteren doorvoer grondstoffen naar buitenland	30
3.10	Structuurkeuze 10: geothermie of restwarmte?	31
3.11	Systeemontwikkeling 11: Maximale elektrificatie	32
3.12	Systeemontwikkeling 12: Maximaal gebruik waterstof	32
3.13	Systeemontwikkeling 13: Gebruik groengas/methaan	32

# 1 Introductie

## 1.1 Inleiding

Een van de thema's van de beoordeling is Systeemefficiëntie. In het toekomstige energiesysteem speelt het afstemmen van vraag en aanbod en opslag van energie een belangrijke rol in de efficiëntie van dit systeem. Daarom wordt dit thema uitgewerkt voor de structuurkeuzes. Voor de systeemontwikkelingen (11 t/m 13) is onvoldoende data beschikbaar voor een beoordeling op systeemefficiëntie.

De omschrijving van de structuurkeuzes is te vinden in hoofdstuk 2. De volledige technische uitwerking van de structuurkeuzes is te vinden in de Bijlage VIII *Beschrijving structuurkeuzes en systeemontwikkelingen 2050*.

## 1.2 Beoordelingscriteria

Het gaat bij systeemefficiëntie om het zo goed mogelijk afstemmen van vraag en aanbod van energie, zowel in tijd, hoedanigheid (energiedrager) en in de ruimte, het zo efficiënt mogelijk omgaan met energie en de robuustheid van het energiesysteem. Op deze criteria worden de structuurkeuzes beoordeeld. De diverse vormen van energie worden beschouwd: elektriciteit, waterstof, methaan en voor zover relevant ook warmte. Hieronder volgt een toelichting op de verschillende beoordelingscriteria.

### Benodigde hoeveelheid opslag en conversie

Er is flexibiliteit in het energiesysteem nodig om vraag en aanbod van energie in de tijd met elkaar af te stemmen. Het toekomstige energieaanbod in de vorm van elektriciteit is minder constant dan dat van vandaag en daardoor groeit de behoefte naar flexibiliteit. Deze flexibiliteit kan geleverd worden door energieopslag, conversie, uitwisseling van energie met het buitenland en vraagsturing<sup>1</sup>. Het verschilt per energiebron hoeveel flexibiliteit nodig is, uitgaande van een gegeven vraag. Voor de beoordeling van dit criterium wordt bepaald voor de structuurkeuzes hoeveel opslag en conversie noodzakelijk is om vraag en aanbod op elk moment in het jaar te matchen. Dit volgt uit de doorrekeningen van de netbeheerders.

### Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur

Energie moet vanaf de productielocaties naar de vraaglocaties getransporteerd worden. Hier is energie-infrastructuur voor nodig. Voor de beoordeling van dit criterium worden de effecten van de structuurkeuzes op de benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur bepaald. Hiervoor is het van belang of aanbod en vraag dichtbij elkaar geplaatst worden waardoor minder transport van energie en minder energie-infrastructuur noodzakelijk is. Daarnaast is de bestaande energie-infrastructuur van belang, aangezien niet overal in Nederland evenveel transportcapaciteit aanwezig is.

### Energieverliezen

Bij conversie, opslag en transport van energie vinden energieverliezen plaats. Hierdoor is er in totaal meer energieproductie noodzakelijk om aan een bepaalde vraag te voldoen. Ook dit wordt meegenomen mee in de beoordeling.

<sup>1</sup> Vraagsturing kan ook gebruikt worden om vraag en aanbod te matchen. Dit wordt meegenomen in de scenario's, maar varieert niet tussen de opties van de structuurkeuzes. Aangezien er alleen gekeken wordt naar verschillen tussen opties van structuurkeuzes is het niet relevant voor de beoordeling systeemefficiëntie.

### Leveringszekerheid

Onder leveringszekerheid wordt de mate waarin afnemers verzekerd zijn van levering van energie op elk moment in het jaar verstaan<sup>2</sup>. Er wordt een kwalitatieve beschouwing van het effect van de opties van structuurkeuzes op de robuustheid van het energiesysteem en de leveringszekerheid in het geval van calamiteiten gedaan.

## 1.3 Beoordeling

Er volgt geen absolute beoordeling van de structuurkeuzes op het gebied van systeemefficiëntie, aangezien de meeste structuurkeuzes slechts toepassing hebben op een klein deel van het energiesysteem en het daardoor lastig is om absoluut gezien iets over de systeemefficiëntie te zeggen. In plaats daarvan wordt het effect van de twee opties op de systeemefficiëntie van het totale energiesysteem vergeleken. De twee opties worden dus ten opzichte van elkaar beoordeeld, het gaat dus om de marginale effecten. Dit gebeurt voor elk van de vier beoordelingscriteria. Er volgt geen totaalbeoordeling op basis van de beoordelingen van de vier beoordelingscriteria, aangezien het niet mogelijk is om de verschillende beoordelingscriteria tegen elkaar af te wegen.

De Tabel 1-1 geeft een overzicht van de mogelijke beoordelingen.

Tabel 1-1 - Illustratie mogelijke beoordelingen

Optie 1	Optie 2	Toelichting
		Optie 1 scoort licht beter dan optie 2
		Optie 2 scoort licht beter dan optie 1
		Optie 1 scoort significant beter dan optie 2
		Optie 2 scoort significant beter dan optie 1
		Er is geen verschil tussen beide opties

Als het mogelijk is wordt kwantitatieve onderbouwing van de beoordeling gegeven. Maar dit is niet in alle gevallen noodzakelijk. Als dit niet mogelijk is worden de effecten kwalitatief besproken en wordt de beoordeling gebaseerd op expert judgment.

## 2 Overzicht structuurkeuzes

### 2.1 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. Dit heeft een grote impact heeft op het hoogspanningsnet aangezien er 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-verbinding<sup>3</sup> 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 elektronen.

<sup>2</sup> Er wordt niet gekeken naar de voorzieningszekerheid. Onder voorzieningszekerheid valt of er ook op de lange termijn voldoende energie beschikbaar is in Nederland.

<sup>3</sup> HVDC staat voor High Voltage Direct Current; het betreft hier een gelijkstroom hoogspanningsverbinding.



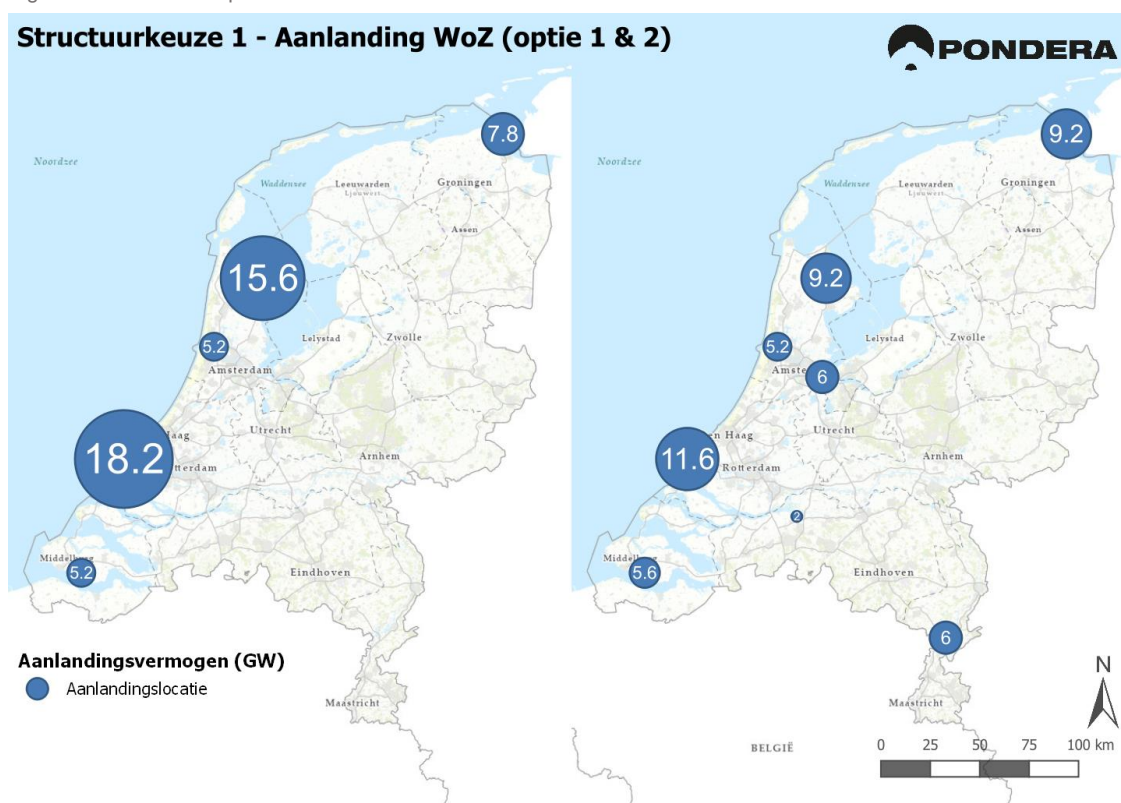
Deze structuurkeuze wordt uitgewerkt voor het scenario Nationale Sturing. In het scenario Nationale Sturing landt 52 GW windenergie op zee elektrisch aan. Dit is het scenario met de grootste hoeveelheid windenergie op zee, wat betekent dat hier de grootste problemen ontstaan door transport van elektriciteit van de kust naar het binnenland.

**Opties**

De twee opties bij deze structuurkeuze zijn:

- Optie 1: Alle (elektrische) aanlanding van windenergie op zee vindt plaats aan de kust. De verdeling over de kustlocaties is gebaseerd op de aannames van I13050 (Netbeheer Nederland, 2021).
- Optie 2: Een deel van de windstroom van de Noordzee landt aan in het binnenland, 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.

Figuur 2-1 - Illustratie opties structuurkeuze 1



**2.2 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 nodig van elektriciteit.

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). Deze structuurkeuze wordt uitgewerkt voor het scenario Europese Sturing. In dit scenario landt 30 GW windenergie op zee elektrisch aan.

### Opties

De twee opties bij deze structuurkeuze zijn:

- Optie 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.
- Optie 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.

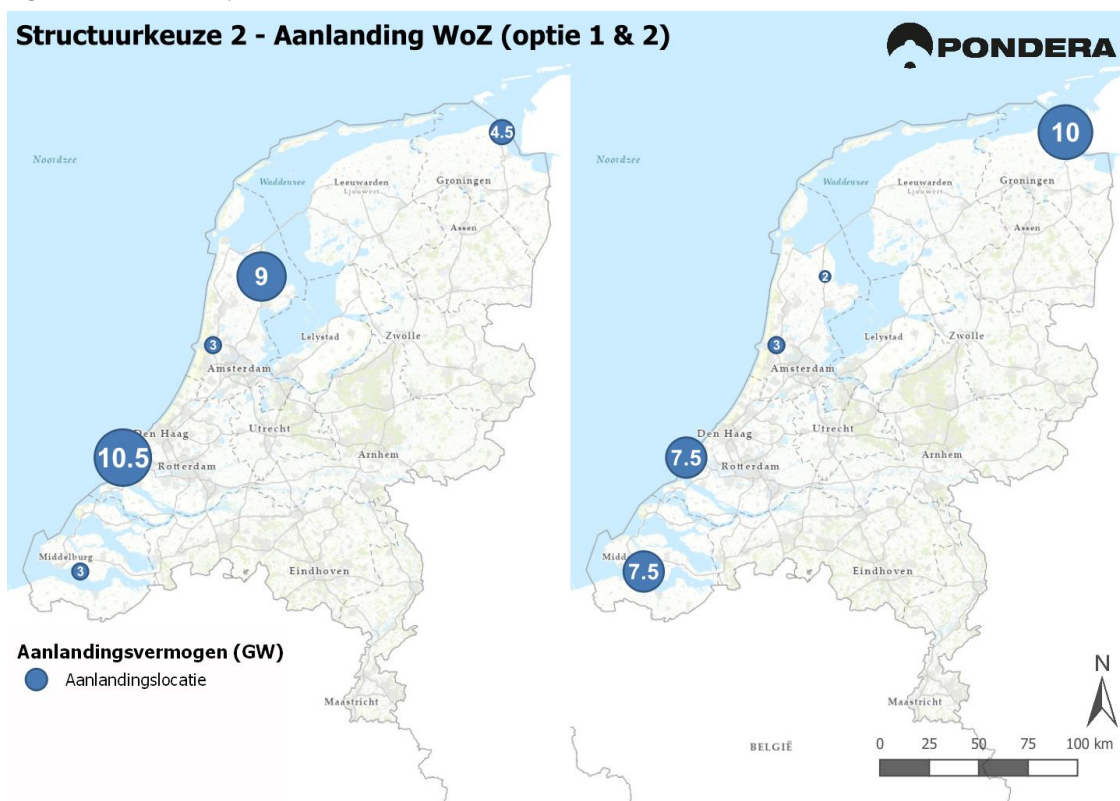
Tabel 2-1 geeft een overzicht van de verdeling over de aanlandingslocaties bij beide opties.

Tabel 2-1 - Verdeling aanlandingslocaties opties structuurkeuze

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



Figuur 2-2 - Illustratie opties structuurkeuze 2



### 2.3 Locaties hernieuwbare opwek op land, spreiding of clustering

#### Toelichting

Tot 2030 worden de locaties van hernieuwbare opwek op land bepaald in de RES'en. 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. In het scenario Sterke Knopen Nationale Sturing is clustering van hernieuwbare opwek op land meegenomen op de volgende vijf locaties:

- Kop van Noord-Holland;
- Zeeland;
- Noordoost Nederland;
- Flevoland;
- 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 na 2030 voor wind op land, 9 GW is reeds verdeeld in de RES. 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:

- Optie 1: Verspreiding van de additionele opgave over het hele land op basis van beschikbare ruimte. Dit komt overeen met de ruimtelijke invulling van I13050.
- Optie 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.

## 2.4 Locaties clusters van elektrolyzers

### Toelichting

In deze structuurkeuze wordt gekeken naar locaties voor clusters van elektrolyzers op land<sup>4</sup>. In de modellering die is gehanteerd (conform I13050) wordt waterstof op land geproduceerd uit overschotten van elektriciteit, dus wanneer het totale aanbod van elektriciteit groter is dan de vraag<sup>5</sup>. 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 gekeken voor beide opties naar grote clusters van elektrolyzers. Beide opties zijn uitgewerkt voor een ander scenario. Clustering bij aanlandingslocaties is uitgewerkt voor het scenario Nationale Sturing, met 37 GW aan elektrolyzers. Clustering bij grote industriële afnemers zijn uitgewerkt voor het scenario Europese Sturing, met 14 GW aan elektrolyzers. De effecten van beide opties zijn daarom niet direct vergelijkbaar. Daarom zijn de resultaten genormaliseerd.

<sup>4</sup> Bij de uitwerking van de structuurkeuze is ook kort het effect van spreiding van elektrolyzers over het hele land in plaats van clustering op enkele geschikte locaties besproken, maar deze optie wordt niet expliciet bekeken binnen deze structuurkeuze.

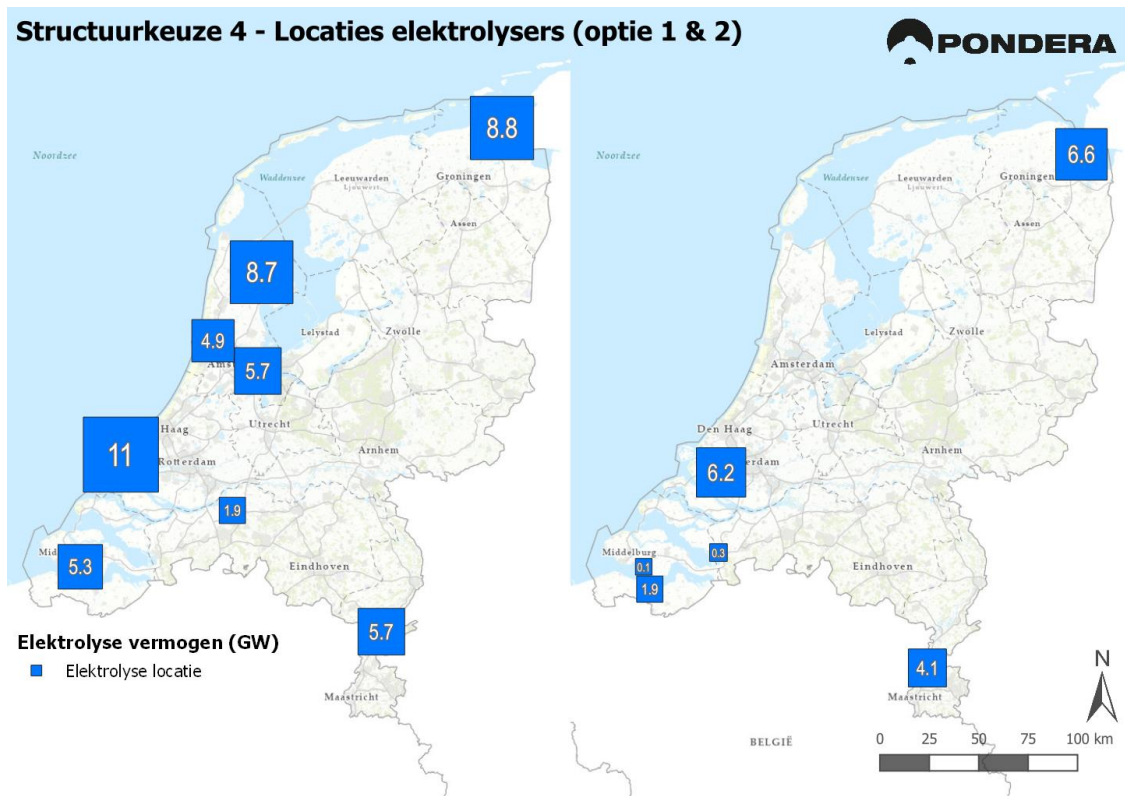
<sup>5</sup> Er zijn ook andere configuraties denkbaar. Bijvoorbeeld een directe koppeling van een elektrolyser met een windpark op zee, waarbij de volledige productie van dat windpark gebruikt wordt voor de productie van waterstof. Het is de verwachting dat bij zo'n configuratie elektrolyse vooral op zee plaats zal vinden. Op land zullen elektrolyzers in 2050 naar verwachting 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 systeem perspectief inefficiënt is.

**Opties**

De twee opties bij deze structuurkeuze zijn:

- Optie 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.
- Optie 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 I13050 (Netbeheer Nederland, 2021)).

Figuur 2-3 - Illustratie opties structuurkeuze 4



**2.5 Spreiding of clustering regelbare centrales**

**Toelichting**

In 2050 is er fors meer vermogen aan regelbaar 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 regelbaar vermogen in de vorm van elektriciteitscentrales 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 20 GW aan regelbare centrales nodig in de verschillende 2050 scenario's. Deze regelbare centrales kunnen op verschillende locaties terecht komen. Bij deze structuurkeuze wordt gekeken naar verschillende manieren om deze regelbare centrales 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. 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 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:

- Optie 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.
- Optie 2: Clustering van regelbare centrales op Barro-locaties. De centrales worden zo dicht mogelijk bij de lokale tekorten geplaatst met inachtneming van de beschikbare fysieke ruimte op de Barro-locaties.

## 2.6 Waterstofopslag in zoutcavernes of lege gasvelden

### Toelichting

In het toekomstige energiesysteem wordt een belangrijke rol voorzien voor waterstof. Deze waterstof geproduceerd uit overschotten van elektriciteit, 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 opslag van waterstof 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 op moment van tekorten aan waterstof wordt dit opgevuld met waterstof uit de opslagen.

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<sup>6</sup>. Beide opties zijn uitgewerkt voor een ander scenario. Opslag in zoutcavernes is uitgewerkt voor het scenario Europese Sturing, met 10 TWh aan waterstofopslag. Opslag in bestaande gasopslagen en lege gasvelden is uitgewerkt voor het scenario 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 volgende twee opties vergeleken:

- Optie 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.

<sup>6</sup> Bij II3050, en dus ook bij onze 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.

- Optie 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.

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.

## 2.7 Toepassing kernenergie

### Toelichting

Het scenario 'Zeer 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 aangewezen gebieden, zijnde het Sloegebied en de Maasvlakte, in totaliteit naar verwachting ruimte is voor vijf kerncentrales. In de analyse is uitgegaan van vijf EPR-centrales van 1,65 GW, oftewel een totaal vermogen van 8,25 GW. Twee centrales worden geplaatst op de Maasvlakte en drie in het Sloegebied (Figuur 2-4). 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-run ingezet, aangezien uit verschillende analyses van verschillende partijen en onszelf gebleken is dat dit 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 (incl. bestaande windturbines) en een deel van de gascentrales<sup>7</sup>. Beide opties worden uitgewerkt voor het scenario Europese Sturing.

### Opties

Bij deze structuurkeuze worden de volgende twee opties vergeleken:

- Optie 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.
- Optie 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 Zeer Sterke Knopen Kernenergie.

<sup>7</sup> 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, bijv. 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 is verder onderzoek nodig.



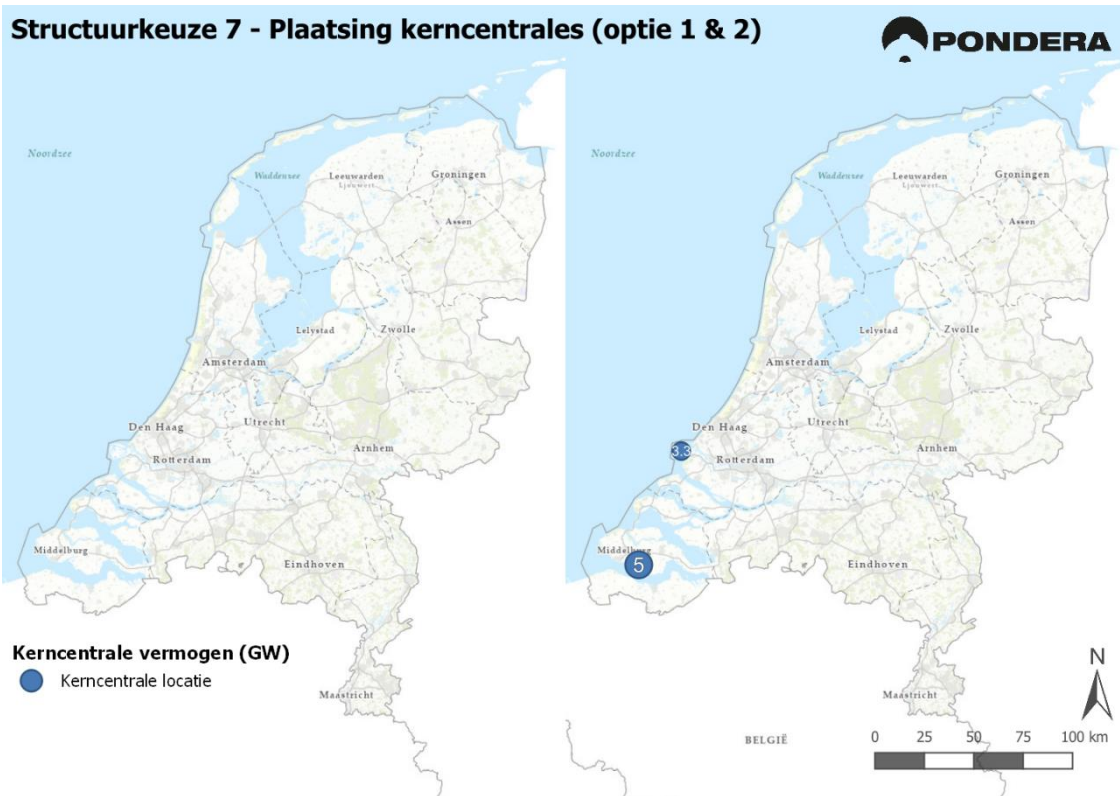
**Relatie tot scenario**

De toepassing van kernenergie wordt onderzocht bij het 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 windenergie op zee, kan minder van de geproduceerde elektriciteit van de kerncentrales direct gebruikt worden. In dat geval komt kernenergie minder goed uit de vergelijking.

In het scenario is 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 het Sloegebied en op de Maasvlakte. Vanuit netperspectief kan het interessant zijn om kerncentrales juist meer landinwaarts te plaatsen in bijv. Limburg, aangezien bij Borssele/Sloegebied en de Maasvlakte ook al forse hoeveelheden windenergie op zee aanlanden. Hier is verder onderzoek voor nodig.

Figuur 2-4 - Illustratie opties structuurkeuze 7



**2.8 Binnenlandse productie synthetische brandstoffen of import**

**Toelichting**

In 2050 is er 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 deze brandstoffen in Nederlandse raffinaderijen geproduceerd uit geïmporteerde



aardolie. Bij productie in Nederland wordt uitgegaan van extra windenergie op zee om waterstof te produceren en om CO<sub>2</sub> af te vangen uit de lucht (DAC – Direct Air Capture).

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

De II3050 vermeldt per scenario de extra windenergie op zee die nodig is voor waterstofproductie en DAC. In de netdoorrekening is in eerste instantie uitgegaan van volledig private infrastructuur voor de productie van synthetische brandstoffen. 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 ons onjuist. Windenergie op zee en de daaraan gekoppelde productie van waterstof en CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 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**

Twee opties worden beschouwd om de Nederlandse behoefte aan brandstoffen voor internationaal transport te dekken:

- Optie 1: 100% import uit het buitenland. Import van hernieuwbare kerosine en scheepsbunkers uit het buitenland:
  - import van kerosine in Rotterdam (1/3) en Amsterdam (2/3)<sup>8</sup>;
  - import van scheepsbunkers in Rotterdam;
  - transport naar afnemers via bestaande infra (buisleiding, schip).
- Optie 2: Zo veel mogelijk productie in Nederland, aangevuld met import. De productie in Nederland gebruikt groene waterstof en CO<sub>2</sub> geproduceerd met elektriciteit uit windenergie op zee. De resterende behoefte wordt geïmporteerd:
  - 50/50-verdeling van DAC en productie synthetische brandstoffen tussen Maasvlakte en Eemshaven;
  - 80% van de elektriciteit uit windenergie op zee wordt ingezet voor offshore waterstofproductie;
  - aanlanding van waterstof in Eemshaven en Den Helder;
  - 20% van de elektriciteit uit windenergie op zee wordt ingezet voor DAC.
  - transport van synthetische brandstoffen naar vraagcentra:
    - vanaf Maasvlakte met bestaande buisleidingen voor kerosine en bunkers;
    - vanaf Eemshaven per schip naar Amsterdam (kerosine) en Rotterdam (bunkers).
  - import van kerosine in Rotterdam (1/3) en Amsterdam (2/3);
  - import van scheepsbunkers 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.

<sup>8</sup> Gebaseerd op de huidige buisleidingcapaciteit vanuit Rotterdam respectievelijk Amsterdam naar Schiphol.

## 2.9 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 de eigen energie en grondstoffen kan importeren via de havens van Antwerpen en Zeebrugge. Export van CO<sub>2</sub> 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:

- Optie 1: Nederland importeert alleen grondstoffen die nodig zijn voor de binnenlandse productie.
- Optie 2: Ook import/export die enkel bedoeld is voor doorvoer van/naar buitenland. Het gaat dan om import van hernieuwbare brandstoffen voor doorvoer naar het buitenland en import van buitenlandse CO<sub>2</sub> voor opslag onder Noordzee.

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

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

- Het energiescenario voor Duitsland is gelijk aan dat voor Nederland.
- 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 Duitsland 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 waterstofdragers worden de leidingen van de Delta Rhine Corridor ook meegenomen:
  - export van LPG en propeen;
  - import van CO<sub>2</sub> voor opslag onder de Noordzee;
  - de volumes van LPG en propeen zijn gebaseerd op de analyse van de Delta Rhine Corridor (BCI, 2020), de volumes voor CO<sub>2</sub> op de verkenning van Royal Haskoning DHV (Royal HaskoningDHV, 2021).
- Alle moleculen, incl. waterstof, voor buitenlands gebruik worden geïmporteerd vanuit Rotterdam en via buisleidingen doorgevoerd naar Duitsland langs het tracé van de Delta Rhine Corridor. De buitenlandse vraag vanuit het Ruhrgebied en omringend wordt uitsluitend via de Delta Rhine Corridor bediend. Waterstof kan ook via het Nationaal Waterstofnetwerk naar het buitenland getransporteerd worden.

- De import van CO<sub>2</sub> 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 2-2 - 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 <sup>9</sup>
Methanol	540	660		Analyse CE
Kerosine	120	2.300		Analyse CE
LPG	2.600	2.600		Delta Rhine Corridor (BCI, 2020)
Propeen	1.400	1.400		Delta Rhine Corridor (BCI, 2020)
CO <sub>2</sub>	13.000	19.500	Totale import	
• Vanuit DE	3.500	4.000	Import vanuit Duitsland	Delta Rhine Corridor (BCI, 2020)
	0	10.000		(Royal HaskoningDHV, 2021)
• Vanuit BE	9.500	9.500	Import vanuit België	(Royal HaskoningDHV, 2021)

## 2.10 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 mln. woningen die voor 2030 van het aardgas gaan, 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 industrieclusters. 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.

<sup>9</sup> 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.

### Opties

Bij deze structuurkeuze worden twee opties bekeken:

- Optie 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.
- Optie 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 en aangevuld met recente ontwikkelingen met bestaande plannen en ideeën voor boven-regionaal warmtetransport. De aanvulling van bestaande plannen en ideeën bestaat uit:
  - Een warmteleiding tussen Moerdijk en Breda. Deze sluit een restwarmtebron aan op het bestaande Amernet. Moerdijk kan een belangrijke bron van restwarmte leveren.<sup>10</sup>
  - 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.

## 2.11 Maximale elektrificatie

### Toelichting

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. In 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 groei van de industrie aangenomen wordt (36% groei tegenover gelijke grootte industrie bij Nationale Sturing), ook al wordt in die scenario's minder ingezet wordt op elektrificatie (Europese Sturing en Internationale 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

Het is vanwege de bovenstaande restricties van de scenario's (verschil totale energievraag, verschil in opwek) niet mogelijk om de effecten van maximale elektrificatie kwantitatief in te schatten. Hiervoor is onvoldoende data beschikbaar. In plaats daarvan worden kwalitatief de mogelijke effecten besproken.

<sup>10</sup> Plannen en ambities voor regionale netten, zoals bijvoorbeeld Heusden – Hedikhuizen; Bergen op Zoom of Roosendaal zijn geen onderdeel van PEH.

## 2.12 Maximaal gebruik waterstof

### Toelichting

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. In 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

Het is vanwege de bovenstaande restricties van de scenario's (met name verschil totale energievraag) niet mogelijk om de effecten van maximaal gebruik van waterstof kwantitatief in te schatten. Hiervoor is onvoldoende data beschikbaar. In plaats daarvan worden kwalitatief de mogelijke effecten besproken.

## 2.13 Gebruik groengas/methaan

### Toelichting

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. In 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 in 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 (61,4 TWh), maar voor de invulling van de overige energievraag 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

Het is vanwege de bovenstaande restricties van de scenario's (met name verschil totale energievraag) niet mogelijk om de effecten gebruik van groengas kwantitatief in te schatten. Hiervoor is onvoldoende data beschikbaar. In plaats daarvan worden kwalitatief de mogelijke effecten besproken.

## 3 Beoordeling

### 3.1 Structuurkeuze 1: Aanlanding windenergie op zee, kust of diep

Tabel 3-1 geeft een overzicht van de beoordeling van de vier criteria voor beide opties van deze structuurkeuze. Na de tabel volgt de toelichting. Bij deze opties wordt alleen naar de effecten op land gekeken, aangezien de effecten op zee buiten de scope van het PEH vallen en niet onderzocht zijn. De configuraties op zee zijn voor beide opties gelijk zijn, dus dit heeft bij deze structuurkeuze geen effect op de resultaten.

Tabel 3-1 - Beoordeling structuurkeuze 1

Beoordelingscriterium	Optie 1: aanlanding aan kust	Optie 2: aanlanding gedeeltelijk in binnenland
<b>Benodigde hoeveelheid opslag en conversie</b>		
<b>Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructureur</b>		
<b>Energieverliezen</b>		
<b>Leveringszekerheid</b>		

#### Benodigde hoeveelheid opslag en conversie

Zowel het totale aanbod van als de vraag naar energie is bij beide opties op nationaal niveau identiek. Dit betekent dat er geen verschil zit tussen de afstemming van vraag en aanbod van energie in de tijd tussen beide opties en dat er bij beide opties evenveel opslag en conversie nodig is.

#### Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructureur

De locaties en omvang van energieaanbod en energievraag zijn nagenoeg identiek bij beide opties. Dit betekent dat het transport van energie van productielocatie naar afnemer nagenoeg gelijk is. Bij beide opties is hier nieuwe energie-infrastructureur voor nodig. Bij aanlanding aan kust (optie 1) gaat het om verzwaringen van het hoogspanningsnet, bij aanlanding gedeeltelijk in binnenland (optie 2) gaat het om HVDC-infrastructureur. Bij aanlanding gedeeltelijk in binnenland (optie 2) is echter alsnog ook wat verzwaring van het hoogspanningsnet nodig. Daardoor is bij aanlanding aan kust (optie 1) iets minder afstand aan nieuwe infrastructuur nodig (700 km bij optie 1 tegenover 900 km bij optie 2). Daarom wordt aanlanding aan kust iets beter beoordeeld dan aanlanding gedeeltelijk in binnenland.

De effecten van beide opties op de regionale elektriciteitsnetten en de infrastructuur voor waterstof en methaan verschillen niet significant.

#### Energieverliezen

Bij aanlanding aan kust (optie 1) wordt elektriciteit getransporteerd via reguliere AC-hoogspanningsmasten, bij aanlanding gedeeltelijk in binnenland (optie 2) via ondergrondse HVDC-kabels. De energieverliezen zijn bij HVDC-kabels minder dan bij AC-hoogspanningsmasten. Dit betekent dat er bij optie 2 minder transportverliezen zijn. Verder zit er geen verschil tussen beide opties wat betreft energieverliezen. Dit betekent dat aanlanding gedeeltelijk in binnenland iets beter wordt beoordeeld dan aanlanding aan kust op dit criterium.

#### Leveringszekerheid

Bij diepe aanlanding wordt een fors deel van de elektriciteit van de windparken op zee getransporteerd via HVDC-kabels onder de grond. Het gaat om drie nieuwe HVDC-kabels van 2 GW richting Diemen en drie



nieuwe kabels van 2 GW richting Maasbracht. Er is nog veel onzekerheid over de betrouwbaarheid van HVDC-kabels op land, aangezien er op dit moment nog geen HVDC-kabels onder land liggen. Voor de bestaande HVDC-kabels onder zee, die het Nederlandse elektriciteitsnet verbinden met Noorwegen, Groot-Brittannië en Denemarken, is de verwachte beschikbaarheid tussen de 94,7 en 98,8% (TenneT, 2021). Er zijn volgens TenneT redenen om aan te nemen dat de beschikbaarheid van ondergrondse HVDC-kabels op land lager ligt, maar hoeveel lager is onbekend. De beschikbaarheid van reguliere AC-hoogspanningsmasten ligt een stuk hoger dan de beschikbaarheid van de bestaande HVDC-kabels onder zee. Daarnaast worden deze redundant aangelegd, waardoor de betrouwbaarheid op bijna 100% ligt.

Als een HVDC-kabel van 2 GW uitvalt betekent dit niet direct dat er problemen ontstaan met de leveringszekerheid. Indien noodzakelijk kan het weggefallen vermogen zowel bij Maasbracht als bij Diemen opgevangen worden met regelbare centrales, die op momenten met veel productie van windparken op zee niet of nauwelijks draaien. Dit kost uiteraard extra brandstof en geld, maar het is niet de verwachting dat er echt grote problemen met leveringszekerheid zullen ontstaan bij diepe aanlanding met HVDC-kabels, aangezien er voldoende regelbaar vermogen is om het wegvallend vermogen op te vangen.

Kortom, aanlanding aan kust (optie 1) wordt beter beoordeeld op dit criterium. Maar ook bij aanlanding gedeeltelijk in binnenland (optie 2) worden geen grote problemen met de leveringszekerheid verwacht.

### 3.2 Structuurkeuze 2: Aanlanding windenergie op zee, geconcentreerd of verspreid

Tabel 3-2 geeft een overzicht van de beoordeling van de vier criteria voor beide opties van deze structuurkeuze. Na de tabel volgt de toelichting. Bij deze opties wordt alleen naar de effecten op land gekeken, aangezien de effecten op zee buiten de scope van het PEH vallen en niet onderzocht zijn. Dit kan bij deze structuurkeuze wel effecten hebben op de resultaten.

Tabel 3-2 - Beoordeling structuurkeuze 2

Beoordelingscriterium	Optie 1: aanlanding bij vraag	Optie 2: aanlanding op basis beschikbare capaciteit
Benodigde hoeveelheid opslag en conversie		
Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur		
Energieverliezen		
Leveringszekerheid		

#### Benodigde hoeveelheid opslag en conversie

Zowel het totale aanbod van als de vraag naar energie is bij beide opties op nationaal niveau identiek. Dit betekent dat er geen verschil zit tussen de afstemming van vraag en aanbod van energie in de tijd tussen beide opties en dat er bij beide opties evenveel opslag en conversie nodig is.

#### Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur

Bij aanlanding bij vraag (optie 1) landt de windenergie aan op locaties met veel elektriciteitsvraag. Echter, op deze locaties moet alsnog een deel van de windstroom afgevoerd worden richting het binnenland. Bovendien is er op de locaties met veel elektriciteitsvraag niet altijd voldoende transportcapaciteit aanwezig om de overtollige windstroom af te voeren. Bij deze optie ontstaan daardoor grote knelpunten op het hoogspanningsnet en is 150 km aan nieuwe 380kV-tracés nodig.

Bij aanlanding op basis beschikbare capaciteit (optie 2) wordt bij de verdeling van aanlanding van windenergie op zee ook rekening gehouden met de beschikbare transportcapaciteit om overtollige

windstroom af te voeren. Doordat de aanlanding beter aansluit bij de beschikbare transportcapaciteit en zijn er bij deze optie nauwelijks knelpunten en is er bij deze optie minder nieuwe infrastructuur op land nodig dan bij aanlanding bij vraag (optie 1). In totaal is bij deze optie slecht enkele kilometers aan nieuwe 380kV-tracés nodig. Dit betekent dat aanlanding op basis beschikbare capaciteit duidelijk beter wordt beoordeeld dan aanlanding bij vraag.

De effecten van beide opties op de regionale elektriciteitsnetten en de infrastructuur voor waterstof en methaan verschillen niet significant.

#### Energieverliezen

Er zit geen significant verschil zit tussen beide opties voor dit criterium aangezien de omvang van vraag, aanbod, opslag en conversie bij beide opties gelijk zijn. Ook zijn er geen grote verschillen in de hoeveelheid transport van energie.

#### Leveringszekerheid

Deze structuurkeuze heeft geen significant effect op de leveringszekerheid.

### 3.3 Structuurkeuze 3: Locaties hernieuwbare opwek op land, spreiding of clustering

Tabel 3-3 geeft een overzicht van de beoordeling van de vier criteria voor beide opties van deze structuurkeuze. Na de tabel volgt de toelichting.

Tabel 3-3 - Beoordeling structuurkeuze 3

Beoordelingscriterium	Optie 1: spreiding hernieuwbare opwek op land	Optie 2: clustering hernieuwbare opwek op land
Benodigde hoeveelheid opslag en conversie		
Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur		
Energieverliezen		
Leveringszekerheid		

#### Benodigde hoeveelheid opslag en conversie

Zowel het totale aanbod van als de vraag naar energie is bij beide opties op nationaal niveau identiek. Dit betekent dat er geen verschil zit tussen de afstemming van vraag en aanbod van energie in de tijd en dat er bij beide opties evenveel opslag en conversie nodig is.

#### Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur

Op basis van de resultaten van de netdoorrekening is het lastig te zeggen of clustering van hernieuwbare opwek op land een positieve of negatieve impact heeft op de benodigde hoeveelheid nieuwe infrastructuur op het hoogspanningsnet. Op de clusterlocaties lijken extra knelpunten te ontstaan, 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 en de pocketstructuur<sup>11</sup>

<sup>11</sup> 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. Dit wordt een pocketstructuur genoemd. 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.

op het 150kV- en 110kV-net) dus hier worden nauwelijks knelpunten mee voorkomen. Er is dus weinig verschil tussen beide opties.

Bij regionale elektriciteitsnetten zijn er wel verschillen tussen beide opties. 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 koppelpunten toe, terwijl de opwekpiek bij spreiding bij veel meer koppelpunten toeneemt. Op de clusterlocaties neemt de opwekpiek wel fors toe, maar uiteindelijk zijn dan alsnog minder uitbreidingen nodig dan bij spreiding, aangezien de capaciteit op de clusterlocaties volledig benut worden. Het effect op lagere spanningsniveaus van de regionale elektriciteitsnetten is voor beide opties beperkt, aangezien wind op land en zonnenvelden vaak op koppelpuntniveau aangesloten worden.

De effecten van beide opties op de infrastructuur voor waterstof en methaan verschillen niet significant.

Concluderend wordt clustering hernieuwbare opwek op land (optie 2) iets beter beoordeeld op dit criterium, maar is het verschil tussen beide opties klein.

#### Energieverliezen

Het is de verwachting dat clustering van hernieuwbare opwek leidt tot een grotere transportbehoefte, aangezien er lokaal grote overschotten ontstaan. Dit leidt tot meer energieverliezen. Naast het voorgaande punt zijn er geen significante verschillen in energieverliezen tussen beide opties aangezien de omvang van vraag, aanbod, opslag en conversie bij beide opties gelijk zijn. Daarom wordt spreiding hernieuwbare opwek op land (optie 1) iets beter beoordeeld op dit criterium.

#### Leveringszekerheid

Deze structuurkeuze heeft geen significant effect op de leveringszekerheid.

### 3.4 Structuurkeuze 4: Locaties clusters van elektrolyzers

Tabel 3-4 geeft een overzicht van de beoordeling van de vier criteria voor beide opties van deze structuurkeuze. Na de tabel volgt de toelichting.

Tabel 3-4 - Beoordeling structuurkeuze 4

Beoordelingscriterium	Optie 1: clustering elektrolyzers bij aanlandingslocaties windenergie op zee	Optie 2: clustering elektrolyzers bij industrieclusters
Benodigde hoeveelheid opslag en conversie		
Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur		
Energieverliezen		
Leveringszekerheid		

#### Benodigde hoeveelheid opslag en conversie

Zowel het totale aanbod van als de vraag naar energie is bij beide opties op nationaal niveau identiek. Dit betekent dat er geen verschil zit tussen de afstemming van vraag en aanbod van energie in de tijd tussen beide opties en dat er bij beide opties evenveel opslag en conversie nodig is.

### Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur

Bij clustering elektrolyzers bij aanlandingslocaties windenergie op zee (optie 1) worden vraag en aanbod van elektriciteit zo dicht mogelijk bij elkaar geplaatst doordat de elektrolyzers geplaatst worden op de locaties met het grootste aanbod van elektriciteit: de aanlandingspunten van windenergie op zee. Vraag en aanbod van waterstof liggen bij deze optie wel uit elkaar waardoor meer waterstoftransport nodig is. Bij clustering elektrolyzers bij industrieclusters (optie 2) wordt vraag en aanbod van waterstof zo dicht mogelijk bij elkaar geplaatst in de ruimte doordat de elektrolyzers geplaatst worden bij industrie met waterstofvraag. Bij deze optie liggen vraag en aanbod van elektriciteit wel verder van elkaar waardoor meer elektriciteitstransport nodig is.

Bij clustering elektrolyzers bij industrieclusters (optie 2) zijn meer verzwaringen aan het hoogspanningsnet nodig dan bij clustering elektrolyzers bij aanlandingslocaties windenergie op zee (optie 1), doordat er grote hoeveelheden elektriciteit getransporteerd moeten worden van aanlandingslocaties van windenergie op zee naar de locaties van elektrolyzers. Hierdoor is ruim 40 km aan extra 380kV-tracés nodig en moet ruim 50 km aan 220kV-tracés opgewaardeerd worden naar 380kV.

Vraag en aanbod van waterstof worden verbonden via het Nationaal Waterstofnetwerk en aansluitleidingen van de elektrolyzers naar het waterstofnetwerk. Het Nationaal Waterstofnetwerk heeft voldoende capaciteit voor het transport van waterstof, voor beide opties. De locaties voor clusters van elektrolyzers hebben met name effect op de aansluiting van de elektrolyzers op het waterstofnetwerk. Bij optie 1 is het aanbod van waterstof (in veel gevallen) niet op dezelfde locatie als de vraag naar waterstof. De capaciteit van de aansluitleidingen naar het Nationaal Waterstofnetwerk is niet altijd voldoende, en in sommige gevallen is geen aansluitleiding aanwezig. Daarom zijn hier nieuwe aansluitleidingen nodig. Bij optie 2 is vraag en aanbod naar waterstof wel altijd in hetzelfde gebied, bij de industrieclusters. Toch ontstaat ook hier in sommige gevallen een vraag naar aanpassing van aansluitleidingen naar het Nationaal Waterstofnetwerk. De totale impact van beide opties voor de waterstofinfrastructuur is ongeveer gelijk.

Kortom, bij clustering elektrolyzers bij industrieclusters (optie 2) is meer nieuwe elektriciteitsinfrastructuur nodig dan bij clustering elektrolyzers bij aanlandingslocaties windenergie op zee (optie 1). Bij beide opties is ongeveer evenveel nieuwe waterstofinfrastructuur nodig. Optie 1 wordt daarom beter beoordeeld dan optie 2.

### Energieverliezen

Bij clustering elektrolyzers bij aanlandingslocaties windenergie op zee (optie 1) is in totaal minder transport van elektriciteit nodig aangezien een fors deel van de elektriciteit direct bij de aanlandingslocaties gebruikt kan worden. Bij clustering elektrolyzers bij industrieclusters (optie 2) is extra transport van elektriciteit nodig tussen de aanlandingslocaties en de locaties van elektrolyzers. Dit betekent dat bij optie 1 iets minder energieverliezen plaatsvinden bij transport van elektriciteit. De energieverliezen door transport van waterstof zijn verwaarloosbaar.

Bij optie 2 liggen de locaties van de elektrolyzers dichtbij stedelijke gebieden<sup>12</sup>. Hierdoor kan de restwarmte die vrijkomt bij de productie van waterstof bij deze optie makkelijker gebruikt worden, bijv. voor verwarming van de gebouwde omgeving, en gaat minder van deze energie verloren.

<sup>12</sup> De meeste industrieclusters liggen in de buurt van stedelijke gebieden (Eemshaven bij Delfzijl of Groningen, Chemelot bij Sittard-Geleen, Noordzeekanaalgebied bij Haarlem, Beverwijk of Amsterdam, Rotterdamse haven bij Rotterdam en Zeeland/West-Brabant bij Vlissingen/Middelburg en Bergen op Zoom). Dit is niet altijd het geval voor aanlandingslocaties. Zo ligt de verwachte aanlandingslocatie Middenmeer in Noord-Holland in landelijk gebied.

Het positieve effect van het mogelijk hergebruik van warmte wordt groter ingeschat dan het verschil in transportverliezen. Dit betekent dat clustering elektrolyzers bij industrieclusters (optie 2) iets beter wordt beoordeeld dan clustering elektrolyzers bij aanlandingslocaties windenergie op zee (optie 1).

#### Leveringszekerheid

Deze structuurkeuze heeft geen significant effect op de leveringszekerheid.

### 3.5 Structuurkeuze 5: Spreiding of clustering regelbare centrales

Tabel 3-5 geeft een overzicht van de beoordeling van de vier criteria voor beide opties van deze structuurkeuze. Na de tabel volgt de toelichting.

Tabel 3-5 - Beoordeling structuurkeuze 5

Beoordelingscriterium	Optie 1: spreiding regelbare centrales	Optie 2: clustering regelbare centrales
Benodigde hoeveelheid opslag en conversie		
Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur		
Energieverliezen		
Leveringszekerheid		

#### Benodigde hoeveelheid opslag en conversie

Zowel het totale aanbod van als de vraag naar energie is bij beide opties op nationaal niveau identiek. Dit betekent dat er geen verschil zit tussen de afstemming van vraag en aanbod van energie in de tijd tussen beide opties en dat er bij beide opties evenveel opslag en conversie nodig is.

#### Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur

Bij spreiding regelbare centrales (optie 1) worden de regelbare centrales verspreid over het land geplaatst op basis van lokale tekorten aan elektriciteit. Dit betekent dat hierbij vraag en aanbod dichterbij elkaar worden geplaatst. Bij clustering regelbare centrales (optie 2) is ook rekening gehouden met lokale tekorten, maar is de afstand tussen productie en vraag alsnog groter doordat de centrales op enkele locaties geclusterd zijn. Hierdoor is dus meer transport van elektriciteit nodig. Uit de doorrekening van de netbeheerders volgt echter dat het extra transport niet leidt tot nieuwe knelpunten op de hoogspanningsverbindingen. Er is voldoende transportcapaciteit beschikbaar hiervoor. Aandachtspunt is wel dat er nieuwe aansluitingen nodig zijn op het hoogspanningsnet. Bij spreiding regelbare centrales (optie 1) gaat het om grote hoeveelheden locaties waar een (kleinere) nieuwe aansluiting nodig is, bij clustering regelbare centrales (optie 2) om enkele locaties waar grote nieuwe aansluitingen en vermoedelijk nieuwe stations nodig zijn. Dit wordt niet meegenomen bij de beoordeling Systemefficiëntie, maar wel bij de beoordeling Milieu & Ruimte.

De grotere spreiding van regelbaar vermogen zorgt ervoor dat er meer opties zijn voor redispatch<sup>13</sup> waardoor het makkelijker is voor TenneT om knelpunten op de hoogspanningsinfrastructuur operationeel op te lossen. Bij clustering van regelbare centrales (optie 2) is dit lastiger, wat tot hogere kosten voor redispatch of in het ergste geval zelfs tot extra investeringen in infrastructuur kan leiden.

<sup>13</sup> 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.

Het clusteren van regelbare centrales heeft impact op de gasinfrastructuur. In sommige gevallen is de aansluitleiding naar de centrale niet gedimensioneerd op de capaciteit in optie 2 en is een grotere aansluitleiding noodzakelijk. Bij spreiding van regelbare centrales is deze impact kleiner omdat het gaat om kleinere centrales.

Vanwege bovenstaande punten wordt spreiding regelbare centrales (optie 1) iets beter beoordeeld op dit criterium. Maar ook bij clustering regelbare centrales (optie 2) is de impact op de infrastructuur beperkt.

### Energieverliezen

Er wordt aangenomen dat de rendementen van regelbare centrales gelijk zijn bij beide opties, aangezien het bij beide opties om dezelfde techniek gaat (OCGT of GT)<sup>14</sup>. Bij clustering (optie 2) zijn de centrales wel aanzienlijk groter, maar het is onduidelijk of dit ook leidt tot een hogere efficiëntie.

Bij spreiding (optie 1) is in totaal minder transport van elektriciteit nodig aangezien de regelbare centrales dichterbij de vraag worden geplaatst. Dit betekent dat bij optie 1 iets minder energieverliezen plaatsvinden bij transport van elektriciteit. Verder zit er geen verschil tussen beide opties wat betreft energieverliezen. Dit betekent dat spreiding regelbare centrales (optie 1) iets beter wordt beoordeeld dan clustering regelbare centrales (optie 2) op dit criterium.

### Leveringszekerheid

Bij optie 2 van de structuurkeuze, waarbij regelbare centrales geclusterd worden, is de gemiddelde regelbare centrale een stuk groter. Bij optie 1 zijn de centrales ongeveer 100 MW per stuk, terwijl het bij optie 2 centrales ongeveer 1 GW zijn. Dit betekent dat bij optie 2 een stuk meer vermogen wegvalt als een centrale uitvalt. Daarom is het risico op problemen met de leveringszekerheid groter bij clustering (optie 2).

Gemiddeld gezien zijn regelbare centrales 5% van het jaar onvoorzien niet beschikbaar door technische problemen (ENTSO-E, 2019). Daarnaast zijn centrales soms gesloten voor gepland onderhoud, gemiddeld tussen de 10 en 20 uur per jaar (ENTSO-E, 2019). Er ontstaan problemen met de leveringszekerheid als er onvoldoende regelbare centrales beschikbaar zijn op momenten met veel elektriciteitsvraag en weinig productie van wind en zon. Ongeveer 30 tot 50 uur per jaar is het volledige vermogen aan regelbare centrales nodig en kunnen problemen ontstaan als een grote regelbare centrale van 1 GW uitvalt. Echter, in de praktijk zal het regelbare vermogen vermoedelijk niet precies gedimensioneerd worden op de piekvraag maar zal er meer zekerheid ingebouwd worden. Daarnaast zijn er ook andere manieren om het weggevallen vermogen op te vangen, zoals extra import vanuit andere landen, extra ontladen van batterijen of afschakelen van vraag.

Kortom, spreiding regelbare centrales (optie 1) wordt beter beoordeeld op dit criterium. Maar ook bij clustering regelbare centrales (optie 2) worden geen grote problemen met de leveringszekerheid verwacht.

<sup>14</sup> Open-cycle gasturbine of gasturbine.



### 3.6 Structuurkeuze 6: Waterstofopslag in zoutcavernes of lege gasvelden

Tabel 3-6 geeft een overzicht van de beoordeling van de vier criteria voor beide opties van deze structuurkeuze. Na de tabel volgt de toelichting.

Tabel 3-6 - Beoordeling structuurkeuze 6

Beoordelingscriterium	Optie 1: Zoutcavernes	Optie 2: Lege gasvelden
Benodigde hoeveelheid opslag en conversie		
Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur		
Energieverliezen		
Leveringszekerheid		

#### Benodigde hoeveelheid opslag en conversie

Bij optie 1 van de structuurkeuze wordt waterstof opgeslagen in zoutcavernes. Het gaat om meerdere kleine opslagen die opgeteld voldoende opslag voor seizoen fluctuaties in vraag en aanbod bieden. Bij opslag in zoutcavernes kan sneller waterstof geleverd worden dan bij opslag in lege gasvelden. Daarom worden zoutcavernes in het huidige energiesysteem voor methaan (aardgas) ingezet voor arbitrage<sup>15</sup>, en opslag in gasvelden om te voorzien in verschil in vraag en aanbod in seizoenen. Huidige gasbergingen in lege gasvelden (Norg en Grijskerk) kunnen mogelijk zo op- en afgeregeld worden, dat ook hiermee nagenoeg op uurbasis gas opgeslagen en geleverd kan worden. Andersom kan een zoutcaverne ook met een lagere opregelsnelheid worden ingericht, voor de inzet van uitsluitend seizoensopslag.

Bij optie 2 wordt waterstof met name opgeslagen in lege gasvelden en in bestaande gasopslagen. Het gaat om grotere volumes verspreid over een kleiner aantal locaties. Bij opslag in lege gasvelden kan weken tot zelfs enkele maanden energie geleverd worden. Waterstof is een kleiner molecuul dan methaan en heeft een hogere stromingssnelheid. Of het mogelijk is om waterstof op te slaan in lege gasvelden moet nog onderzocht worden. Daarnaast is het nog onzeker in welke mate waterstof dan een bijdrage aan arbitrage kan leveren. Omdat het net als nu bij methaan zou gaan om grote hoeveelheden en de levering minder snel is dan bij zoutcavernes is de bijdrage aan arbitrage naar verwachting kleiner in optie 2.

Opslag in zoutcavernes (optie 1) wordt naar verwachting beter beoordeeld in dit criterium dan opslag in lege gasvelden (optie 2). De totale benodigde hoeveelheid opslag verschilt niet tussen beide opties, maar de opslag bij optie 2 kan minder bijdragen aan arbitrage.

#### Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur

Vraag en aanbod van waterstof worden verbonden via het Nationaal Waterstofnetwerk. Het Nationaal Waterstofnetwerk heeft voldoende capaciteit voor het transport van waterstof, voor beide opties. De locaties voor opslag van waterstof hebben met name effect op de aansluiting van de elektrolyzers op het netwerk.

Bij optie 1 moeten er zoutcavernes aangelegd worden en gereed gemaakt worden voor opslag van waterstof. Er is nieuwe infrastructuur nodig om de zoutcavernes te verbinden met het Nationaal Waterstofnetwerk. Om risico's op bodemdaling laag te houden is er voldoende ruimte tussen de cavernes nodig. Dit zorgt ervoor dat er meer infrastructuur nodig is om de cavernes met elkaar en met het Nationaal Waterstofnetwerk te verbinden.

<sup>15</sup> Bij arbitrage wordt gas ingekocht voor lage prijzen en vervolgens weer verkocht als de prijs hoger ligt, met het doel om winst te maken.

Bij optie 2 is al infrastructuur bij de opslagen aanwezig die met de nodige aanpassingen ingezet zou kunnen worden voor transport tussen de opslagen en het Nationaal Waterstofnetwerk. Wel zou het kunnen, afhankelijk van de locatie, dat er een injectie-installatie moet komen. Hierdoor is vermoedelijk minder nieuwe waterstofinfrastructuur in de vorm van aanvoerleidingen noodzakelijk.

Opslag in lege gasvelden (optie 2) wordt dus beter beoordeeld dan opslag in zoutcavernes (optie 1) op dit criterium, aangezien er minder nieuwe waterstofinfrastructuur nodig is.

#### Energieverliezen

Bij optie 2 zouden energieverliezen op kunnen treden bij de opslag van waterstof. De omvang van deze verliezen is nog erg onduidelijk. In lege gasvelden wordt het gas opgeslagen in microporiën en afgesloten door een geologische voor methaan impermeabele laag. Een belangrijke onderzoeksvraag is in hoeverre deze laag op specifieke locaties voldoende afdichtend is voor waterstof. Hetzelfde geldt voor de putten die door deze laag heen het reservoir ingaan. Daarnaast zou het kunnen dat waterstof migreert door het veld, of reageert met bacteriën.

In optie 1 zijn de verliezen naar verwachting kleiner omdat zout in principe niet doorlatend is voor waterstof. De energieverliezen in de opslag zijn dus mogelijk hoger in optie 2. Daarom wordt opslag in zoutcavernes (optie 1) iets beter beoordeeld dan opslag in lege gasvelden (optie 2) op dit criterium.

#### Leveringszekerheid

Leveringszekerheid gaat over het leveren van energie op korte termijn. Waterstof uit opslagen wordt in de toekomst onder andere ingezet voor de productie van elektriciteit in grote en kleine centrales. Op dit moment worden aardgasopslagen in zoutcavernes gebruikt voor het leveren van kort cyclische flex (dagbasis). Huidige gasopslagen in lege gasvelden worden nu met name ingezet voor seizoensopslag, maar kunnen (bijv. in het geval van Norg of Grijskerk) ook ingezet worden voor het leveren van gas op korte termijn. Leveringszekerheid is onder meer afhankelijk van de snelheid van injectie en productie, die afhangt van de kwaliteit van de put, de omvang en druk van de opslag en van de stromingseigenschappen van het gas. De stroomeigenschappen van waterstof zijn anders dan van methaan, omdat het een lichter en kleiner molecuul is. Het kan zijn dat in de toekomst lege gasvelden met waterstof ook ingezet worden voor de levering. De snelheid van levering in de praktijk moet nog onderzocht worden voor deze lege aardgasvelden. Omdat het bij zoutcavernes gaat over meerdere opslagen onder hoge druk, die afzonderlijk ingezet kunnen worden, is de verwachting dat waterstof in zoutcavernes een hogere leveringszekerheid voorzien dan waterstof in lege gasvelden.

Bij opslag in zoutcavernes (optie 1) gaat het daarnaast om meerdere kleine opslagen. Als één waterstofopslag uitvalt, zijn er voldoende waterstofopslagen om bij te kunnen springen. De risico's voor leveringszekerheid zijn hier daarom kleiner in optie 1 dan in opslag in lege gasvelden (optie 2).

### 3.7 Structuurkeuze 7: Toepassing kernenergie

Tabel 3-7 geeft een overzicht van de beoordeling van de vier criteria voor beide opties van deze structuurkeuze. Na de tabel volgt de toelichting. Bij deze beoordeling wordt ingegaan op de effecten van het Kernenergie-scenario dat wij doorgerekend hebben. Bij andere configuraties kunnen de effecten iets anders uitvallen.

Tabel 3-7 - Beoordeling structuurkeuze 7

Beoordelingscriterium	Optie 1: zonder kernenergie	Optie 2: met kernenergie
Benodigde hoeveelheid opslag en conversie		
Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur		
Energieverliezen		
Leveringszekerheid		

#### Benodigde hoeveelheid opslag en conversie

Bij een energiesysteem met kernenergie (optie 2) worden enkele gascentrales en windturbines op land vervangen door kernenergie. De constante productie van kerncentrales sluit een stuk beter aan bij de elektriciteitsvraag dan de volatiele productie van windturbines op land. Daardoor is een stuk minder opslag van elektriciteit noodzakelijk. Bij optie 2 is ruim 5 GW minder opslag van batterijen noodzakelijk (32 GW zonder kernenergie, 27 GW met kernenergie). Concluderend wordt een energiesysteem met kernenergie (optie 2) aanzienlijk beter beoordeeld op dit criterium dan een energiesysteem zonder kernenergie (optie 1).

#### Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur

Bij een energiesysteem met kernenergie (optie 2) worden kerncentrales geplaatst in Borssele/Sloegebied en in Rotterdam. Op beide locaties landen ook forse hoeveelheden windenergie op zee aan. Door de combinatie van kerncentrales met aanlanding van windenergie op zee ontstaan forse regionale overschotten van elektriciteit gedurende lange periodes in het jaar, die afgevoerd moeten worden richting de rest van Nederland. De huidige capaciteit van de 380kV-tracés rondom Rotterdam en tussen Zeeland en Brabant is onvoldoende om dusdanig grote hoeveelheden elektriciteit af te voeren wat betekent dat hier nieuwe hoogspanningsinfrastructuur noodzakelijk is. Er is bij deze optie 190 km aan nieuwe 380kV-tracés nodig.

Als de kerncentrales op andere, vanuit netperspectief gunstigere, locaties in Nederland geplaatst worden vindt dit probleem niet of in mindere mate plaats. Dit is volgens het huidige Besluit algemene regels ruimtelijke ordening (Barro) echter niet toegestaan en maakt geen onderdeel uit van deze analyse. Een andere mogelijkheid is om minder windenergie op zee te laten aanlanden bij Borssele/Sloegebied of Rotterdam. Deze optie is niet bekeken.

Een energiesysteem zonder kernenergie (optie 1) heeft windturbines op land en gascentrales in plaats van kerncentrales. Deze liggen meer verspreid over het land dan de kerncentrales waardoor er bij deze optie minder knelpunten plaatsvinden op het hoogspanningsnet. Bij deze optie zijn wel extra MS-kabels nodig om windturbines aan te sluiten.

Er zijn geen significante verschillen tussen beide opties voor infrastructuur voor waterstof en methaan.

In totaal wordt een energiesysteem zonder kernenergie (optie 1) beter beoordeeld dan een energiesysteem met kernenergie (optie 2) op dit criterium aangezien de extra verzwaringen op het hoogspanningsnet bij optie 2 naar verwachting groter zijn dan de extra MS-kabels die bij optie 1 nodig zijn voor het aansluiten van windturbines (op basis van investeringskosten, zie Bijlage XII *Welvaartsanalyse*).

#### Energieverliezen

Er zijn meerdere verschillen tussen beide opties die effect hebben op de energieverliezen. Bij een energiesysteem zonder kernenergie (optie 1) kan minder elektriciteit direct gebruikt worden en is meer

opslag van elektriciteit nodig. Een deel van de energie raakt verloren bij opslag, wat ertoe leidt dat er bij optie 1 meer energieverliezen zijn. Bij een energiesysteem met kernenergie (optie 2) is meer transport van elektriciteit nodig, waardoor er meer verliezen zijn door transport van energie. Bij optie 2 zijn er meer langdurige overschotten van elektriciteit op momenten dat er veel productie is van windenergie op zee in combinatie met baseload kerncentrales. Deze overschotten kunnen worden omgezet in waterstof, maar hier raakt een fors deel van de energie verloren (behalve als de restwarmte nuttig gebruikt kan worden).

In totaal ligt de productie van elektriciteit ongeveer 5% hoger bij optie 2, dus bij de toepassing van kernenergie. Daarbovenop ligt de efficiëntie van kerncentrales iets lager dan van gascentrales (ENTSO-E, 2019)<sup>16</sup>, wat betekent dat er bij kernenergie iets meer energie verloren gaat. Daarom wordt een energiesysteem zonder kernenergie (optie 1) iets beter beoordeeld op dit criterium dan een energiesysteem met kernenergie (optie 2).

### Leveringszekerheid

In deze analyse valt onder leveringszekerheid of er op ieder moment voldoende elektriciteit geproduceerd kan worden. De beschikbaarheid van brandstof of uranium voor energieproductie wordt niet meegenomen. Dit valt onder voorzieningszekerheid. Dit wordt wel meegenomen in de Welvaartsanalyse (Bijlage XII *Welvaartsanalyse*).

Bij optie 2 van deze structuurkeuze vervangen kerncentrales een deel van de regelbare centrales en windturbines op land. Op momenten met veel wind is er altijd voldoende productiecapaciteit, dus zowel kerncentrales als windturbines op land zijn dan niet noodzakelijk voor voldoende leveringszekerheid. Echter het plaatsen van kerncentrales in plaats van regelbare centrales kan wel effect hebben op de leveringszekerheid.

Toekomstige kerncentrales hebben een vermogen van ruim 1.600 MW en hebben daarmee een groter vermogen dan gascentrales. Dit betekent dat bij optie 2 een stuk meer vermogen wegvalt als een centrale uitvalt. Huidige kerncentrales zijn gemiddeld gezien vaker gesloten voor geplande werkzaamheden dan regelbare centrales, 54 dagen per jaar voor kerncentrales om 13 dagen per jaar voor regelbare centrales (ENTSO-E, 2019). Maar het is onzeker of dit ook het geval is voor nieuwe kerncentrales. Er zit gemiddeld gezien geen verschil in onvoorziene sluiting tussen de twee type centrales (ENTSO-E, 2019).

Er ontstaan problemen met de leveringszekerheid als er onvoldoende regelbare centrales beschikbaar zijn op momenten met veel elektriciteitsvraag en weinig productie van wind en zon. Ongeveer 30 tot 50 uur per jaar is het volledige vermogen aan regelbare centrales nodig en kunnen problemen ontstaan als een grote regelbare centrale van 1 GW uitvalt bij optie 1. Ongeveer 50 tot 100 uur per jaar kunnen problemen ontstaan als een grote kerncentrale van 1,6 GW uitvalt bij optie 2. Echter, in de praktijk zal het regelbare vermogen vermoedelijk niet precies gedimensioneerd worden op de piekvraag maar zal er meer zekerheid ingebouwd worden. Daarnaast zijn er ook andere manieren om het weggevalen vermogen op te vangen, zoals extra import vanuit andere landen, extra ontladen van batterijen of afschakelen van vraag.

In de praktijk zijn er bij beide opties naar verwachting geen grote problemen met de leveringszekerheid. Het risico lijkt iets groter bij kerncentrales aangezien een groter vermogen wegvalt en de huidige kern-

<sup>16</sup> Een kerncentrale heeft een efficiëntie van 30 tot 35%. Dit betekent dat 30 tot 35% van de energie die vrijkomt bij de kernsplijting effectief gebruikt kan worden als elektriciteit. De rest van de energie gaat verloren. Piekcentrales op gas hebben een efficiëntie van 39 tot 44% (ENTSO-E, 2019).

centrales vaker gesloten zijn dan regelbare centrales. Maar het is onzeker of dit ook geldt voor nieuwe kerncentrales. Daarom worden beide opties gelijk beoordeeld.

### 3.8 Structuurkeuze 8: Binnenlandse productie synthetische brandstoffen of import

Tabel 3-8 geeft een overzicht van de beoordeling van de vier criteria voor beide opties van deze structuurkeuze. Na de tabel volgt de toelichting.

Tabel 3-8 - Beoordeling structuurkeuze 8

Beoordelingscriterium	Optie 1: 100% import	Optie 2: deels lokale productie
Benodigde hoeveelheid opslag en conversie		
Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur		
Energieverliezen		
Leveringszekerheid		

Bij deze keuze is de systeemgrens erg belangrijk: de productie van synthetische brandstoffen vindt in beide gevallen op dezelfde manier plaats, maar in optie 1 is dat in het buitenland. Veel effecten vinden dus niet in Nederland plaats. Vanwege de scope van het PEH beperken de analyse zich echter tot de veranderingen op Nederlands grondgebied. Alle externe effecten in het buitenland tellen dus niet mee.

#### Benodigde hoeveelheid opslag en conversie

De afstemming van vraag en aanbod in de tijd is lastiger bij deels lokale productie (optie 2) en daarom is bij deze optie meer opslag en conversie nodig. Bij import is de aanvoer van brandstof vrijwel continu en is er voldoende opslag voorzien. Bij eigen productie vindt de productie van brandstof weliswaar continu plaats, maar de productie van waterstof niet. Om de brandstoffabriek continu van elektriciteit en waterstof te voorzien, zijn extra regelbare centrales en batterijen, respectievelijk meer waterstofopslag nodig.

#### Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur

100% import (optie 1) wordt iets beter beoordeeld, omdat bij volledige import alle brandstof dichtbij de vraag wordt geïmporteerd. Bij lokale productie vindt ook een deel van de productie in de Eemshaven plaats, waar geen vraag is. Deze brandstof moet eerst per schip naar Amsterdam en Rotterdam gebracht worden. Daarnaast heb je bij lokale productie meer aanlanding van energie van windparken op zee. Hiervoor is extra energie-infrastructuur nodig bij aanlandingslocaties, zoals nieuwe stations, en op zee (netten op zee).

#### Energieverliezen

Bij 100% import (optie 1) zijn er in Nederland minder energieverliezen, omdat de energieverliezen in de keten tot aan de productie van brandstof aan het buitenland worden toegerekend. Bij deels lokale productie (optie 2) zijn de energieverliezen voor het deel lokale productie voor rekening van Nederland.

In optie 1 wordt alles geïmporteerd en zijn de scheepvaartroutes om de brandstof naar Nederland aan te voeren langer dan bij (deels) lokale productie. De verbruikte scheepsbrandstof valt onder de Nederlandse energiebalans als deze in Nederland gebunkerd is. Voor optie 1 zal ongeveer de helft in Nederland worden gebunkerd, voor optie 2 alles.

Het energieverbruik van de scheepvaart is echter maar een klein onderdeel van het totale energieverbruik en de lokale productie is maar 26% van de nationale brandstofbehoefte, de rest is import. Daardoor wordt

100% import (optie 1) beter beoordeeld op energieverliezen op Nederlands grondgebied. Optie 1 wordt echter iets slechter beoordeeld op energieverliezen als de scope verbreed wordt tot een analyse op wereldniveau vanwege de energieverliezen bij transport van de brandstoffen. Daarom worden beide opties gelijk beoordeeld.

#### Leveringszekerheid

Deels lokale productie (optie 2) wordt iets beter beoordeeld op leveringszekerheid van synthetische brandstof, al blijft de importafhankelijkheid erg groot.

De binnenlandse productie van synthetische brandstoffen is slechts een klein gedeelte van de totale vraag. Van de 170 PJ/j kerosinevraag kan maximaal 45 PJ/j (26%) lokaal geproduceerd worden, voor scheepsbunkers is dit 143 van de 543 PJ/j (26%).

Ook in het scenario met zoveel mogelijk lokale productie komt dus nog 74% uit import. De leveringszekerheid van import moet gegarandeerd worden door diversiteit van bronnen en voldoende langetermijncontracten.

De binnenlandse productie kan aan de andere kant 10-20% per jaar variëren als gevolg van de weersafhankelijke opwek. Deze variatie bedraagt omgerekend zo'n 2-5% van de totale vraag en is dus relatief gering. Het tekort aan brandstof zal meestal aangevuld kunnen worden met extra import, waardoor weersomstandigheden nauwelijks invloed hebben op de leveringszekerheid.

De leveringszekerheid van waterstof en elektriciteit verschilt nauwelijks tussen beide opties. De consumptie van zowel waterstof als elektriciteit neemt toe om de brandstoffabriek te voorzien, maar daar wordt een even grote hoeveelheid windenergie op zee, elektrolyzers, batterijen en regelbare centrales tegenover gezet. In het uiterste geval kan de productie van brandstof tijdelijk worden stilgelegd en kan de waterstof en elektriciteit elders in het systeem gebruikt worden.

### 3.9 Structuurkeuze 9: Faciliteren doorvoer grondstoffen naar buitenland

Tabel 3-9 geeft een overzicht van de beoordeling van de vier criteria voor beide opties van deze structuurkeuze. Na de tabel volgt de toelichting.

Tabel 3-9 - Beoordeling structuurkeuze 9

Beoordelingscriterium	Optie 1: geen extra doorvoer	Optie 2: wel extra doorvoer
Benodigde hoeveelheid opslag en conversie		
Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur		
Energieverliezen		
Leveringszekerheid		

#### Benodigde hoeveelheid opslag en conversie

Deze systeemkeuze heeft geen invloed op de benodigde hoeveelheid opslag en conversie omdat er geen invloed is op de binnenlandse vraag of het binnenlandse aanbod.

#### Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur

Deze systeemkeuze heeft geen invloed op de benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur in Nederland. De nieuwe energie-infrastructuur die nodig is voor de doorvoer van grondstoffen naar het



buitenland wordt niet meegenomen, aangezien dit een losstaande activiteit is en niet van het belang voor de efficiëntie van het Nederlandse energiesysteem.

#### Energieverliezen

Er kunnen energieverliezen plaatsvinden bij de doorvoer van energie naar het buitenland. Dit wordt echter niet meegenomen, aangezien dit een losstaande activiteit is en niet van het belang voor de efficiëntie van het Nederlandse energiesysteem.

#### Leveringszekerheid

Er is geen significant verschil in de leveringszekerheid. Nederland faciliteert bij extra doorvoer (optie 2) weliswaar veel grotere transportstromen, maar deze volumes zijn door het buitenland gecontracteerd. In geval van schaarste kan Nederland de transitvolumes daardoor niet voor eigen gebruik inzetten en is zij aangewezen op de eigen contracten, die hetzelfde zijn als bij geen extra doorvoer (optie 1).

### 3.10 Structuurkeuze 10: geothermie of restwarmte?

De onderstaande tabel geeft een overzicht van de beoordeling van de vier criteria voor beide opties van deze structuurkeuze. Onder de tabel volgt de toelichting.

Tabel 3-10 - Beoordeling structuurkeuze 10

Beoordelingscriterium	Optie 1: geothermie	Optie 2: restwarmte
Benodigde hoeveelheid opslag en conversie		
Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur		
Energieverliezen		
Leveringszekerheid		

#### Benodigde hoeveelheid opslag en conversie

In optie 1 wordt geothermie ingezet als primaire basislast warmtebron voor een middentemperatuur-warmtenet voor de gebouwde omgeving. Bij geothermie worden twee putten geboord waardoor warm water uit de ondergrond via de productieput omhoog wordt gepompt en retour water via de retourput terug geïnjecteerd. Bij geothermie kunnen er over tijd problemen optreden zoals bijvoorbeeld blokkades of corrosie, waardoor de productie tijdelijk stilstaat. Hier geldt dat op die momenten mogelijk een andere bron (zoals waterstof of groengas) ingezet moet worden.

In optie 2 is restwarmte de hoofdbron voor basislast van middentemperatuurwarmtenetten voor de gebouwde omgeving. Restwarmte wordt afgekoppeld van een proces waarbij veel warmte vrijkomt. In deze optie wordt er uitgegaan van restwarmte van industriële processen, die in principe continue draaien. In de praktijk hoeft dit niet zo te zijn. Processen kunnen tijdelijk stilliggen door bijvoorbeeld storingen of onderhoud. Op die momenten moet een andere bron, bijvoorbeeld groengas of waterstof, ingezet worden.

In beide opties dient de bron als basislast, die in beide gevallen niet op elk moment vraag en aanbod zullen afstemmen. De vraag en aanbod in de tijd wordt op eenzelfde manier met behulp van andere flexibele bronnen afgestemd. Dit betekent dat er eenzelfde hoeveelheid opslag en conversie nodig is. Daarom zit er geen significant verschil tussen beide opties voor dit criterium.

#### Benodigde hoeveelheid nieuwe energie-infrastructuur

In beide opties wordt de afstand tussen vraag (gebouwde omgeving) en aanbod (restwarmte of geothermie) overbrugd met een warmtenet. De capaciteit en afstand van de leidingen is vergelijkbaar tussen beide opties. De locaties van beide opties overlappen deels. Bijvoorbeeld in Amsterdam en Rotterdam, omdat daar in beide gevallen een concentratie van warmtevraag is, en een aanbod van restwarmte en geothermie.

Er is geen significant verschil tussen beide opties aangezien de capaciteit en afstand van de leidingen vergelijkbaar zijn.

#### Energieverliezen

In beide opties wordt over een vergelijkbare afstand warmte getransporteerd. Daarom wordt er niet gedifferentieerd tussen beide opties.

#### Leveringszekerheid

Er wordt bij deze structuurkeuze gekeken naar de zekerheid van levering van warmte.

Beide opties kennen onzekerheden. Voor geothermie geldt dat het nog niet op grote schaal is toegepast en dat er projecten gestopt zijn na negatieve effecten in de ondergrond. Dit betekent dat geothermie zich onder andere op het gebied van leveringszekerheid nog moet bewijzen. Naarmate het aantal dubletten toeneemt dat aan een collectieve warmtenet verbonden is, neemt ook de leveringszekerheid van de warmtevoorziening toe.

De optie restwarmte is benaderd vanuit (een update van) het Europese scenario in II3050. Hierin wordt uitgegaan van een groei van de industrie, waarbij er voldoende restwarmte geproduceerd blijft worden om aan de vraag te voldoen. Dit heeft dus een positief effect op de leveringszekerheid. Onder andere scenario's, waarbij de industrie bijvoorbeeld krimpt en/of restwarmtebeschikbaarheid (voor externe doeleinden) afneemt als gevolg van energietransitie in de industrie, kan de leveringszekerheid voor restwarmte op termijn afnemen.

Aangezien de leveringszekerheid voor beide opties zowel positief als negatief kan uitvallen is er aangenomen dat dit niet significant differentieert.

### 3.11 Systeemontwikkeling 11: Maximale elektrificatie

Er is onvoldoende data beschikbaar om deze structuurkeuze te beoordelen op systeemefficiëntie.

### 3.12 Systeemontwikkeling 12: Maximaal gebruik waterstof

Er is onvoldoende data beschikbaar om deze structuurkeuze te beoordelen op systeemefficiëntie.

### 3.13 Systeemontwikkeling 13: Gebruik groengas/methaan

Er is onvoldoende data beschikbaar om deze structuurkeuze te beoordelen op systeemefficiëntie.