BIJLAGE XII Welvaartsanalyse PEH

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:

BRO

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
Ward van Santen, Ellen Schep

Nagekeken door
Martijn Blom

Disclaimer

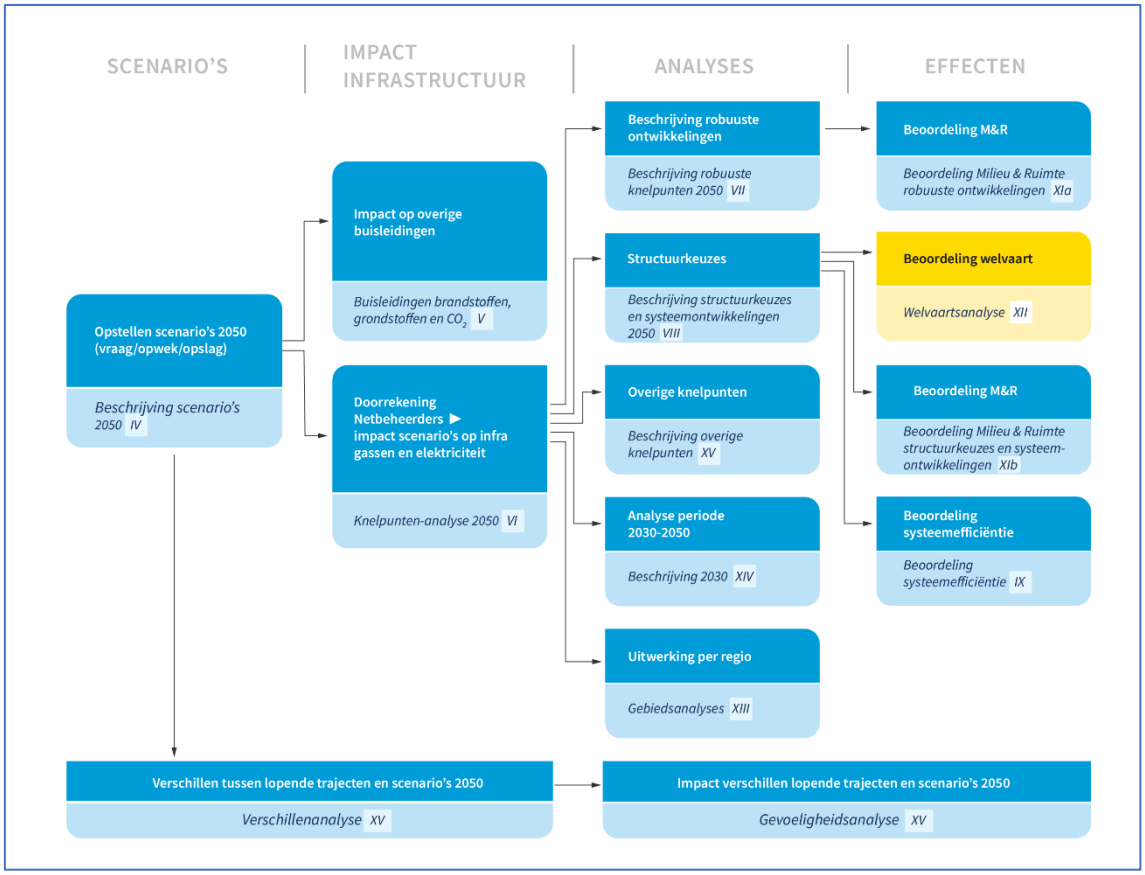
In het onderzoek is gebruikgemaakt van algemeen geaccepteerde uitgangspunten, modellen en informatie die ten tijde van het opstellen van dit rapport ter beschikking stonden. Aanpassingen in de uitgangspunten, modellen of gebruikte gegevens kunnen leiden tot andere uitkomsten. De aard en de nauwkeurigheid 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.

EIK ISO 9001:2015 gecertificeerd

0 Samenvatting

Deze Bijlage XII, *Welvaartanalyse*, bevat de beoordeling van de structuurkeuzes voor de thema Welvaartsanalyse. 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 Bijlagen IX *Beoordeling Systeemefficiëntie en* XIb *Beoordeling Milieu & Ruimte structuurkeuzes en systeemontwikkelingen.*

Figuur 0-1 - Overzicht en samenhang bijlagen IEA PEH



Binnen PEH wordt voor de beoordeling van de welvaartseffecten aangesloten bij het instrument maat-schappelijke kosten-batenanalyse (MKBA). Een kenmerk van een MKBA is dat naast financiële kosten en baten (voor gebruiker of producent) ook maatschappelijke kosten en baten (voor de gehele samenleving) worden meegenomen. In tegenstelling tot het beoordelingskader voor Milieu, maakt een MKBA de effecten van de structuurkeuzes dus zo veel mogelijk meetbaar in geld. Een groot voordeel daarvan is dat alle effecten vergelijkbaar worden gemaakt onder één noemer. In deze bijlage beschrijven we eerst de methodiek van de welvaartsanalyse en daarna presenteren we de uitkomsten en gebruikte kengetallen.

In een welvaartsanalyse worden altijd verschillende opties (alternatieven) tegen elkaar afgezet.
In PEH bevatten alle structuurkeuzes twee opties, behalve structuurkeuzes 11 tot en met 13: deze structuurkeuzes bevatten slechts één alternatief. Daarom zijn voor structuurkeuzes 11, 12 en 13 geen welvaartsanalyses uitgevoerd.

Inhoudsopgave

0 Samenvatting 1

1 Aanpak 3

1.1 Inleiding 3
1.2 Definitie MKBA en toepassing binnen de welvaartanalyse 3
1.3 Overzicht opties binnen structuurkeuzes 4
1.4 Mee te nemen effecten 5
1.5 Afbakening en uitgangspunten 8

2 Welvaartsanalyse per structuurkeuze 8

2.1 Structuurkeuze 1: Aanlanding wind op zee, kust of diep 8
2.2 Structuurkeuze 2: Aanlanding wind op zee, geconcentreerd of verspreid 14
2.3 Structuurkeuze 3: Locaties hernieuwbare opwek op land 17
2.4 Structuurkeuze 4: Opweklocaties elektrolysers 22
2.5 Structuurkeuze 5: Locaties piekcentrales 26
2.6 Structuurkeuze 6: Opslaglocaties waterstof 28
2.7 Structuurkeuze 7: Toepassing kernenergie 33
2.8 Structuurkeuze 8: Productie synthetische brandstoffen 40
2.9 Structuurkeuze 9: Faciliteren doorvoer grondstoffen naar buitenland 44
2.10 Structuurkeuze 10: Maximaal gebruikmaken van nationale warmtebronnen 50

3 Conclusies 53

3.1 Inleiding 53
3.2 Conclusies 53

A. Bijlage 56

A.1. Kosten energieproductie 56

1 Aanpak

1.1 Inleiding

Binnen PEH wordt voor de beoordeling van de welvaartseffecten aangesloten bij het instrument maatschappelijke kosten-batenanalyse (MKBA). Een kenmerk van een MKBA is dat naast financiële kosten en baten (voor gebruiker of producent) ook maatschappelijke kosten en baten (voor de gehele samenleving) worden meegenomen. In tegenstelling tot het beoordelingskader voor Milieu, maakt een MKBA de effecten van de structuurkeuzes dus zo veel mogelijk meetbaar in geld. Een groot voordeel daarvan is dat alle effecten vergelijkbaar worden gemaakt onder één noemer. In deze bijlage beschrijven we eerst de methodiek van de welvaartsanalyse en daarna presenteren we de uitkomsten en gebruikte kengetallen.

In een welvaartsanalyse worden altijd verschillende opties (alternatieven) tegen elkaar afgezet.
In PEH bevatten alle structuurkeuzes twee opties, behalve structuurkeuzes 11 tot en met 13: deze structuurkeuzes bevatten slechts één alternatief. Daarom zijn voor structuurkeuzes 11, 12 en 13 geen welvaartsanalyses uitgevoerd.

1.2 Definitie MKBA en toepassing binnen de welvaartanalyse

Zo veel mogelijk aansluiten bij systematiek MKBA

Door middel van een MKBA kunnen de huidige en de toekomstige voor- en nadelen van de structuurkeuzes voor de samenleving als geheel zo objectief mogelijk (in euro's) in kaart worden gebracht.
Een MKBA wordt ingezet vanuit een ruime opvatting van het begrip welvaart. Het energiesysteem (van productie, transport tot opslag en distributie naar de eindgebruiker) levert de Nederlander de mogelijkheid goederen en diensten te produceren en consumeren, en daarmee voorziet het in economisch nut. Daarmee nemen we in principe de financiële effecten mee in alle schakels van het energiesysteem (productie, energienetten voor transport en distributie en opslag voor matching van vraag en aanbod).

Naast het energiesysteem neemt een MKBA ook immateriële zaken mee, die geen prijs op een markt hebben. Dit zijn bijvoorbeeld effecten op milieu, landschap, natuur en ruimtelijke kwaliteit. Ook hier geldt dat we alle schakels van het energiesysteem meenemen. Daarbij maken we onderscheid tussen effecten die niet door de initiatiefnemer (de partij die verantwoordelijk is voor de infrastructuur) worden meegewogen en effecten die wel onderdeel zijn van financiële afweging bij de aanleg ervan. Een voorbeeld van de laatste betreft de uitkoop van gevoelige bestemmingen in de buurt van hoogspanningsleidingen (de zogenaamde specifieke magneetveldzone)[1]. Hiermee vindt vrijwillige compensatie plaats van geleden hinder (welvaartsverlies). Met een dergelijke uitkoopregeling krijgen zogenaamde externe ruimtelijke effecten een prijs in de gemaakte ruimtelijke afweging, gericht op wel of niet aanleggen in een gebied en de specifieke tracékeuzes. Een voorbeeld van de eerste betreft het uitzicht van elektriciteitsinfrastructuur (zoals hoogspanningsleidingen) op de ruimere omgeving. Kortom, het Nederlandse energiesysteem kent een aanzienlijke impact op de woon- en leefomgeving, maar een groot deel van de impact kan reeds gezien worden als onderdeel van *directe* financiële investeringen door middel van regel- en vergunningverlening.

[1] Voor het aanleggen van nieuwe hoogspanningslijnen geldt een langdurig traject (variërend van enkele tot meerdere jaren) op het gebied van ruimtelijke ordening en vergunningen. Voor de keuze van tracés heeft al een ruimtelijke optimalisatie plaatsgevonden met het oog op het minimaliseren van de ruimtelijke, visuele en elektromagnetische hinder voor de directe omgeving. Ook dit kan gezien worden als een vorm van 'internalisatie' van externe effecten.

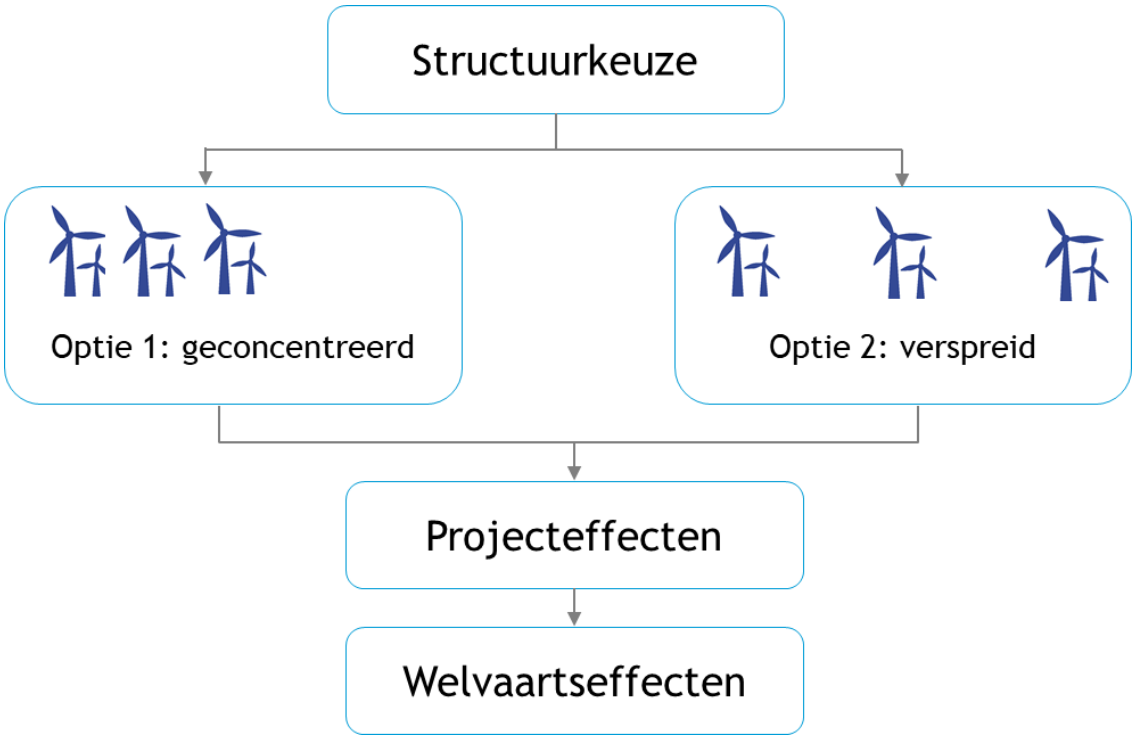
Als er geen markten zijn waarvan een prijs kan worden afgeleid, wordt de waarde van deze effecten met een specifieke waarderingstechniek in geld uitgedrukt. Binnen een MKBA wordt een vergelijking gemaakt van alle kosten en baten van één of meerdere projectalternatieven (mogelijke oplossingsrichtingen) met een nulalternatief (meest waarschijnlijke ontwikkeling mocht het project niet doorgaan). Het verschil tussen het projectalternatief en het nulalternatief vormt het uitgangspunt van een 'klassieke MKBA'.

Aangezien wij geen complete MKBA voorstaan maar een deel van de effecten in beeld willen brengen, wordt dit een welvaartsanalyse genoemd. Het verschil met een klassieke MKBA is dat wij in onze welvaartsanalyse niet vergelijken met een zogenaamd nulalternatief. Dit betekent ook dat de resultaten van de afzonderlijke analyses van de structuurkeuzes niet tot één eindresultaat leiden. Per structuurkeuze is er sprake van een andere vergelijking. Dit betekent ook dat de resultaten niet kunnen worden gebruikt om keuzes onderling te rangschikken, ze gelden uitsluitend voor de opties binnen de structuurkeuze (disclaimer). In de conclusies komen we hierop terug.

1.3 Overzicht opties binnen structuurkeuzes

In deze welvaartanalyse vergelijken we de verschillende opties **binnen** een structuurkeuze. We kijken dus wat het effect is van een andere ruimtelijke invulling op de welvaart. Figuur 1-1 laat dit aan de hand van een voorbeeld zien.

Figuur 1-1 - Voorbeeld vergelijking binnen structuurkeuzes



We vergelijken dus niet met een zogenaamd nulalternatief. Dit betekent ook dat de resultaten van de afzonderlijke structuurkeuzes niet optelbaar zijn. Per structuurkeuze is er dus sprake van een andere vergelijking. Tabel 1-1 laat per structuurkeuze zien welke opties worden vergeleken. In de laatste drie structuurkeuzes zijn geen opties opgenomen. Deze structuurkeuzes zijn onvoldoende uitgewerkt om welvaartseffecten te kunnen benoemen, daarom worden deze ook niet meegenomen in de analyse.

Tabel 1-1 - Overzicht opties binnen structuurkeuzes

	Structuurkeuze	Optie 1	Optie 2
1	Aanlanding wind op zee, kust of diep	Grootschalige aanlanding wind op zee aan de kust	Aanlanding wind op zee aan kust en in binnenland
2	Aanlanding wind op zee, geconcentreerd of verspreid	Geconcentreerde aanlanding wind op zee	Verspreide aanlanding wind op zee
3	Locaties hernieuwbare opwek op land	Verspreide ontwikkeling wind en zon op land	Geconcentreerde ontwikkeling zon en wind op land in vijf clusters
4	Opweklocaties elektrolysers	Clustering van elektrolysers nabij de productie	Clustering van elektrolysers nabij industrieclusters
5	Locaties piekcentrales	Verspreiding van kleinschalige piekcentrales over het hele land	Clustering van kleinschalige piekcentrales op Barro-locaties
6	Opslaglocaties waterstof	Waterstofopslag in aan te leggen zoutcavernes in Groningen en Noord-Drenthe	Waterstofopslag in huidige gasopslagen en lege gasvelden
7	Toepassing kernenergie	Geen nieuwe kerncentrales, additionele zon op land, wind op land en gascentrales	Vijf nieuwe kerncentrales op Maasvlakte en bij Borssele
8	Productie synthetische brandstoffen	Volledige import van synthetische brandstoffen	Eigen productie van synthetische brandstoffen, aangevuld met import
9	Faciliteren doorvoer grondstoffen naar buitenland	Alleen import en export van grondstoffen voor Nederlands belang	Extra import en export van grondstoffen van en naar het buitenland
10	Maximaal gebruikmaken van nationale warmtebronnen	Restwarmte als warmtebron	Geothermie als warmtebron
11	Maximale elektrificatie	Geen differentiatie in opties	
12	Maximaal gebruik waterstof	Geen differentiatie in opties	
13	Gebruik groengas/methaan	Geen differentiatie in opties	

1.4 Mee te nemen effecten

1.4.1 Afbakening effecten

In deze welvaartsanalyse nemen we alleen effecten mee *indien* ze differentiëren *binnen* een structuurkeuze. Als voorbeeld hiervan nemen we de elektriciteitsproductie binnen een structuurkeuze. Als deze bij beide opties gelijk is, laten we de effecten hiervan buiten beschouwing. In deze analyse kijken we naar het verschil tussen beide opties, en als er geen verschil is vallen deze effecten tegen elkaar weg. Om de welvaartseffecten vergelijkbaar te maken, waarderen we deze zoveel mogelijk in euro's. Voor een aantal effecten is het niet mogelijk de effecten in euro's uit te drukken en zijn de effecten kwalitatief beoordeeld.

1.4.2 Type effecten

In een welvaartanalyse worden doorgaans drie typen effecten onderscheiden:

- **Directe effecten:** de voor- en nadelen van de opties binnen een structuurkeuze ten opzichte van elkaar voor de exploitant. Het gaat hierbij met name om investeringskosten, exploitatiekosten en opbrengsten voor de exploitant. Voor het inschatten van deze effecten is gebruikgemaakt van kengetallen verkregen via experts en/of literatuur. De kengetallen geven een gemiddelde weer. Het type en detail van de meegenomen kosten verschilt door databeschikbaarheid per structuurkeuze. Locatiespecifieke omstandigheden kunnen leiden tot hogere of lagere kosten. Er is geen rekening gehouden met leer- of schaaleffecten. Daarnaast zijn verschillen in grondprijzen ook niet meegenomen. Hiervoor is gekozen omdat een schatting van de kosten voor grond moeilijk zijn te maken omdat exacte locaties in de meeste structuurkeuzes niet zijn gekozen. De kosten voor industriegebied zijn daarnaast niet

goed openbaar beschikbaar. Voor landbouwgebied is dat wel het geval[2], maar uit deze getallen blijkt dat het kostenverschil tussen de opties ordergrootte hooguit enkele miljoenen euro's is. Industriegebied is dan wel significant duurder dan landbouwgebied, maar onze inschatting is dat dit element geen doorslaggevende factor zal hebben in de welvaartsanalyses.

- **Indirecte effecten**: de effecten die voortvloeien uit de directe effecten van de structuurkeuzes, preciezer gesteld: de doorwerking van directe effecten via transacties en anderszins naar andere actoren in de economie. Een voorbeeld van een indirect effect is de doorwerking op de arbeidsmarkt: een bepaalde optie kan leiden tot extra werkgelegenheid ten opzichte van de alternatieve optie. In de praktijk is het welvaartseffect door indirecte effecten beperkt. In deze analyse worden indirecte effecten verwaarloosbaar geacht en worden daarom niet meegenomen. Uitzondering hierop zijn de structuurkeuzes 8 en 9, waarbij expliciet extra economische activiteiten worden gecreëerd door productie respectievelijk doorvoer van nieuwe brandstoffen. Ook zouden indirecte effecten in termen van productiviteitstoename kunnen plaatsvinden van industriële clusters die toegang krijgen tot een betrouwbare, meer continue en goedkopere levering van deze nieuwe brandstoffen. Voor het inschatten van deze effecten wordt gebruikgemaakt van kengetallen verkregen via experts en/of literatuur. Voor structuurkeuze 8 wordt ook het effect in werkgelegenheid (in fte) in beeld gebracht. Dit is op basis van een model van CE Delft.
- **Externe effecten**: dit betreft de effecten die onbeoogd zijn door de gebruiker. Deze zijn vaak moeilijk in geld uit te drukken omdat markten – en dus prijzen – ontbreken. Hieronder vallen effecten op milieu en ruimtelijke effecten voor de omwonenden. Sommige effecten zijn niet onbeoogd voor de initiatiefnemer. Voor het voorkomen van negatieve effecten op milieu of omwonenden kunnen in dat geval al (verplichte) inpassingsmaatregelen zijn genomen. Er kan beargumenteerd worden dat deze kosten dan als directe kosten voor de initiatiefnemer kunnen worden meegenomen. Wij gaan hier dieper op in. Daar waar mogelijk worden effecten kwantitatief in beeld gebracht. Voor het inschatten van deze externe effecten is gebruikgemaakt van kengetallen verkregen via experts en/of literatuur. Andere externe effecten worden kwalitatief beoordeeld. Een voorbeeld daarvan is het welvaartsverlies dat recreanten ervaren als gevolg van hinder die hun beleving beïnvloedt. Daar waar dit significant differentieert tussen de opties is dit kwalitatief meegenomen. In deze studie zijn geen externe kosten voor CO_2-emissies berekend omdat er wordt uitgegaan van het feit dat Nederland klimaatneutraal is in 2050.

Veel externe effecten al geïnternaliseerd

Voor het compenseren en voorkomen van een groot aantal lokale milieu- en ruimtelijke effecten geldt dat hiervoor inpassingsmaatregelen verplicht zijn door milieuwetgeving en wetgeving ten aanzien van ruimtelijke ordening. In dat geval kan beargumenteerd worden dat de kosten ter preventie of compensatie van deze effecten in belangrijke mate onderdeel zijn van de directe kosten van de initiatiefnemer (internalisatieprincipe). Sommige milieueffecten spelen op locatie- en inpassingsniveau. Deze effecten zijn meestal onderdeel van de businesscase, ofwel een haalbaarheidsstudie voor de initiatiefnemer, en een randvoorwaarde om te mogen opereren. Een voorbeeld is het inrichten van groenzones voor landschappelijke inpassing. In het kader van veiligheid worden minimumafstanden gehanteerd tot installaties, lijnen en kabels. Lijnen, kabels en stations moeten daardoor vaak op een minimumafstand liggen van bijvoorbeeld woningen. Deze afstanden leiden tot indirect ruimtebeslag. Ook door het compenseren van omwonenden worden externe effecten geïnternaliseerd. We geven expliciet aan wanneer er sprake is van externe effecten en wanneer deze al geïnternaliseerd zijn.

[2] Voor een indicatie van grondprijzen is Boerderij: Markt bedrijfsmiddelen, Grondprijzen geraadpleegd.

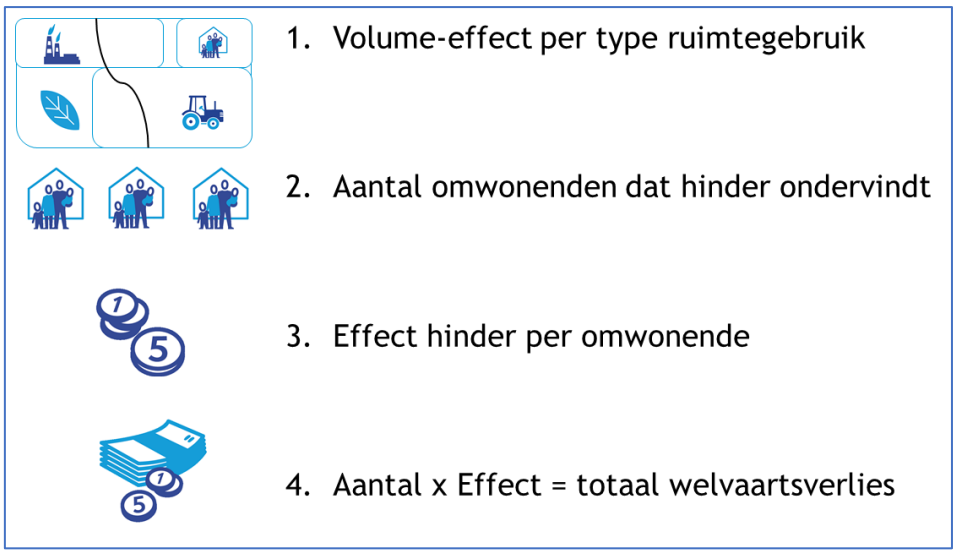
1.4.3 Methode voor het meenemen van maatschappelijke effecten

Om te beginnen schatten we de projecteffecten van de opties in. Het gaat hierbij om volume-effecten, bijvoorbeeld om het aantal huishoudens dat hinder ondervindt van een windmolen of hoogspannings-verbinding. Maatgevend voor deze projecteffecten zijn functionele eenheden zoals het aantal kilometers extra hoogspanningskabel en aantal woningen dat naar verwachting visuele of milieuhinder ondervindt als gevolg nieuwe energiefuncties. We maken hiervoor deels gebruik van inschattingen van Pondera en deels van eigen analyses.

Hierna worden de projecteffecten vertaald naar welvaartseffecten, uitgedrukt in euro's. Om hiertoe te komen worden zoals gezegd in eerste instantie de volume-effecten in kaart gebracht per type ruimte-gebruik. Voorbeelden hiervan zijn windmolens, zonneparken, hoogspanningskabels, elektrolysers en kern- en elektriciteitscentrales. Omdat de grootte van het welvaartseffect van deze componenten afhangt van de locatie, wordt er gebruikgemaakt van vier verschillende typen gebieden: landbouw, bebouwd, industrie en recreatie. Zo kan bijvoorbeeld voor elk gebiedstype het aantal windmolens of het aantal kilometers aan hoogspanningskabel in kaart gebracht worden.

Vervolgens wordt op basis van kengetallen een inschatting gemaakt van het aantal omwonenden dat hinder ondervindt en de omvang hiervan. De kengetallen worden deels gebaseerd op bestaande literatuur zoals bevolkingsdichtheidscijfers van CBS en deels op verkregen informatie van bijvoorbeeld de net-beheerder. Hierna wordt, ook op basis van kengetallen, een inschatting gemaakt van effect van de hinder per omwonende. Zo bestaan er kengetallen die aangeven dat woningen binnen een bepaalde straal van een windmolen een bepaalde waardedaling ondervinden. Uitgaande van de veronderstelling dat onder-vonden hinder tot uitdrukking komt in de waardedaling kan dit worden gebruikt als indicator voor externe effecten. We gaan ervan uit dat de huidige inschattingen ook voor de toekomst gelden. Door gebruik te maken van een bepaalde woningdichtheid per gebiedstype kunnen het aantal getroffen woningen en het totale welvaartsverlies in euro's worden benaderd. Figuur 1-2 illustreert de verschillende stappen in dit proces.

Figuur 1-2 - Stappenplan bepalen maatschappelijke effecten



Het is belangrijk om te benadrukken dat alleen die externe effecten worden meegenomen in de welvaartsanalyse die differentiëren tussen de twee opties in de structuurkeuze. Dus wanneer er bijvoorbeeld in optie A hoogspanningsmasten op dezelfde locaties worden geplaatst als in optie B, zullen de welvaartseffecten als gevolg hiervan in beide opties niet van elkaar verschillen en dus niet worden meegenomen in de analyse.

Tenslotte worden, indien relevant, ook de (differentiërende) leveringszekerheid en risico's meegenomen in de welvaartsanalyse. Deze effecten zullen worden uitgedrukt in euro's. De effecten op natuur en biodiversiteit zullen kwalitatief worden beschreven.

1.5 Afbakening en uitgangspunten

- De looptijd van de analyse is 100 jaar en beslaat de periode 2022-2122. De kosten en baten worden uitgedrukt in het prijspeil van 2022. Investeringen vinden veelal pas plaats na 2030.
- De resultaten worden gepresenteerd in een contante waarde. Alle kosten en baten worden verrekend met een discontovoet van 2,25%, conform aanbevelingen van de Werkgroep Discontovoet (Ministerie van Financiën, 2020).
- De kosten en baten worden gepresenteerd aan de hand van de effecten die bij de verschillende partijen optreden. Er wordt géén rekening gehouden met sectorspecifieke financieringskosten en risico-opslagen, tenzij anders vermeld.
- Niet-gekwantificeerde effecten worden als PM-post weergegeven. Deze hebben een positief dan wel negatief effect op het eindsaldo. Bij alle uitkomsten moet dus rekening worden gehouden met niet-gekwantificeerde PM-posten.
- De afbakening van de studie betreft welvaarteffecten voor alle inwoners van Nederland. Dit is voor rijksbeleid de meest voor de hand liggende keuze. Als er substantiële welvaartseffecten voor het buitenland zijn, wordt dit wel in beeld gebracht, maar telt dit niet mee in het MKBA-saldo.
- Offshore valt buiten de scope van de structuurvisie. Welvaartseffecten die te maken hebben met offshore activiteiten zullen wel worden benoemd, maar worden niet verder uitgewerkt.

2 Welvaartsanalyse per structuurkeuze

2.1 Structuurkeuze 1: Aanlanding wind op zee, kust of diep

2.1.1 Inleiding

Deze structuurkeuze gaat over de aanlanding van windstroom vanaf zee. Hierin worden de volgende twee opties bekeken:

- aanlanding van wind op zee aan de kust;
- aanlanding van wind op zee gedeeltelijk in het binnenland.

Beide opties hebben met name impact op het hoogspanningsnet, waardoor nieuwe infrastructuur nodig is. De effecten hiervan staan centraal in de welvaartsanalyse van deze structuurkeuze. Voor de technische uitwerking van de structuurkeuze wordt verwezen naar (Bijlage A).

2.1.2 Uitganspunten

Projecteffecten

In optie 2, gedeeltelijke aanlanding van wind op zee in het binnenland, wordt gebruikt gemaakt van HVDC-kabels waardoor er minder netuitbreiding nodig is van de bestaande 380kV-verbindingen. In optie 1, aanlanding van wind op zee aan de kust, wordt geen gebruikgemaakt van HVDC-kabels en is meer 380kV-hoogspanningstracé nodig. Een overzicht van de benodigde netverzwaringen is te zien in Tabel 2-1. Voor elke optie is steeds gewerkt met een bandbreedte waarbinnen de kosten vallen. Op deze manier wordt er ruimte geboden voor de onzekerheid in de kosten van bepaalde componenten. 'Laag' vertegenwoordigt de onderkant van de bandbreedte (kosten vallen mee), terwijl 'Hoog' de bovenkant vertegenwoordigt (kosten vallen tegen).

Hoogspanningstracé – Een hoogspanningstracé bestaat uit hoogspanningsmasten waaraan kabels hangen die op verschillende spanningsniveaus (380/220/150/110 kV) elektriciteit transporteren. Dit gebeurt onder wisselspanning.
Hoogspanningsstations - Elektriciteit wordt vanaf het punt van energieproductie via bovengrondse lijnen en ondergrondse kabels naar energieafnemers getransporteerd. Op verschillende plekken in het net wordt elektriciteit omgezet naar lagere spanningsniveaus via transformatoren. Dit gebeurt in stations. Daarnaast worden grote afnemers en producenten aangesloten op stations (via overige velden). Hoogspanningsstations kunnen dus transformatoren en/of overige velden bevatten. Daarnaast bevat een station overige elektromagnetische componenten, zoals rails.
380kV-velden – Bij stations zijn, naast transformatoren, ook overige velden nodig voor het aansluiten van grote opwek of vraag. Binnen het PEH kijken we naar overige velden die nodig zijn op 380kV-stations, dit noemen we 380kV-velden. Hier worden bijvoorbeeld wind op zee, regelbare centrales en grootschalige elektrolysers op aangesloten. Bij de bouw van een station wordt typisch ruimte overgelaten om nieuwe velden toe te voegen, maar het totaal aantal velden op een station is beperkt.
HVDC-kabels – High-Voltage Direct Current (HVDC) kabels transporteren elektriciteit onder hoogspanningsgelijkstroom en wordt typisch gebruikt voor transport over grote afstanden. In Nederland worden op land nog geen HVDC-kabels toegepast.
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.

Daarnaast zijn er in beide opties voor productie en opslag respectievelijk elektrolysers en systeembatterijen nodig. Terwijl de locaties verschillen, is het totale vermogen hiervan in beide opties gelijk. De mogelijkheid van waterstofproductie op zee valt buiten de scope van dit project en wordt dus niet beschouwd.

Tabel 2-1 - Structuurkeuze 1: Overzicht benodigde netverzwaringen

Component	Optie 1: Aanlanding aan kust		Optie 2: Aanlanding gedeeltelijk in binnenland		Eenheid
	Laag	Hoog	Laag	Hoog	
380kV-tracé	338	338	59	59	Km
HVDC-tracé	0	0	259	259	Km
Redispatch	0,01	0,01	0,7	0,7	TWh/jaar
380kV-velden	67	79	69	81	Aantal velden

Financiële effecten

Een inschatting van de investeringskosten voor de hoogspanningsinfrastructuur zijn gemaakt op basis van de kengetallen in Tabel 2-2. Dit omvat de kosten voor materiaal, ruimtelijke procedures, installatie, arbeid, grondaankoop, planschade en uitkoopregelingen. Voor 220kV-tracé wordt er aangenomen dat de kosten gelijk zijn aan die van 380kV-tracé. Voor de operationele kosten zijn de richtlijnen van de ACM gevolgd (Sumicsid, 2019). Dit is te zien in Tabel 2-3.

Tabel 2-2 - Overzicht geschatte CAPEX-hoogspanningsinfrastructuur

Component	Type	Kosten (€)
Tracé	380 kV	10 miljoen/km
Tracé	220 kV	10 miljoen/km
Tracé	150 kV	3,5 miljoen/km
Tracé	110 kV	3,5 miljoen/km
Station (leeg)	380/150 kV	3 miljoen
Trafo	380/150 kV	8 miljoen
Veld	380 kV	3 miljoen

Bron: TenneT.

Tabel 2-3 - Overzicht geschatte OPEX-hoogspanningsinfrastructuur

Component	Kosten (€)	Eenheid
380/220kV-tracé	0,0074	miljoen/km/jaar
HVDC-tracé	0,0042	miljoen/km/jaar

Bron: Sumicsid (Norm Grid Development - TCB18 PROJECT, Tecnical report, 2019).

De overige kosten zijn weergegeven in Tabel 2-4. Aangezien het bij HVDC-kabels een nieuwe technologie betreft, bevatten de geschatte kosten een hoge onzekerheidsfactor. Aangenomen kan worden dat de kosten in ieder geval hoger liggen dan voor een 380kV-tracé. Door de onzekerheid is daarom gekozen voor een tamelijk brede bandbreedte voor de kosten van een HVDC-tracé, waarbij het midden een factor drie hoger ligt dan de kosten voor een 380kV-tracé. Deze aanname ligt in lijn met de bevindingen uit eerder onderzoek (Rudervall R., 2000).

Tabel 2-4 - Overzicht overige geschatte kosten hoogspanningsinfrastructuur

Component	Kosten (€) – laag	Kosten (€) – hoog	Bron
Redispatch	100 per MWh	100 per MWh	TenneT, CE Delft
HVDC-tracé	20 miljoen/km	40 miljoen/km	CE Delft

Op basis van de benodigde netverzwaringen in Tabel 2-1 en de geschatte kosten is voor beide opties een kosteninschatting gemaakt. Deze is te zien in Tabel 2-5. De benodigde hoeveelheid elektrolysers en systeembatterijen is gelijk voor beide opties en dus wordt dit niet meegenomen in de financiële analyse. Aangezien de totale hoeveelheid geproduceerde en daarmee te transporteren energie in beide opties gelijk is, differentiëren ook de financiële baten niet van elkaar.

Tabel 2-5 - Structuurkeuze 1: Overzicht financiële kosten in miljoenen euro's

	Optie 1: Aanlanding aan kust		Optie 2: Aanlanding gedeeltelijk in binnenland	
	Laag	Hoog	Laag	Hoog
380kV-tracé - CAPEX	5.338	5.338	932	932
380kV-tracé - OPEX	101	101	18	18
HVDC-tracé - CAPEX	0	0	8.181	16.361
HVDC-tracé - OPEX	0	0	18	18
Redispatch	41	41	2.837	2.837

	Optie 1: Aanlanding aan kust		Optie 2: Aanlanding gedeeltelijk in binnenland	
	Laag	Hoog	Laag	Hoog
380kV-velden	317	374	327	384
Totaal	**5.797**	**5.854**	**12.312**	**20.550**

Voor de berekening van de totale kosten voor redispatch is gebruikgemaakt van een tijdshorizon van 100 jaar. Voor 380kV-tracés wordt conform de richtlijnen van TenneT een economische levensduur van 40 jaar gehanteerd. Voor HVDC-tracés en 380kV-velden is dezelfde levensduur aangenomen.

Effecten op de omgeving

De effecten op omwonenden in deze structuurkeuze zijn met name toe te schrijven aan hoogspanningskabels en -masten. De hoeveelheid elektrolysers en systeembatterijen is in beide opties gelijk. Alhoewel de locaties kunnen verschillen tussen de opties zal dit hoofdzakelijk op industrieterrein zijn, waardoor het differentiërende effect te verwaarlozen is. Voor 380kV-velden geldt dat deze binnen bestaande stations worden geplaatst, waardoor het additionele ruimtelijke effect klein. Als er geen plek meer is binnen bestaande stations zullen deze uitgebreid of bijgebouwd moeten worden. Het verschil tussen het aantal benodigde velden in beide opties is dermate klein dat een significante differentiatie wat betreft het effect op omwonenden hier niet aannemelijk is.

Voor het effect van hoogspanningskabels en -masten op omwonenden is gebruikgemaakt van kengetallen van TenneT (TenneT, 2022) en bestaande literatuur. Deze kengetallen omvatten het woningwaardeverlies binnen verschillende stralen van hoogspanningstracés. In termen van welvaarteffecten kan deze waardedaling als een afspiegeling gezien worden van het werkelijke welvaartsverlies voor omwonenden. TenneT hanteert naast de standaard planschaderegeling een uitkoopregeling voor woningen die als ‘gevoelige bestemming’ worden aangemerkt. Gevoelige bestemmingen betreffen woningen, scholen, crèches en kinderdagverblijven die in de magneetveldzone komen te liggen[3] (TenneT, 2022).

Op basis van de uitkoopregeling, waarbij bewoners kunnen worden uitgekocht en TenneT het huis daarna weer op de markt brengt, kan de waardedaling van de woning worden geobserveerd met dien verstande dat de waardedaling kan worden bepaald ten opzichte van een situatie zonder hinder. De uitkoopregeling wordt op dit moment binnen een straal van 80 tot 100 meter toegepast en laat een gemiddelde daling van 20% zien per gevoelig object. De compensatie voor planschade beslaat een groter gebied en wordt geschat op 3 tot 10% van de woningwaarde (TenneT, 2022). Voor de straal van dit gebied zijn geen exacte kengetallen bekend bij TenneT. In deze studie is daarom aangenomen dat alles tussen een straal van 100 en 300 meter binnen de planschaderegeling valt.

De literatuur laat verschillende schattingen voor het woningwaardeverlies in de buurt van hoogspanningstracés zien. In volgend tekstkader wordt hier uitgebreider op ingegaan. Op basis van deze literatuur hanteren wij een gemiddeld woningwaardeverlies van 6% tot 100 meter en 1% van 100 tot 300 meter. Dit gebruiken we voor de onderkant van de bandbreedte, terwijl het totale woningwaardeverlies op basis van de kengetallen van TenneT als bovenwaarde worden genomen.

[3] Uit een analyse van onderzoeksgegevens concludeert de Gezondheidsraad dat niet bewezen is dat magnetische velden oorzaak zijn van kinderleukemie, maar dat er wel aanwijzingen zijn voor een oorzakelijke verband. De opkoopregeling is gebaseerd op een voorzorgsprincipe rondom hoogspanningslijnen. Door de hoge bebouwingsdichtheid in Nederland is het echter vrijwel onmogelijk om een nieuw tracé zodanig te ontwikkelen dat er geen gevoelige bestemmingen in de magneetveldzone komen te liggen.

Onze inschatting voor het gemiddelde woningwaardeverlies van 6% tot 100 meter en 1% van 100 tot 300 meter is gebaseerd op een uitgebreide literatuurstudie. Er bestaan geen Nederlandse studies naar de woningwaardedaling als gevolg van de plaatsing van hoogspanningskabels en -masten. Wel bestaan er meerdere studies in de Verenigde Staten, het Verenigd Koninkrijk, Canada en Nieuw-Zeeland. Zo wordt er in de VS een waardedaling van 3 tot 9% binnen een straal van 150 meter gevonden (Hoen B., Atkinson-Palombo C., 2016). In een andere studie werd gevonden dat de prijs binnen een straal van 75 meter gemiddeld 3,5% daalt en tussen 75 en 150 meter ongeveer 1% (F.A., Chalmers J.A. & Voorvaart, 2009). Eerder toonde (Colwell P., 1990) een 6,6% waardedaling binnen 15 meter en 2% binnen 65 meter aan. In het VK werd gevonden dat een hoogspanningslijn binnen een straal van 100 meter leidde tot een waardedaling van gemiddelde 11,5% (Sims S., Dent P., 2005). In Canada toonde een studie aan het waardeverlies 6,3% was binnen een straal van 100 meter, terwijl deze nog 1% was binnen een straal van 200 meter (Hamilton S.W., Schwann G.M., 1995). In Nieuw-Zeeland werd een waardeverlies van 27% binnen 20 meter, 5% binnen 50 meter en minder dan 1% binnen 100 meter van een hoogspanningslijn gevonden (Callanan J., 2013). Al deze studies tonen een duidelijk negatief effect aan. Daarnaast hebben de studies gemeen dat de gemiddelde waardedaling zakt zodra de betreffende woning verder van de mast of kabels af staat.

We nemen daarbij aan dat bij ondergrondse HVDC geen hinder voor omwonenden plaatsvindt. Wel kan elektromagnetische straling plaatsvinden. Het bepalen van de exacte locaties van de hoogspannings-tracés valt buiten de scope van dit project. Wel is er per structuurkeuze bepaald hoeveel hoogspannings-tracé binnen verschillende type gebieden valt. Dit is te zien in Tabel 2-6. Het gaat hierbij om nieuw, boven-gronds hoogspanningstracé omdat alleen dat effect op omwonenden heeft. In het lage scenario worden nieuwe tracés vaker parallel aan bestaande tracés gelegd. Wanneer een nieuw tracé parallel aan een bestaand tracé komt te liggen, hebben we aangenomen dat dit niet tot extra visuele hinder en dus welvaartsverlies leidt.

Tabel 2-6 - Structuurkeuze 1: Overzicht 380kV-tracé in km per gebiedstype*

Type gebied	Optie 1: Aanlanding aan kust		Optie 2: Aanlanding gedeeltelijk in binnenland	
	Laag	Hoog	Laag	Hoog
Landbouw	42	268	42	55
Bebouwing	2	32	2	4
Industrie	1	22	1	2
Recreatie	1	21	1	2

* Het gaat hier om hoogspanningstracé dat tot hinder leidt. Oftewel, nieuw, bovengronds hoogspanningstracé dat niet naast een bestaande tracé wordt aangelegd. Wanneer een nieuw tracé parallel aan een bestaand tracé komt te liggen, hebben we aangenomen dat dit niet tot extra visuele hinder en dus welvaartsverlies leidt.

Bron: Pondera.

Per gebiedstype is de woningdichtheid geschat, zichtbaar in Tabel 2-7, en voor de gemiddelde woning-waarde wordt aangenomen dat deze 300.000 euro bedraagt. Op basis van deze gegevens, gecombineerd met bovengenoemde kengetalen, kan het totale woningwaarde- en dus welvaartsverlies worden geschat. Deze kosten liggen voor optie 1 tussen de 6 en 312 miljoen euro en voor optie 2 tussen de 6 en 22 miljoen euro.

De relatief brede bandbreedte in optie 1 is via twee redenen te verklaren. Allereerst laat Tabel 2-6 zien dat er ingezet kan worden op minimale visuele hinder door nieuwe tracés zoveel mogelijk naast bestaande tracés te plaatsen. In het lage scenario leidt dit zo tot slechts 46 kilometer aan hoogspanningstracé dat tot extra visuele hinder leidt, terwijl dit in het hoge scenario maar liefst 343 kilometer is. De tweede verklaring is dat de gehanteerde bandbreedte voor woningwaardedalingen, met de waarde uit de literatuur als onder-grens en kengetallen van TenneT als bovengrens, hier nog bovenop komt.

Tabel 2-7 - Woningdichtheid per gebiedstype

Type gebied	Aantal woningen per km^2
Landbouw	10
Bebouwing	500
Industrie	0
Recreatie	0

In deze structuurkeuze differentiëren de effecten op natuur en biodiversiteit niet tussen de opties en dus worden deze niet meegenomen.

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 3 HVDC-kabels van 2 GW richting Diemen en 3 kabels van 2 GW richting Maasbracht. Er is nog veel onzekerheid over de betrouwbaarheid van HVDC-kabels op land. Voor de 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 HVDC-kabels onder land nog lager ligt, maar hoeveel lager is onbekend. De beschikbaarheid van reguliere AC-hoogspannings-masten ligt een stuk hoger. Daarnaast worden deze redundant aangelegd, waardoor de betrouwbaarheid op bijna 100% ligt.

Als een HVDC-kabel uitvalt betekent dit niet direct dat er problemen ontstaan met de leveringszekerheid. TenneT sluit de windparken zo aan dat er maximaal 1 GW uitvalt bij een storing. Indien noodzakelijk kan het weggevallen vermogen opgevangen worden met regelbaar vermogen van de primaire reserve. Dit kost uiteraard extra geld, maar het is niet de verwachting dat er echt grote problemen met leveringszekerheid zullen ontstaan bij diepe aanlanding met HVDC-kabels.

Voorzieningszekerheid

De voorzieningszekerheid in deze structuurkeuze differentieert niet tussen de opties en wordt daarom niet meegenomen.

2.1.3 Uitkomsten

In Tabel 2-8 is het totaal aan kosten en baten te zien. Deze vallen zowel in het lage als in het hoge scenario uit in het voordeel van optie 1.

Het is belangrijk om te benoemen dat de door TenneT gemaakte schattingen voor de kosten van de elektriciteitsinfrastructuur inclusief externe kosten in de vorm van compensatieregelingen zijn, deze kosten zijn dus al geïnternaliseerd. Deze zijn echter ook uitgedrukt in de door ons berekende maatschappelijke kosten. Om dubbeltellingen te voorkomen en toch externe kosten uit te lichten, zijn daarom de maatschappelijke kosten voor de elektriciteitsinfrastructuur bij de financiële kosten in mindering gebracht.

Tabel 2-8 - Structuurkeuze 1: Overzicht kosten en baten in miljoenen euro's

		Optie 1: Aanlanding aan kust		Optie 2: Aanlanding gedeeltelijk in binnenland	
		Laag	Hoog	Laag	Hoog
Financieel	Productie (+ import)	*Differentieert niet*			
	Opslag	*Differentieert niet*			
	Elektriciteitsinfra	-5.791	-5.542	-12.306	-20.527
	Overige infra	*Geen effect*			
		-5.791	-5.542	-12.306	-20.527
Maat-schappelijk	Productie (+ import)	*Differentieert niet*			
	Opslag	*Differentieert niet*			
	Elektriciteitsinfra	-6	-312	-6	-22
	Overige infra	*Geen effect*			
		-6	-312	-6	-22
	Saldo	**-5.797**	**-5.854**	**-12.312**	**-20.550**
	Natuur en biodiversiteit	*Differentieert niet*			
	Leveringszekerheid	*Differentieert niet*			

2.1.4 Conclusie

Op basis van de uitkomsten in Tabel 2-8 concluderen we dat de welvaartseffecten voor optie 1, aanlanding aan kust, positiever uitvallen dan voor optie 2, diepe aanlanding. Dit is toe te schrijven aan de aanzienlijk hogere directe kosten in optie 2. Deze kosten komen voornamelijk voort uit de relatief hoge kosten van HVDC-kabels, maar ook door de hoge verwachte kosten voor redispatch. Het valt op dat de externe kosten slechts een fractie zijn van de directe kosten. Dit is in lijn met de ervaringen van TenneT, dat bij nieuwe hoogspanningsprojecten doorgaans slechts een klein percentage van de investeringskosten aan compensatieregelingen kwijt is (TenneT, 2022).

De lagere externe kosten door een HVDC-tracé ondergronds aan te leggen, wegen in deze structuurkeuze dan ook niet op tegen de aanzienlijk hogere kosten voor de realisatie van dit type hoogspanningskabels. Alhoewel HVDC-kabels nog niet op grote schaal zijn ingepast in de huidige hoogspanningsnetten, hebben we geen aanwijzingen gevonden dat de leveringszekerheid significant verschilt van reguliere AC-lijnen.

2.2 Structuurkeuze 2: Aanlanding wind op zee, geconcentreerd of verspreid

2.2.1 Inleiding

Deze structuurkeuze gaat wederom over de aanlanding van windstroom vanaf zee. Ditmaal wordt geconcentreerde aanlanding afgezet tegen gespreide aanlanding:

- aanlanding wind op zee – geconcentreerd;
- aanlanding wind op zee – verspreid.

Beide opties hebben met name impact op het hoogspanningsnet, waardoor nieuwe infrastructuur nodig is. De effecten hiervan staan centraal in de welvaartsanalyse van deze structuurkeuze. Voor de technische uitwerking van de structuurkeuze wordt verwezen naar (Bijlage A).

2.2.2 Uitgangspunten

Projecteffecten

Geconcentreerde aanlanding van wind op zee heeft een grotere impact op het hoogspanningsnet. Dit is terug te zien in de grotere hoeveelheid nieuw hoogspanningstracé en het aantal nieuwe 380 kV die nodig zijn en de hogere verwachte hoeveelheid redispatch. Een overzicht van de netverzwaringen staat in Tabel 2-9.

Daarnaast zijn er in beide opties voor productie en opslag respectievelijk elektrolysers en systeem-batterijen nodig. Terwijl de locaties verschillen, is het totale vermogen hiervan in beide opties gelijk. De mogelijkheid van waterstofproductie op zee valt buiten de scope van dit project en wordt dus niet beschouwd.

Tabel 2-9 - Structuurkeuze 2: Overzicht benodigde netverzwaringen

Component	**Optie 1: Aanlanding wind op zee - geconcentreerd**		**Optie 2: Aanlanding wind op zee - verspreid**		**Eenheid**
	Laag	Hoog	Laag	Hoog	
380kV-tracé	158	158	1,5	1,5	Km
220kV-tracé	0	0	24,0	24,0	Km
Redispatch	0,95	0,95	0,20	0,20	TWh/jaar
380kV-velden	57	65	55	64	Aantal velden

Financiële effecten

Een overzicht van de totale geschatte kosten voor beide opties is te zien in Tabel 2-10.
De benodigde hoeveelheid elektrolysers en systeembatterijen is gelijk voor beide opties en dus wordt dit niet meegenomen in de financiële analyse. Aangezien de totale hoeveelheid geproduceerde energie in beide opties gelijk is, differentiëren ook de financiële baten niet van elkaar.

Tabel 2-10 - Structuurkeuze 2: Overzicht financiële kosten in miljoenen euro's

	Optie 1: Aanlanding wind op zee - geconcentreerd		**Optie 2: Aanlanding wind op zee - verspreid**	
	Laag	Hoog	Laag	Hoog
380/220kV-tracé – CAPEX	1.580	1.580	255	255
380/220kV-tracé - OPEX	47	47	8	8
Redispatch	3.851	3.851	811	811
380kV-velden	171	195	165	192
Totaal	**5.649**	**5.673**	**1.238**	**1.265**

Effecten op de omgeving

De effecten op omwonenden in deze structuurkeuze zijn net als in structuurkeuze 1 voornamelijk toe te schrijven aan hoogspanningskabels en -masten. De hoeveelheid elektrolysers en systeembatterijen zijn voor beide opties wederom gelijk en het ruimtelijke effect van 380kV-velden is vanwege dezelfde redenen te verwaarlozen.

Tabel 2-11 laat een overzicht zien van nieuw, bovengronds hoogspanningstracé. Op basis van deze gegevens, gecombineerd met bovengenoemde kengetallen, kan het totale woningwaarde- en dus welvaartsverlies worden geschat. Deze kosten worden voor optie 1 geschat op 6 tot 107 miljoen en voor optie 2 op 0 tot 7 miljoen.

Tabel 2-11 - Structuurkeuze 2: Overzicht 380/220-kV-tracé in km per gebiedstype* (bron: Pondera)

Type gebied	Optie 1: Aanlanding wind op zee – geconcentreerd		Optie 2: Aanlanding wind op zee – verspreid	
	Laag	Hoog	Laag	Hoog
Landbouw	42	117	0	19
Bebouwing	2	10	0	1
Industrie	1	10	0	0
Recreatie	1	12	0	0

* Het gaat hier om hoogspanningstracé dat tot hinder leidt. Oftewel, nieuw, bovengronds hoogspanningstracé dat niet naast een bestaande tracé wordt aangelegd. Wanneer een nieuw tracé parallel aan een bestaand tracé komt te liggen, hebben we aangenomen dat dit niet tot extra visuele hinder en dus welvaartsverlies leidt.

In deze structuurkeuze differentiëren de effecten op natuur en biodiversiteit niet tussen de opties en dus worden deze niet meegenomen.

Leveringszekerheid

De leveringszekerheid in deze structuurkeuze differentieert niet tussen de opties. In beide gevallen is er een maximaal vermogen dat aangesloten kan worden op een station. Europese wetgeving, waar TenneT zich aan moet houden, zorgt ervoor dat er een maximaal vermogen is vastgesteld dat bij een storing mag wegvallen. Dit betekent dat er bij geconcentreerde aanlanding meerdere stations per aanlandingslocatie nodig zijn, waarmee het risico op problemen met leveringszekerheid minder groot is. Bij afvoerende hoogspanningsverbindingen moet alles '*redundant (n-1)*' zijn, wat betekent dat de stroom ook afgevoerd kan worden als één verbinding uitvalt[4]. Daarom is er geen significant verschil in leveringszekerheid.

Voorzieningszekerheid

De voorzieningszekerheid in deze structuurkeuze differentieert niet tussen de opties en wordt daarom niet meegenomen.

[4] Redundant n-1 betekent dat het hoogspanningsnet dat alle energie nog steeds getransporteerd kan worden al één component op een deel van het hoogspanningsnet uitvalt. Dit is nodig om te zorgen dat de leveringszekerheid ook behouden blijft als er onderhoud gepleegd wordt of een calamiteit optreedt. Bij een verbinding met twee circuits betekent dit één circuit voldoende moet zijn om alle energie te transporteren, voor het geval dat het tweede circuit uitvalt. En bij een station moet bijvoorbeeld één transformator meer geplaatst worden dan dat je onder normale omstandigheden nodig hebt.

2.2.3 Uitkomsten

In Tabel 2-12 is het totaal aan kosten en baten te zien. Deze vallen zowel in het lage als in het hoge scenario uit in het voordeel van optie 2.

Tabel 2-12 - Structuurkeuze 2: Overzicht kosten en baten in miljoenen euro's

		Optie 1: Aanlanding wind op zee - geconcentreerd		**Optie 2: Aanlanding wind op zee - verspreid**	
		Laag	Hoog	Laag	Hoog
Financieel	Productie (+ import)	*Differentieert niet*			
	Opslag	*Differentieert niet*			
	Elektriciteitsinfra	-6.657	-6.594	-1.482	-1.517
	Overige infra	*Geen effect*			
		-6.657	-6.594	-1.482	-1.517
Maatschappelijk	Productie (+ import)	*Differentieert niet*			
	Opslag	*Differentieert niet*			
	Elektriciteitsinfra	-6	-107	0	-7
	Overige infra	*Geen effect*			
		-6	-107	0	-7
	Saldo	**-6.663**	**-6.701**	**-1.482**	**-1.524**
	Natuur en biodiversiteit	*Differentieert niet*			
	Leveringszekerheid	*Differentieert niet*			

2.2.4 Conclusie

Op basis van de uitkomsten in Tabel 2-12 concluderen we dat de welvaartseffecten voor optie 2, verspreide aanlanding, positiever uitvallen dan voor optie 1, geconcentreerde aanlanding. Dit is toe te schrijven aan de aanzienlijk hogere directe kosten in optie 1. Deze kosten komen voornamelijk voort uit de hoge verwachte kosten voor redispatch. Het is daarbij goed om te benoemen dat alleen de ruimtelijke effecten op land binnen de scope van dit project vallen en er dus niet wordt gekeken naar de kosten voor de kabels onder de zee. Het kan dus zijn dat als die kosten wel worden meegenomen optie 1 goedkoper is. Alleen op basis van deze welvaartsanalyse kan dus geen keuze gemaakt worden.

Daarnaast zijn ook de externe kosten in optie 1 hoger dan in optie 2, alhoewel deze slechts een fractie van de directe kosten zijn. Dit is in lijn met de ervaringen van TenneT, die bij nieuwe hoogspanningsprojecten doorgaans slechts een klein percentage van de investeringskosten aan compensatieregelingen kwijt zijn.

2.3 Structuurkeuze 3: Locaties hernieuwbare opwek op land

2.3.1 Inleiding

Deze structuurkeuze heeft betrekking op de locaties van zonne- en windenergie op land. Er wordt onderscheid gemaakt tussen de volgende twee opties:

- locaties hernieuwbare opwek op land – spreading;
- locaties hernieuwbare opwek op land – clustering.

Als gevolg van de locaties van zonnepanelen en windmolens hebben beide opties ook een andere impact op het hoogspanningsnet. De directe en externe kosten van zon op land, wind op land en de hoog-spanningsinfrastructuur staan centraal in deze structuurkeuze. Voor de technische uitwerking van de structuurkeuze wordt verwezen naar (Bijlage 0).

2.3.2 Uitgangspunten

Projecteffecten

In beide opties worden 2.000 windmolens met een vermogen van 5,6 MW en een tiphoogte van 225 meter geplaatst. Het enige verschil is de locaties van deze turbines. In optie 2 worden de windmolens verdeeld over vijf clusters van gemiddeld 400 windmolens. Voor optie 1 wordt aangenomen dat de windmolens in clusters van 6 worden geplaatst op 333 verschillende locaties. Er is aangenomen dat de totaal opgewekte windenergie in beide opties hetzelfde is. Een grove schatting van de verdeling van het aantal windmolens over de verschillende gebiedstypen is te zien in Tabel 2-13.

Tabel 2-13 - Structuurkeuze 3: Overzicht aantal windmolens per gebiedstype (bron: Pondera)

Type gebied	Optie 1: Locaties hernieuwbare opwek op land - spreiding	Optie 2: Locaties hernieuwbare opwek op land - clustering
Landbouw	1.700	1.720
Bebouwing	200	200
Industrie	100	60
Recreatie	0	20

Voor beide opties geldt daarnaast een totaal vermogen van 30 GW aan zon op veld dat verdeeld moet worden over Nederland. Uitgaande van een benodigd oppervlak van 6,7 km^2 per GW (oftewel 150 MW per km^2) zal er dus 200 km^2 aan zon op veld gerealiseerd moeten worden. In optie 2 worden de zonnepanelen in clusters geplaatst, waardoor er vier zonneparken van gemiddeld 50 km^2 ontwikkeld moeten worden. In optie 1 gebeurt dit verspreid, waarbij we hebben aangenomen dat dit gebeurt in 2.000 zonneparken van elk 10 hectare (0,1 km^2) en een vermogen van elk 15 MW. Een grove schatting van de verdeling van het vermogen zon op land over de verschillende gebiedstypen is te zien in Tabel 2-14.

Tabel 2-14 - Structuurkeuze 3: Overzicht vermogen (in GW) zonneparken per gebiedstype

Type gebied	Optie 1: Locaties hernieuwbare opwek op land – spreiding	Optie 2: Locaties hernieuwbare opwek op land - clustering
Landbouw	25,2	25,2
Bebouwing	4,5	4,5
Industrie	0,3	0,3
Recreatie	0	0

Bron: Pondera.

Beide opties hebben daarnaast impact op de elektriciteitsinfrastructuur. Dit is terug te zien in de vorm van de benodigde koppelpunten in de regionale netten. Het gaat hierbij om HS/TS- en HS/MS-stations, waarvan er in optie 1 meer nodig zijn dan in optie 2. Voor het hoogspanningsnet is het lastig te zeggen of dit positief of negatief uitvalt voor clustering of spreiding. In de technische uitwerking van de structuurkeuzes wordt uitgebreid ingegaan op de onderbouwing hiervan (Bijlage A). Het hoogspanningsnet wordt in de welvaartsanalyse van deze structuurkeuze dus buiten beschouwing gelaten.

Daarnaast zijn er in beide opties voor opslag systeembatterijen nodig. Terwijl de locaties verschillen, is het totale vermogen hiervan in beide opties gelijk.

Financiële effecten

De hoeveelheid zonnepanelen, windturbines en systeembatterijen is gelijk voor beide opties. Aangezien de totale hoeveelheid geproduceerde energie in beide opties gelijk is, differentiëren ook de financiële baten niet van elkaar.

Er zijn schaalvoordelen bij grotere windparken, maar deze zijn relatief beperkt (ordegrootte hooguit enkele procenten). Voordelen zitten erin dat bepaalde kosten (zoals mobilisatie en demobilisatie, kranen, etc.) over een grotere hoeveelheid turbines uitgesmeerd kunnen worden. Ook zullen producenten van turbines eerder bereid zijn genoegen te nemen met een lagere marge (waarmee de investeringskosten iets kunnen dalen voor grote parken). De plankosten nemen niet of nauwelijks af met schaalgrootte, omdat de procedures en vergunningverlening navenant complexer worden (CE Delft, 2016b). Aangezien de schaalvoordelen slechts een klein deel van de totale kosten uitmaken, laten we deze buiten beschouwing. Voor zonneparken biedt de literatuur geen specifieke studies, maar wordt aannemelijk geacht dat de schaalvoordelen van dezelfde ordegrootte zijn als die van windmolenparken. Ook deze kostenbesparingen worden dus buiten beschouwing gelaten.

De jaarlijkse kosten voor regionale netverzwaring zijn afgestemd met de netbeheerders en bedragen 84 en 76 miljoen euro voor respectievelijk optie 1 en optie 2. Tabel 2-15 laat de totale verdisconteerde kosten voor een looptijd van 100 jaar zien.

Tabel 2-15 - Structuurkeuze 3: Overzicht financiële kosten in miljoenen euro's

	Optie 1: Locaties hernieuwbare opwek op land - spreiding		**Optie 2: Locaties hernieuwbare opwek op land - clustering**	
	Laag	Hoog	Laag	Hoog
Regionale netverzwaring	3.405	3.405	3.081	3.081
Totaal	**3.405**	**3.405**	**3.081**	**3.081**

Effecten op de omgeving

Voor de ruimtelijke effecten van windmolens en zonneparken is een soortgelijke aanpak gebruikt als voor hoogspanningstracés. De literatuur biedt voldoende kengetallen om de effecten op omwonenden te bepalen.

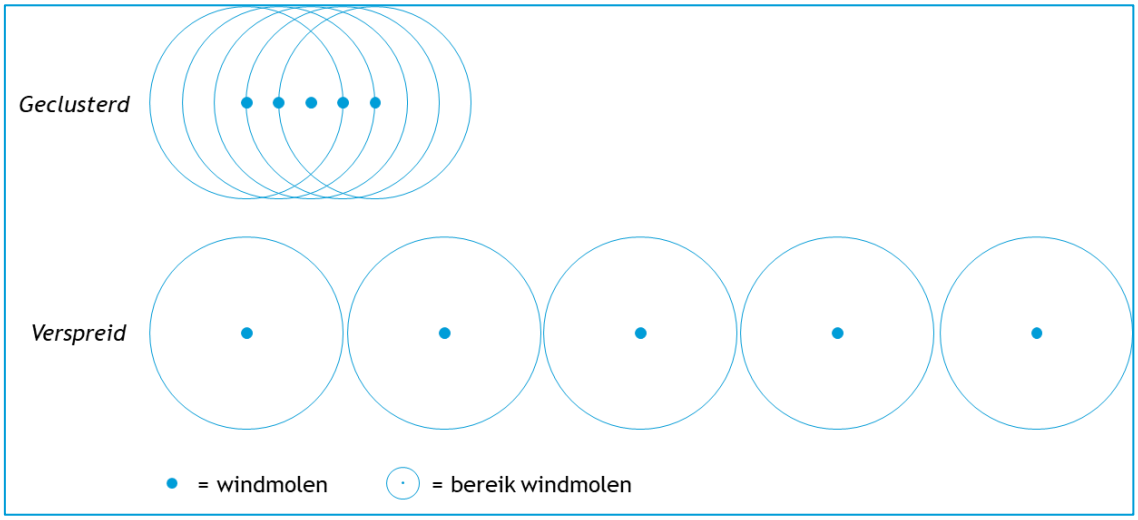
Zo is er een waardedaling zichtbaar voor woningen in Nederland tot 2,5 kilometer van een windmolen (Droes M.I. & Koster H.R.A., 2021). Deze daling is groter naarmate een windturbine dichterbij een woning staat en naarmate de windturbine hoger is. Voor windmolens met een minimale tiphoogte van 150 meter is binnen een straal van 2 kilometer een waardedaling van 5,4% te zien. Daarnaast wordt aangetoond dat met name de eerste turbine in de buurt van een woning effect heeft op de woningwaarde. De orde van grootte van deze effecten wordt bevestigd in ander onderzoek naar de invloed van windmolens op woningprijzen in Nederland (TNO, 2022). Er wordt aangetoond dat windmolens met een tiphoogte van meer dan 150 meter binnen een straal van 1 kilometer een gemiddelde waardedaling van 8% teweegbrengen, terwijl dat binnen 1 tot 2,5 kilometer 4,5% bedraagt. Als bandbreedte voor onze analyse hebben we daarom gekozen voor een minimum van 5,4% binnen een straal van 2 kilometer en een maximum van 5,9% binnen een straal van 2,5 kilometer.

Aangezien met name de eerste windturbine effect heeft op de woningwaarde zal het totale welvaartsverlies in optie 1, spreiding van hernieuwbare opwek, groter zijn. Deze aanname is in lijn met (ETFI & Decisio, 2016), die aangeven dat de landschappelijke het kleinst is bij concentratie van turbines. Hierbij

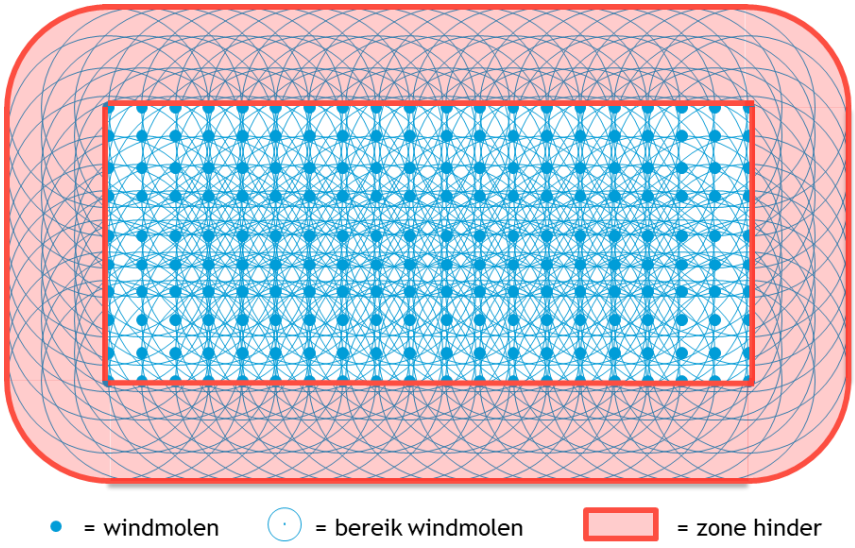
moet de kanttekening worden geplaatst dat bovengenoemde onderzoeken niet hebben gekeken naar de grootte van een windpark. Het is immers niet ondenkbaar dat de externe kosten hoger zijn wanneer er een groot windpark voor de deur staat dan wanneer dit er slechts één of enkele windturbines zijn. Om hier niet aan voorbij te gaan, hebben we bij clustering van windmolens gekozen voor een potentiële waardedaling van 10 tot 20% binnen een straal van 2,5 kilometer.

In de analyse is de grootte van windparken als startpunt genomen. Hierbij is uitgegaan van een gemiddeld indirect ruimtegebruik van 12 MW per km^2. Figuur 2-1 illustreert het verschil in impact bij clustering en spreiding. Figuur 2-2 toont aan hoe de impactzone van een windpark is benaderd. Een overzicht van de totale externe kosten is te zien in
Tabel 2-16. Hierbij is, in lijn met de benadering van externe kosten voor hoogspanningskabels en -masten, de verdeling over de verschillende gebiedstypen, zichtbaar in Tabel 2-13, meegenomen.

Figuur 2-1 - Illustratie impact clustering en spreiding van vijf windmolens



Figuur 2-2 - Illustratie impact windpark



Het effect van zonneparken op woningwaardes wordt geschat op 2,6% binnen een straal van 1 kilometer (Droes M.I. & Koster H.R.A., 2021). In optie 1 nemen we aan dat de opwek volledig is verspreid over 333 zonneparken, waardoor het er meer omwonenden hinder ondervinden van deze zonneparken. Bij de realisatie van de vier zonneparken in optie 2 zal het welvaartsverlies lager zijn (de illustraties in Figuur 2-1 en Figuur 2-2 zijn hier ook op van toepassing). In lijn met de analyse voor windparken is er echter voor gekozen om uit te gaan van een hogere impact bij zonneparken van grote schaal, zoals bij clustering. In dat geval hebben we aangenomen dat de woningwaardedaling binnen een straal van 1 kilometer 5 tot 10% bedraagt. De totale externe kosten zijn te zien in
Tabel 2-16. De verdeling over de verschillende gebiedstypen, zichtbaar in Tabel 2-14, is ook hier meegenomen.

Naast externe kosten voor omwonenden kan er door recreanten ook welvaartsverlies worden ervaren als gevolg van hinder die hun beleving beïnvloedt. De literatuur biedt geen kwantitatieve studies naar de effecten hiervan. Wel volgt uit de kwalitatieve analyse van (ETFI & Decisio, 2016) dat bij een goede inpassing de effecten van windmolenparken op toerisme beperkt zijn. Gebaseerd op de aanname dat er bij spreiding van windmolens sprake is van een minder goede inpassing, nemen we dit middels een kwalitatieve beoordeling mee in Tabel 2-17.

De regionale netverzwaring heeft alleen impact op de koppelpunten. Aangezien er voor HS/TS- en HS/MS-stations geen kengetallen voor het welvaartsverlies beschikbaar zijn, nemen we deze niet mee in de analyse.

Tabel 2-16 - Structuurkeuze 3: Overzicht externe kosten in miljoenen euro's

	Optie 1: Locaties hernieuwbare opwek op land - spreiding		**Optie 2: Locaties hernieuwbare opwek op land - clustering**	
	Laag	Hoog	Laag	Hoog
Windmolens	7.684	11.849	954	2.455
Zonneparken	5.546	5.546	141	282
Totaal	**13.230**	**17.395**	**1.095**	**2.737**

De effecten op natuur en biodiversiteit verschillen tussen beide opties als gevolg van de plaatsing van wind en zon op land. Door de toepassing van clustering worden minder windturbines en zonnepanelen geplaatst in of nabij ecologisch gevoelige gebieden en Nationale Landschappen. Een uitgebreidere toelichting hiervan is terug te vinden in Bijlage VIII. In de welvaartsanalyse beoordelen we deze effecten, die in het nadeel van spreiding van opwek uitvallen, kwalitatief. Dit is te zien in Tabel 2-17.

Leveringszekerheid

De leveringszekerheid in deze structuurkeuze differentieert niet tussen de opties en wordt daarom niet meegenomen.

Voorzieningszekerheid

De voorzieningszekerheid in deze structuurkeuze differentieert niet tussen de opties en wordt daarom niet meegenomen.

2.3.3 Uitkomsten

In Tabel 2-17 is het totaal aan kosten en baten te zien. Deze vallen zowel in het lage als in het hoge scenario uit in het voordeel van optie 2.

Tabel 2-17 - Structuurkeuze 3: Overzicht kosten en baten in miljoenen euro's

		Optie 1: Locaties hernieuwbare opwek op land – spreiding		**Optie 2: Locaties hernieuwbare opwek op land - clustering**	
		Laag	Hoog	Laag	Hoog
Financieel	Productie (+ import)	*Differentieert niet*			
	Opslag	*Differentieert niet*			
	Elektriciteitsinfra	-3.405	-3.405	-3.081	-3.081
	Overige infra	*Geen effect*			
		-3.405	-3.405	-3.081	-3.081
Maat-schappelijk	Productie (+ import)	-13.230	-17.395	-1.095	-2.737
	Recreatie	-	-		
	Opslag	*Differentieert niet*			
	Elektriciteitsinfra	*Differentieert niet*			
	Overige infra	*Geen effect*			
		-13.230	-17.395	-1.095	-2.737
	Saldo	**-16.634**	**-20.800**	**-4.176**	**-5.818**
	Natuur en biodiversiteit	-	-		
	Leveringszekerheid	*Differentieert niet*			

2.3.4 Conclusie

Op basis van de uitkomsten in Tabel 2-17 concluderen we dat de welvaartseffecten voor optie 2, clustering van locaties van hernieuwbare opwek, positiever uitvallen dan voor optie 1, gespreide hernieuwbare opwek op land. Terwijl de directe kosten niet extreem van elkaar verschillen, zijn de externe kosten in optie 2 wel aanzienlijk lager. Dit is toe te schrijven aan het feit dan minder mensen visuele hinder ondervinden door hernieuwbare opwek te clusteren in wind- en zonneparken.

Er zijn in deze structuurkeuze geen keuzes gemaakt over de exacte locaties van deze wind- en zonneparken. De verdeling van de opweklocaties en het vinden van voldoende draagvlak zal daarom een volgend vraagstuk zijn. In deze context zal er voldoende aandacht moeten worden besteed aan de inpassing van hernieuwbare opwek in het landschap, bijvoorbeeld door zonneparken te omzomen met groen.

2.4 Structuurkeuze 4: Opweklocaties elektrolysers

2.4.1 Inleiding

Deze structuurkeuze heeft betrekking op de locaties van elektrolysers. Er wordt onderscheid gemaakt tussen de volgende twee opties:

- clustering elektrolysers bij productie (aanlandingslocaties wind op zee);
- clustering elektrolysers bij industrieclusters.

In de welvaartsanalyse van deze structuurkeuze staan samen met de elektrolysers de verzwaringen van het hoogspanningsnet centraal. Voor de technische uitwerking van de structuurkeuze wordt verwezen naar (Bijlage A).

2.4.2 Uitgangspunten

Projecteffecten

De opties in de structuurkeuze zijn oorspronkelijk doorgerekend onder twee verschillende scenario's. Dit heeft als gevolg dat het totale elektrische vermogen aan waterstofproductie verschilt tussen de twee opties. Om een eerlijke vergelijking te kunnen maken in de welvaartsanalyse zijn de opties daarom genormaliseerd. Het resultaat is te zien in Tabel 2-18. De mogelijkheid van waterstofproductie op zee valt buiten de scope van dit project en wordt dus niet beschouwd.

De doorrekening van de impact op het regionale laat zien dat er geen significant verschil wordt verwacht tussen optie 1 of optie 2 (Bijlage A). Daarom wordt dit in deze structuurkeuze buiten beschouwing gelaten.

Een indicatieve doorrekening laat zien dat er voor beide opties ongeveer 7 kilometer aan waterstofleiding nodig is. Een toelichting hiervan staat beschreven in de technische uitwerking van de structuurkeuze (Bijlage VIII). De benodigde nieuwe infrastructuur kan bijna volledig worden ondervangen door bestaande gasleidingen om te bouwen naar waterstofleidingen. Er zal een overgangsfase bestaan waarin er nog steeds aardgas wordt gebruikt, maar ook de vraag naar waterstof toeneemt. Naar verwachting zijn hiervoor echter niet alsnog significante hoeveelheden nieuwe waterstofleidingen nodig. In het huidige netwerk is in veel gevallen immers sprake van meerdere parallelle leidingen. Wanneer het aardgasgebruik afneemt, kunnen leidingen daarom één voor één in gebruik worden genomen voor waterstof. Hiervoor gelden wel enkele uitzonderingen, waarvoor per locatie en situatie moet wordt onderzocht of dit geldt en of er in de overgangsfase eventueel extra leidingen nodig zijn. De benodigde hoeveelheid waterstofleidingen is gebaseerd op eerste inschattingen, waarbij het detailniveau van het huidige model ervoor zorgt dat er nu nog geen uitspraken over de exacte uitkomst te doen zijn. Naar verwachting is dit echter een relatief lage extra kostenpost.

Tabel 2-18 - Genormaliseerd overzicht benodigde infrastructuur

	Optie 1: Clustering elektrolysers bij productie (aanlandingslocaties wind op zee)		**Optie 2: Clustering elektrolysers bij industrieclusters**	
	Laag	Hoog	Laag	Hoog
380kV-tracé (km)	49	49	92	92
220kV-tracé (km)	0	0	54	54
Redispatch (TWh/jaar)	0,24	0,24	0,90	0,90
380kV-velden	20	20	19	19

Financiële effecten

Een overzicht van de totale geschatte kosten voor beide opties is te zien in Tabel 2-10.
De benodigde infrastructuur is genormaliseerd op basis van de capaciteit aan elektrolysers. De kosten hiervan differentiëren dus niet. Ook de benodigde hoeveelheid nieuwe waterstofleidingen verschilt niet tussen beiden opties en wordt dus buiten beschouwing gelaten.

Tabel 2-19 - Structuurkeuze 4: Overzicht financiële kosten in miljoenen euro's

	Optie 1: Clustering elektrolysers bij productie (aanlandingslocaties wind op zee)		Optie 2: Clustering elektrolysers bij industrieclusters	
	Laag	Hoog	Laag	Hoog
380/220kV-tracé – CAPEX	490	490	1.460	1.460
380/220kV-tracé - OPEX	15	15	44	44
Redispatch	973	973	3.648	3.648
380kV-velden	60	60	57	57
Totaal	**1.538**	**1.538**	**5.209**	**5.209**

Effecten op de omgeving

De effecten op omwonenden in deze structuurkeuze zijn voornamelijk toe te schrijven aan hoogspannings-kabels en -masten. Voor waterstofleidingen worden grotendeels bestaande methaanleidingen gebruikt. Waar nieuwe leidingen nodig zijn zal dit in bestaande tracés worden geplaatst. De externe effecten van waterstofleidingen zijn daarom beperkt. Daarnaast differentieert de benodigde hoeveelheid waterstof-leidingen niet en dus wordt dit buiten beschouwing gelaten.

Tabel 2-20 laat het overzicht zien van nieuw, bovengronds hoogspanningstracé. Op basis van deze gegevens schatten we het welvaartsverlies voor optie 1, clustering van elektrolysers bij productie, op 0 tot 58 miljoen en voor optie 2, clustering elektrolysers bij industrieclusters, op 0 tot 79 miljoen.

Tabel 2-20 - Structuurkeuze 4: Overzicht 380/220kV-tracé in km per gebiedstype*

Type gebied	Optie 1: Clustering elektrolysers bij productie (aanlandingslocaties wind op zee)		Optie 2: Clustering elektrolysers bij industrieclusters	
	Laag	Hoog	Laag	Hoog
Landbouw	0	48	0	75
Bebouwing	0	6	0	8
Industrie	0	3	0	3
Recreatie	0	2	0	3

* Het gaat hier om hoogspanningstracé dat tot hinder leidt. Oftewel, nieuw, bovengronds hoogspanningstracé dat niet naast een bestaande tracé wordt aangelegd. Wanneer een nieuw tracé parallel aan een bestaand tracé komt te liggen, hebben we aangenomen dat dit niet tot extra visuele hinder en dus welvaartsverlies leidt.

Bron: Pondera.

In deze structuurkeuze differentiëren de effecten op natuur en biodiversiteit niet tussen de opties en dus worden deze niet meegenomen.

Leveringszekerheid

De leveringszekerheid in deze structuurkeuze differentieert niet tussen de opties en wordt daarom niet meegenomen.

Voorzieningszekerheid

De voorzieningszekerheid in deze structuurkeuze differentieert niet tussen de opties en wordt daarom niet meegenomen.

2.4.3 Uitkomsten

In Tabel 2-21 is het totaal aan kosten en baten te zien. Deze vallen zowel in het lage als in het hoge scenario uit in het voordeel van optie 1.

Tabel 2-21 - Structuurkeuze 4: Overzicht kosten en baten in miljoenen euro's

		Optie 1: Clustering elektrolysers bij productie (aanlandingslocaties wind op zee)		**Optie 2: Clustering elektrolysers bij industrieclusters**	
		Laag	Hoog	Laag	Hoog
Financieel	Productie (+ import)	*Differentieert niet*			
	Opslag	*Geen effect*			
	Elektriciteitsinfra	-1.856	-1.798	-6.088	-6.009
	Overige infra	*Geen effect*			
		-1.856	-1.798	-6.088	-6.009
Maatschappelijk	Productie (+ import)			+	+
	Opslag	*Geen effect*			
	Elektriciteitsinfra	0	-58	0	-79
	Overige infra	*Geen effect*			
		0	-58	0	-79
	Saldo	**-1.856**	**-1.856**	**-6.088**	**-6.088**
	Natuur en biodiversiteit	*Differentieert niet*			
	Leveringszekerheid	*Differentieert niet*			

2.4.4 Conclusie

Op basis van de uitkomsten in Tabel 2-21 concluderen we dat de welvaartseffecten voor optie 1, clustering van elektrolysers bij aanlandingslocaties wind op zee, positiever uitvallen dan voor optie 2, clustering van elektrolysers bij industrie. In deze structuurkeuze is dit puur toe te schrijven aan de hogere directe kosten in optie 2. Het plaatsen van elektrolysers bij industrieclusters vereist een grotere uitbreiding van het hoog-spanningsnet en leidt naar verwachting tot hogere kosten als gevolg van redispatchen.

De externe kosten in deze structuurkeuze zijn slechts een fractie van de directe kosten. Dit is in lijn met de ervaringen van TenneT, die bij nieuwe hoogspanningsprojecten doorgaans slechts een klein percentage van de investeringskosten aan compensatieregelingen kwijt zijn. In het lage scenario zijn er zelfs geen externe effecten ten gevolge van de elektriciteitsinfrastructuur. Dit komt omdat de nieuwe tracés hier naast bestaande tracés worden aangelegd.

Hiertegenover staat dat er mogelijk enkele voordelen kleven aan de plaatsing van elektrolysers bij industrieclusters. Zo vindt er minder verdunning van waterstof plaats, zodat de industrie gebruik kan maken van zuiverdere waterstof (Strategy, 2021). Daarnaast kan de restwarmte die ontstaat bij de productie van water worden gebruikt door de industrie. Aangezien er nog veel onzekerheden bestaan over de kosten van waterstof en de hoeveelheid restwarmte die ontstaat bij elektrolysers, hebben we deze effecten kwalitatief beoordeeld (aangegeven met een '+' in Tabel 2-21).

De twee opties van de structuurkeuze zijn doorgerekend voor verschillende energiescenario's en daardoor zijn verschillende hoeveelheden voor elektrolysers aangenomen. Bij de welvaartsanalyse zijn de effecten genormaliseerd op de hoeveelheid elektrolysers van optie 2, ongeveer 19 GW. Bij het energetische scenario van optie 1 zitten grotere hoeveelheden wind op zee en ook grotere hoeveelheden elektrolysers, ruim 50 GW. Bij deze hoeveelheden elektrolysers zijn de negatieve effecten van het plaatsen elektrolysers

bij industrieclusters (optie 2) op de elektriciteitsinfrastructuur nog groter ten opzichte van het plaatsen van elektrolysers bij productie (optie 1) en komt optie 1 nog beter naar voren.

2.5 Structuurkeuze 5: Locaties piekcentrales

2.5.1 Inleiding

Deze structuurkeuze heeft betrekking op de locaties van piekcentrales. Er wordt onderscheid gemaakt tussen de volgende twee opties:

- piekcentrales – spreiding;
- piekcentrales – clustering.

Voor de technische uitwerking van de structuurkeuze wordt verwezen naar Bijlage VIII *Beschrijving structuurkeuzes en systeemontwikkelingen 2050*. In deze technische uitwerking wordt zowel de optie om groen methaan als waterstof als brandstof te gebruiken bekeken.
De impact op de benodigde methaanleidingen die hiervoor nodig zijn vallen buiten de scope van deze analyse.

2.5.2 Uitgangspunten

Projecteffecten

De projecteffecten in deze structuurkeuze zijn beperkt. Het totale vermogen aan piekcentrales is in beide opties even hoog. In optie 1 is dit verspreid over 160 verschillende locaties in Nederland, terwijl dit er in optie 2 slechts 12 zijn. Hierin volgt optie 1 de methodiek van II3050, waarbij de piekeenheden (ordegrootte 100 MW) worden verdeeld op basis van regionale tekorten. Bij optie 2 is uitgegaan van de beschikbare Barro-locaties. Als gevolg van deze verdeling ligt het gemiddelde vermogen per centrale in optie 2 aanzienlijk hoger.

Tenslotte is er in optie 1 ongeveer 53 kilometer aan waterstofleidingen nodig, terwijl dit voor optie 2 circa 19 kilometers bedraagt. Wat betreft de elektriciteitsinfrastructuur zijn er op het gebied van hoogspanning bij clustering van piekcentrales meer nieuwe velden nodig. Daarentegen staat dat piekcentrales bij spreiding op een lager spanningsniveau moeten worden aangesloten. Aangezien die kosten echter buiten de scope van deze studie vallen, is ervoor gekozen om de 380kV-velden in deze welvaartsanalyse ook buiten beschouwing te laten. In optie 2, clustering van piekcentrales, verliest men tenslotte de lokale potentie voor flex, maar in hoeverre dit tot extra verzwaringen van het regionale net leidt, is onbekend.

Tabel 2-22 - Structuurkeuze 5: Overzicht benodigde nieuwe infrastructuur

Component	Optie 1: Piekcentrales - spreiding		Optie 2: Piekcentrales - clustering		Eenheid
	Laag	Hoog	Laag	Hoog	
Waterstofleidingen	53	53	19	19	Km

Financiële effecten

Doordat het totale vermogen aan piekcentrales in beide opties gelijk is, wordt aangenomen dat zowel de investerings- als de operationele kosten gelijk zijn. Voor zover bekend zijn er geen schaalvoordelen die leiden tot significante lagere kosten. De kosten voor nieuwe stations zijn hoger in optie 2. Dit is terug te zien in Tabel 2-23.

Tabel 2-23 - Structuurkeuze 5: Overzicht financiële kosten in miljoenen euro's

	Optie 1: Piekcentrales - spreiding		Optie 2: Piekcentrales - clustering	
	Laag	Hoog	Laag	Hoog
Waterstofleidingen - CAPEX	45	45	16	16
Waterstofleidingen - OPEX	18	18	6	6
Totaal	**63**	**63**	**22**	**22**

Effecten op de omgeving

De ruimtelijke impact in deze structuurkeuze differentieert niet tot nauwelijks tussen de opties.

Leveringszekerheid

Bij optie 2 van de structuurkeuze, waarbij piekcentrales geclusterd worden, is de gemiddelde piekcentrale 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 met bij optie 2.

Gemiddeld gezien zijn piekcentrales 5% van het jaar onvoorzien niet beschikbaar door technische problemen (ENTSO-E, 2020). Daarnaast zijn centrales soms gesloten voor gepland onderhoud, gemiddeld tussen de 10 en 20 uur per jaar (ENTSO-E, 2020). Er ontstaan problemen met de leveringszekerheid als er onvoldoende piekcentrales 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 piekcentrale 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 weg-gevallen vermogen op te vangen, zoals extra import vanuit andere landen, extra ontladen van batterijen of afschakelen van vraag.

Bij optie 1, spreiding van piekcentrales, zijn er meer mogelijkheden voor TenneT om knelpunten op de hoogspanningsinfrastructuur operationeel op te lossen via redispatch. Bij optie 2 zijn er minder opties. Als knelpunten niet operationeel opgelost kunnen worden kan dit in het ergste geval ertoe leiden dat vraag afgeschakeld moet worden. In dat geval ontstaan dus lokaal problemen met de leveringszekerheid.

Voorzieningszekerheid

De voorzieningszekerheid in deze structuurkeuze differentieert niet tussen de opties en wordt daarom niet meegenomen.

2.5.3 Uitkomsten

In Tabel 2-24 is het totaal aan kosten en baten te zien. Deze vallen zowel in het lage als in het hoge scenario uit in het voordeel van optie 2, clustering van piekcentrales.

Tabel 2-24 - Structuurkeuze 5: Overzicht kosten en baten in miljoenen euro's

		Optie 1: Piekcentrales - spreiding		Optie 2: Piekcentrales - clustering	
		Laag	Hoog	Laag	Hoog
Financieel	Productie (+ import)	*Differentieert niet*			
	Opslag	*Differentieert niet*			
	Elektriciteitsinfra	*Differentieert niet*			
	Overige infra	-63	-63	-22	-22
		-63	-63	-22	-22
Maatschappelijk	Productie (+ import)	*Differentieert niet*			
	Opslag	*Differentieert niet*			
	Elektriciteitsinfra	*Differentieert niet*			
	Overige infra	*Differentieert niet*			
	Saldo	**-63**	**-63**	**-22**	**-22**
	Natuur en biodiversiteit	*Differentieert niet*			
	Leveringszekerheid	+	+		

2.5.4 Conclusie

De uitkomsten van deze welvaartsanalyse, te zien in Tabel 2-24, liggen te dicht bij elkaar om te kunnen concluderen dat de welvaartseffecten duidelijk in het voordeel van één van beide opties uitvallen. De enige differentiërende kosten in deze structuurkeuze zijn de directe kosten voor de nieuwe infrastructuur. Deze kosten vallen echter relatief laag uit en verschillen weinig van elkaar. Daarnaast hebben beide opties mogelijk een impact op het regionale net, maar het is niet in te schatten of deze in het nadeel van optie 1 of 2 uitvalt. De spreiding van piekcentrales levert wel een klein voordeel op het gebied van leverings-zekerheid, wat ertoe leidt dat optie 1 een lichte voorkeur geniet.

2.6 Structuurkeuze 6: Opslaglocaties waterstof

2.6.1 Inleiding

Deze structuurkeuze heeft betrekking op de waterstofopslag. Er wordt onderscheid gemaakt tussen de volgende twee opties:

- De eerste optie is gebaseerd op het scenario Europese sturing en gaat uit van een geografische spreiding van opslag in zoutcavernes in Groningen en Noord-Drenthe. Dit komt neer op 10 TWh aan waterstofopslag verdeeld over ongeveer 36 cavernes.
- De tweede optie is gebaseerd op het scenario Nationale Sturing en gaat uit van opslag in beschikbare (huidige) gasopslagen en in lege gasvelden, aangevuld met opslag in nieuw aan te leggen zout-cavernes nabij bestaande locaties. De optie gaat uit van 45% van de benodigde opslagcapaciteit in de bestaande gasopslag Norg, 40% in de bestaande gasopslagen in Noord-Holland, 5% in een leeg gasveld in Zuid-Holland en 5% in cavernes bij Zuidwending.

Voor de verdere toelichting van de scenario's en de technische uitwerking van deze structuurkeuze wordt verwezen naar (Bijlage A). De totale hoeveelheid opslag verschilt dus tussen beide opties. Om een eerlijke vergelijking te kunnen maken zijn de opties voor de welvaartsanalyse daarom genormaliseerd naar 10 TWh voor zowel optie 1 als optie 2.

2.6.2 Uitgangspunten

Projecteffecten

De genormaliseerde opties voor waterstofopslag zien er als volgt uit:

- **Waterstofopslag in zoutcavernes**. Een geografische spreiding van opslag in zoutcavernes in Groningen en Noord-Drenthe. Dit gaat om ongeveer 36 cavernes die in clusters ontwikkeld worden met een totaal opslagvolume van 10 TWh.
- **Waterstofopslag in lege gasvelden.** Opslag in beschikbare huidige gasopslagen en in lege gasvelden. We nemen hierbij alléén de opslag in een leeg gasveld in Zuid-Holland van ~8 TWh en een bestaande opslag in Noord-Holland van ruim 2 TWh. Om een vergelijk te kunnen maken tussen de twee opties op basis van gelijke opslagcapaciteit laten we de bestaande gasopslag Norg en de opslag in cavernes bij Zuidwending buiten beschouwing.

De reden dat er voor deze samenstelling gekozen is, is om de grootste verschillen tussen beide opties te kunnen analyseren. Op deze manier wordt één bestaande gasopslag en één leeg gasveld vergeleken met opslag in zoutcavernes.

Financiële effecten

Zoutcavernes zijn een geschikt opslagmedium voor stoffen zoals waterstof. Dit is een reeds bestaande technologie, waarvan (Gasunie, 2022) het Technology Readiness Level (TRL) schat op 9. Ondanks dat er weinig kengetallen bekend zijn voor de kosten van waterstofopslag, biedt de literatuur wel enige richting. (Strategy, 2021) schat in dat, vergeleken met bovengrondse opslag, grootschalige waterstofopslag voor de lange termijn alleen economisch interessant is wanneer er gebruik wordt gemaakt van geologische structuren. Hierbij wordt uitgegaan van relatief lage investeringskosten in vergelijking met bovengrondse opslag (Andersson & Grönkvist, 2019). De initiële kosten zijn onder andere lager omdat de opslag in de zoutcavernes gebeurt in kleinere cavernes die één voor één gereed kunnen worden gemaakt naarmate het waterstofgebruik toeneemt (IEA, 2019). (Bünger J. et al., 2016) maken enkele schattingen voor onder andere de investerings- en kapitaalkosten.

Tegenover de kosten van het gereed maken van de zoutcavernes voor waterstofopslag staan de baten voor zoutwinning. Zoutcavernes kunnen op deze wijze meerdere doelen dienen (energieopslag en zoutwinning). Uit eerder onderzoek bleek dat er onvoldoende informatie is om een businesscase voor zoutwinning te kunnen beoordelen (CE Delft, 2016a). Door het beperkte aantal zoutwinningsprojecten zijn er geen openbare en verifieerbare gegevens beschikbaar. Wel blijkt dat er afhankelijk van de winningslocatie zowel aan de kosten- als de opbrengstenkant grote verschillen kunnen bestaan. Echter wordt beredeneerd dat bij directe aanwezigheid van een zoutverwerkingsfabriek een positieve business case mogelijk is in Nederland. Het transport over lange afstanden (bijv. import van zout) is immers minder aantrekkelijk vanwege de relatief hoge transportkosten. Op die manier kunnen de initiële investeringskosten van waterstofopslag in zoutcavernes flink verminderd worden (zie tekstkader).

De kosten voor verwerking van het zout hangen af van de kwaliteit van het gewonnen zout en het product waar het tot verwerkt wordt. Ook is het van belang of bijvoorbeeld restwarmte via een afvalverbrandingsinstallatie wordt verkregen ten behoeve van het indampen van zout in ketels. Zoutwinning is een belangrijke upstream markt voor de industrie, bijvoorbeeld de chloorindustrie. Deze is gebaat bij de aanwezigheid van zout op korte afstand vanwege de lage kostprijs van zout, maar hoge transportkosten. Na afloop van een zoutwinning kan een caverne worden gebruikt voor opslag van bijvoorbeeld aardgas[5]. Hierdoor wordt de waarde van een caverne vergroot.
Bron: (CE Delft, 2016a).

[5] Opslag van waterstof is een andere mogelijkheid en vergroot eveneens de waarde van de caverne.

Om de juiste drukopbouw voor waterstofopslag in zoutcavernes mogelijk te maken, zijn de gecreëerde cavernes kleiner dan bij normale zoutwinning. Dit leidt ertoe dat er in plaats van enkele grote cavernes, meerdere kleinere zoutcavernes moeten worden gerealiseerd. Dit kan de businesscase voor zoutwinning verslechteren. Echter kan het zo worden ingericht dat er een optimaal midden tussen opslag- en pekelcavernes wordt gevonden. Zo kan zowel de opslag- als zoutmarkt bediend worden. Het creëren van zoutcavernes duurt ongeveer 6 tot 8 jaar, inclusief studies, planning en vergunningen (Nobian, 2022). Gezien de lange doorlooptijden benadrukt (Gasunie, 2022) daarom het belang de besluitvorming rondom deze processen tijdig in gang te zetten.

Voor de kosten van waterstofopslag in lege gasvelden is weinig bekend omdat deze techniek nog veel minder ver is ontwikkeld. Zo moeten er nog grote stappen worden gemaakt op het gebied van scheidingstechnieken (Gasunie, 2022). Bij opslag van waterstof in lege gasvelden kan immers vervuiling van waterstof plaatsvinden (TNO, 2020). Vanwege de grote onzekerheden van de kosten van waterstofopslag in lege gasvelden wordt een kostenvergelijking tussen beide opties niet gemaakt in deze welvaartsanalyse.

Effecten op de omgeving

Voor de zoutwinningsfase worden er enkele risico's geïdentificeerd, onderstaande risico's zijn geïdentificeerd in het Milieueffectrapport Structuurvisie Ondergrond (Tauw, 2017). Zo zijn er enkele gebieden in Nederland waar een verhoogd risico bestaat op verslechtering van de kwaliteit van de waterlaag. Dit kan ontstaan als gevolg van het vermengen van grondwater van verschillende kwaliteiten tijdens de boorfase of het lekken van stoffen via of langs het boorgat. Daarnaast kan er tijdens de productie- en injectiefase schade ontstaan aan gebouwen en infrastructuur als gevolg van compactie of het ontstaan van instabiele zoutcavernes. Tenslotte kan het watersysteem beïnvloedt worden als gevolg van bodemdaling tijdens de productiefase (Tauw, 2017). In de vergunningverlening wordt onder andere middels een milieueffectrapportage gekeken of de risico's tot een maatschappelijk aanvaardbaar niveau geminimaliseerd zijn. Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) houdt toezicht op de veiligheid[6]. We nemen echter aan dat er niet meer zout hoeft te worden gewonnen om waterstofopslag in zoutcavernes mogelijk te maken. Daarom worden deze effecten niet meegenomen in de welvaartsanalyse.

Voor de opslag van gas en CO_2 in zoutcavernes en lege gasvelden zijn de risico's grotendeels vergelijkbaar (Tauw, 2017). Hoe dit voor de opslag van waterstof is, is echter onzeker. Hier is nog geen onderzoek naar gedaan en hier nog geen ervaring mee. Er kunnen hiernaast bevingen ontstaan als gevolg van het leegpompen van gasvelden (Tauw, 2017). De beoogde lege gasvelden in deze studie zijn echter al leeg, waardoor we aannemen dat er geen verhoogd risico op bevingen ontstaat bij het gebruik van lege gasvelden voor waterstofopslag.

Als gevolg van zoutwinning kan er zeer beperkte bodemdaling ontstaan. Bij dit soort bodemdalingen moet men denken aan geleidelijke dalingen van enkele centimeters over een wijdverspreid gebied en gedurende een lange periode. Daarnaast zijn er zeer lichte (niet door de mens voelbare) trillingen mogelijk, die 24/7 worden gemonitord en openbaar beschikbaar zijn. Naast deze trillingen wordt er een wijd palet aan andere effecten door Nobian gemonitord[7]. Bron: (Nobian, 2022)

In deze structuurkeuze differentiëren de effecten op natuur en biodiversiteit niet tussen de opties en dus worden deze niet meegenomen.

[6] https://www.sodm.nl/sectoren/zoutwinning
[7] Een van de websites waarop monitoring is terug te vinden is https://www.nlog.nl/

Leveringszekerheid

Leveringszekerheid gaat over het leveren van energie op korte termijn. Waterstof uit opslagen wordt in PEH 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)[8]. Korte termijn flexibiliteit kan nu niet geleverd worden vanuit een aardgasopslag in een gasveld, vanwege de snelheid waarmee het gas uit het veld gehaald wordt. Leveringszekerheid is dan 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 gas is. Het kan zijn dat in de toekomst lege gasvelden met waterstof ook ingezet worden voor snelle levering. De snelheid van levering in de praktijk van deze lege aardgasvelden moet nog onderzocht worden. Voor nu nemen we aan dat waterstof in zoutcavernes een hogere leveringszekerheid voorzien dan waterstof in lege gasvelden.

Voorzieningszekerheid

Voorzieningszekerheid gaat over het leveren van energie op langere termijn (seizoen). Op dit moment worden grote volumes aardgas in gasopslagen in lege gasvelden ingezet voor seizoenslevering. Aangezien een cluster aan zoutcavernes ook gas kan leveren voor seizoensfluctuaties differentieert de voorzieningszekerheid niet tussen beide opties.

2.6.3 Uitkomsten

Aangezien er voor zowel waterstofopslag in zoutcavernes als in lege gasvelden te weinig verifieerbare kengetallen bekend zijn om een goede kwantitatieve vergelijking te kunnen maken tussen beide opties[9], is er gekozen voor een kwalitatieve analyse. Deze is gebaseerd op bestaande literatuur en interviews met Nobian en Gasunie.

De opslag van waterstof in zoutcavernes is een volwassen en reeds bestaande technologie (Andersson & Grönkvist, 2019). Zo zijn zoutcavernes in het Verenigd Koninkrijk als sinds de jaren 70 en in de Verenigde Staten al sinds de jaren 80 in gebruik voor waterstofopslag voor de chemische sector (IEA, 2019). Bij de opslag in zoutcavernes blijft de concentratie 98% (IEA, 2019), onder andere omdat waterstof niet reageert met zout en er weinig verlies is door lekkages. Alhoewel (Andersson & Grönkvist, 2019) stellen dat er slechts een beperkte hoeveelheid kussengas nodig is voor opslag in zoutcavernes, stelt (Gasunie, 2022) dat dit tot wel 50% van de totale opslag kan zijn. Daarnaast kan waterstof onder hoge druk worden opgeslagen in zoutcavernes waardoor het geschikt is voor de opslag van korte cycli en zijn de investeringskosten relatief laag (Andersson & Grönkvist, 2019).

Met het gebruik van lege gasvelden kan in potentie in de toekomst waterstof worden opgeslagen op grote schaal. Echter bevindt deze technologie zich nog in de onderzoeksfase. Op dit moment zijn er nog geen plekken waar pure waterstof wordt opgeslagen in lege gasvelden. Er bestaat een aantal uitdagingen die ervoor kunnen zorgen dat een lager percentage waterstof onttrokken kan worden dan er in eerste instantie was opgeslagen. Dit kan gebeuren doordat de geologische structuren van gasvelden poreus zijn (IEA, 2019); (Gasunie, 2022), maar ook door oplossing in formatiewater of omzetting naar methaan (TNO, 2020). Ook bestaan er uitdagingen doordat geo- en biochemische reacties van waterstof met gesteente, vloeistoffen en micro-organismen kunnen leiden tot technische, economische of milieurisico's (TNO,

[8] Volgens (Nobian, 2022) zijn zoutcavernes er tegen bestand om binnen een uur waterstof te onttrekken.
[9] Opslag in lege aardgasvelden is dus nog vooral sterk in onderzoek.

2020). Als gevolg hiervan moet waterstof mogelijk eerst ontdaan worden van verontreinigen voordat het gebruikt kan gaan worden (IEA, 2019).

Tabel 2-25 - Structuurkeuze 6: Overzicht kosten en baten in miljoenen euro's

		Optie 1: Waterstofopslag in zoutcavernes		Optie 2: Waterstofopslag in lege gasvelden	
		Laag	Hoog	Laag	Hoog
Financieel	Productie (+ import)	*Onbekend*			
	Opslag	*Onbekend*			
	Elektriciteitsinfra	*Geen effect*			
	Overige infra	*Onbekend*			
Maatschappelijk	Productie (+ import)	*Geen effect*			
	Opslag	+	+		
	Elektriciteitsinfra	*Geen effect*			
	Overige infra	*Differentieert niet*			
	Saldo				
	Natuur en biodiversiteit	*Differentieert niet*			
	Leveringszekerheid	+	+		

2.6.4 Conclusie

Uit bovenstaande kwalitatieve analyse kan voorzichtig worden geconcludeerd dat op dit moment de welvaartseffecten voor optie 1, waterstofopslag in zoutcavernes, positiever uitvallen dan voor optie 2, waterstofopslag in lege gasvelden. Opslag in zoutcavernes is een techniek die volwassener is en draagt daarmee een minder groot risico met zich mee. Daarnaast kunnen de zoutcavernes door de hogere druk beter gebruikt worden voor de opslag van korte cycli, waardoor de opslag in een kwalitatief hogere mate van (functionele behoefte voorziet dan opslag in aardgasvelden. Door de grotere invoer en uitvoer-capaciteit van zoutcavernes kan sneller worden ingespeeld op kortetermijnfluctuaties op de toekomstige waterstofmarkt, waardoor de economische marges groter zijn en ook adequatere systeemintegratie mogelijk kan worden gemaakt met de elektriciteitsmarkt. Daarnaast blijft de concentratie waterstof in zoutcavernes op 98% zonder chemische reactie, terwijl de verdunning en vervuiling van waterstof in lege gasvelden naar verwachting leidt tot extra risico's met betrekking tot het milieu en de businesscase.

Het is belangrijk om te benoemen dat we in deze welvaartsanalyse de twee opties naast elkaar hebben gezet zonder stil te staan bij het feit dat deze technieken ook naast elkaar gebruikt kunnen worden. Dit is, uitgaande van een gunstige ontwikkeling van de techniek waterstofopslag in lege gasvelden, immers goed denkbaar. Bij gebruik van waterstof op grote schaal zal er een wijd, gedifferentieerd palet aan opslag- en flexmogelijkheden beschikbaar moeten zijn om te kunnen voorzien in de wensen van de markt. Het is daarom van belang dat ontwikkelingen in dit veld goed worden gemonitord, zodat hier tijdig op ingespeeld kan worden. Het is goed denkbaar dat in de komende jaren gestart wordt met de uitrol van waterstof-opslag in zoutcavernes, terwijl de opslag in lege gasvelden verder wordt ontwikkeld. Naarmate de vraag naar opslagcapaciteit toeneemt en de capaciteit in lege zoutcavernes niet meer toereikend is, kunnen ook de lege gasvelden worden ingezet.

2.7 Structuurkeuze 7: Toepassing kernenergie

2.7.1 Inleiding

Deze structuurkeuze heeft betrekking op de toepassing van kernenergie. Er wordt onderscheid gemaakt tussen de volgende twee opties:

- geen kernenergie (meer gebruik van wind op land en meer gascentrales);
- kernenergie.

In de welvaartsanalyse van deze structuurkeuze staan de kosten voor energieproductie centraal. Het is de enige structuurkeuze waarin de energiekosten worden meegenomen in de welvaartanalyse. Voor de technische uitwerking van de structuurkeuze wordt verwezen naar (Bijlage A).

2.7.2 Uitgangspunten

Projecteffecten

In optie 2 worden er in totaal vijf kerncentrales gebouwd met een totaal vermogen van 8,25 GW. Deze worden verdeeld over twee locaties: drie in Borssele en twee op de Maasvlakte. Door de plaatsing van deze kerncentrales moet er zo'n 190 kilometer aan nieuw 380kV-tracé gerealiseerd worden om het hoogspanningsnet te verzwaren.

Voor optie 1 zijn de voornaamste projecteffecten toe te schrijven aan de windmolens. De plaatsing van de 10 GW aan turbines is net zoals in structuurkeuze 3 uitgewerkt voor spreiding en clustering. Bij clustering worden de windmolens in vijf clusters op land geplaatst. De bijna 1.800 windturbines creëren samen dus vijf windparken verdeeld over heel Nederland. Bij spreiding zijn ze verdeeld over 298 clusters van zes turbines.

Verder is voor de additionele 35 GW aan gascentrales in optie 1 extra ruimte nodig in industriegebied. De benodigde capaciteit aan systeembatterijen is in optie 1 aanzienlijk groter: 33 GW tegenover 27 GW in optie 2. Dit komt neer op zo'n 39 hectare extra benodigde ruimte in optie 1. Het vermogen aan elektrolysers en waterstofopslag ligt relatief dicht bij elkaar: het verschil is ongeveer 1 GW tussen beide opties. Voor elektrolysers is in optie 2 zo'n 3 hectare extra ruimte nodig ten opzichte van optie 1.

Tabel 2-26 - Structuurkeuze 7: Overzicht benodigde nieuwe infrastructuur

Component	Optie 1: Geen kernenergie	Optie 2: Kernenergie	Eenheid
Kerncentrales	0	8	GW
Windmolens	10	0	GW
Gascentrales	87	52	TWh/jaar
Elektrolysers	18	19	GW
Systeembatterijen	33	27	GW
Waterstofopslag	15,3	14	GW
380kV-verbindingentracé	0	191	Km
Redispatch	0,4	0	TWh/jaar
380-150kV-stations	2	3	Aantal
HS/MS- en HS/TS-stations	70	66	M€/jaar
MS-kabels CAPEX	448	150	M€

Financiële effecten

De kosten voor productie vormen het grootste deel van de directe kosten. Hiervoor zijn de kostprijzen doorgerekend voor de productietechnieken kernenergie, windenergie en gascentrales. Daarnaast zijn de verwachte kosten voor import en curtailment geschat.

De aannames onderliggend aan de energiekostprijzen staan beschreven in (Bijlage A). Er is hierbij gebruikgemaakt van kostprijsinschatting op basis van zogenaamde gestandaardiseerde kostenmethodes ('levelised cost of electricity') waarbij diverse aannames gevarieerd zijn. Er is gekozen voor een hoge en een lage kernenergieprijs van respectievelijk 113 en 70 euro per MWh. Op deze manier komt de bandbreedte van de specifieke financieringsrisico's die kenmerkend zijn voor investeringen in nieuwe kerncentrales tot uitdrukking in de kostprijs van kernstroom. De overige energiekostprijzen zijn terug te vinden in (Bijlage A).

Binnen een MKBA worden de resultaten gepresenteerd in een contante waarde. De kosten en baten worden zoveel mogelijk verrekend met een discontovoet van 2,25%, conform de aanbevelingen van de Werkgroep Discontovoet (Ministerie van Financiën, 2020). Uitzondering op deze regel zijn investeringen met een verhoogd risicoprofiel. Dit leidt tot extra financierkosten en risico's op kostenoverschrijdingen, die zo goed mogelijk in de (onderliggende) kostenramingen tot uitdrukking moeten worden gebracht conform het advies van de werkgroep Discontovoet en algemene Leidraad MKBA. Kerncentrales, maar ook gascentrales op waterstof, kennen naar onze inschatting een dergelijk verhoogd risicoprofiel. In de Levelized Cost of Energy (LCOE) voor de verschillende energiedragers is hier rekening mee gehouden door de WACC te gebruiken die past bij het risicoprofiel van de investering. Voor het verdisconteren van de jaarlijkse kosten voor de energieproductie over een periode van 100 jaar is voor alle energiedragers gekozen voor de maatschappelijke discontovoet van 2,25%.

Naast de kosten voor energieproductie zullen er significante kosten worden gemaakt voor het gebruik van systeembatterijen. De kosten van systeembatterijen zijn gebaseerd op geschatte kosten in 2050 (Cole W., et al., 2021).

Een overzicht van alle directe kosten is te zien in Tabel 2-27. De scenario's A, B en C zijn in deze structuurkeuze als volgt gedefinieerd:

A. hoge kernenergiekostprijs, lage overige energiekostprijzen;
B. gemiddelde kernenergiekostprijs, gemiddelde overige energiekostprijzen;
C. lage kernenergiekostprijs, hoge overige energiekostprijzen.

Tabel 2-27 - Structuurkeuze 7: Overzicht financiële kosten in miljarden euro's

	Optie 1: Geen kernenergie			**Optie 2: Kernenergie**		
	A	B	C	A	B	C
Energieproductie (+ import)	600	660	730	700	670	630
Systeembatterijen - CAPEX	61	61	61	51	51	51
Systeembatterijen - OPEX	19	19	19	16	16	16
380kV-tracé - CAPEX	0	0	0	3	3	3
380kV-tracé - OPEX	0	0	0	0	0	0
Redispatch	2	2	2	0	0	0
380-150kV-stations	0	0	0	0	0	0
Regionale netverzwaring	4	4	4	3	3	3
Totaal	**686**	**746**	**816**	**773**	**743**	**703**

In tegenstelling tot de andere structuurkeuzes wordt er in dit geval voor de kosten voor infrastructuur geen bandbreedte genomen. Hiervoor is gekozen om het aantal variabelen en daarmee de complexiteit van de scenario's te beperken en de nadruk te leggen op de kosten voor energieproductie. De kosten voor systeembatterijen zijn een relatief grote kostenpost waarvoor nog een hoop onzekerheid bestaan.
In volgend tekstkader wordt daarom kort ingegaan op kosten voor systeembatterijen.

De toekomstige kosten voor systeembatterijen kennen nog een hoop onzekerheden. Voor een schatting van de kosten kan een optimistisch en een pessimistisch scenario voor 2050 worden gebruikt (Cole W., et al., 2021). Voor optie 1, geen kernenergie, vallen de geschatte, contante kosten over een looptijd van 100 jaar tussen de 42 en 119 miljard euro. Voor optie 2, kernenergie, zijn de geschatte kosten voor systeembatterijen 35 tot 99 miljard.

Effecten op de omgeving

De schatting van de externe kosten als gevolg van windturbines is in lijn met de benadering in structuurkeuze 3. Zowel de externe kosten voor clustering als spreiding van windmolens zijn doorgerekend, waarna het gemiddelde van deze twee waarden is gehanteerd voor zowel scenario A, B als C. In tegenstelling tot structuurkeuze 3 is er dus niet voor een bandbreedte gekozen, wederom om de complexiteit van de scenario's in deze welvaartsanalyse te beperken. De gemiddelde externe kosten worden geschat op 5,8 miljard euro (contant over de gehele periode).

Tabel 2-28 laat een overzicht zien van nieuw, bovengronds hoogspanningstracé. Hier is wederom gekozen voor de gemiddelde waarde voor alle drie de scenario's om zo de complexiteit te beperken. Op basis van deze gegevens kan het totale woningwaarde- en dus welvaartsverlies worden geschat. De gemiddelde kosten voor optie 2 worden zo geschat op 34 miljoen euro (contant over de gehele periode). Een overzicht van alle externe kosten is opgenomen in Tabel 2-29.

Externe kosten kernenergie

In lijn met de benadering van externe kosten voor hoogspanningskabels, windturbines en zonne-energie is literatuur beschikbaar die het effect van kerncentrales op woningwaardes onderzoekt. De uitkomsten van deze studies leiden niet tot een eenduidige conclusie. Zo worden er niet alleen negatieve effecten op de woningwaarden gevonden (Olsen S.M., Wolff H., 2013); (Davis L.W., 2011), maar ook positieve effecten als gevolg van de werkgelegenheid die een kerncentrale biedt (Bauer T., Braun S.T., Kvasnicka M., 2017). Daarnaast zijn er enkele studies die aantonen dat er geen effect bestaat of alleen een effect op korte termijn na een incident bij een (Zhu H., Deng Y., Zhu R., He X., 2016); (Tanaka S., Zabel J., 2018). Vanwege de uiteenlopende resultaten achten wij dit niet bruikbaar voor ons onderzoek. Bovendien zal het aantal *nieuwe* omwonenden nabij (binnen een straal van enkele kilometers) een kerncentrale beperkt zijn als de kerncentrales in Borssele en op de Maasvlakte worden neergezet. Voor een schatting van de externe kosten als gevolg van de nucleaire veiligheid kan daarnaast gebruik worden gemaakt van een kans-maal-effect methode. Het effect is de mogelijke schade van het kernongeval. De totale schade van de ramp in Fukushima wordt geschat op $ 200 miljard (€ 180 miljard). Als we dit schalen naar het vermogen van de geplande kerncentrales in optie 2, kan de mogelijke schade in Nederland worden geschat op 200 miljard euro. Voor een inschatting van de kans op een dergelijk ongeval loopt de literatuur zeer uiteen, daarom hebben we een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd om de invloed van de geschatte kans duidelijk te maken.

Als startpunt nemen we een jaarlijkse kans van één op één miljoen dat een kernramp ontstaat met een totale schade van 200 miljoen euro. In dit geval zijn de totale externe kosten over een periode van 100 jaar ongeveer 8 miljoen euro. Verhogen we de kans naar 1 op 100.000 jaar wordt dit 82 miljoen euro, is de kans 1 op 10.000 jaar dan 824 miljoen euro. In Tabel 2-30, aan het eind van dit hoofdstuk, is te zien dat in scenario C (lage kernenergieprijzen) het verschil in kosten en baten ongeveer 120 miljard bedraagt in het voordeel van kernenergie. Dat betekent dat als de *verwachtingswaarde* van de kosten als gevolg van nucleaire veiligheid meer dan 120 miljard bedragen, de welvaartsanalyse positiever uitvalt voor de optie zonder kernenergie. Uit onze analyse blijkt dat dit omslagpunt ligt bij

een kans van ongeveer 1 op de 70 jaar. Kortom, als de kans op een nucleaire ongeluk groter is dan 1 op 70 jaar, dan is de verwachtingswaarde dermate groot dat optie 1 aantrekkelijker wordt.

(Martens B., 2014) doet een uitgebreide analyse naar de economische schade van een kernramp in het Belgische Doel. In de analyse wordt rekening gehouden met het feit dat Doel zich in een relatief zeer dichtbevolkt gebied bevindt, waardoor de potentiële schade hoger wordt geschat dan in Fukushima. Er wordt een basisscenario gedefinieerd waarin de geschatte kosten van een ramp 740 tot 1400 miljard euro bedragen. Als we uitgaan van een totale schade van 1100 miljard ligt het kantelpunt in onze gevoeligheidsanalyse bij een kans van 1 op 370 jaar. Deze kans ligt, net als de kans van 1 op 70 jaar, echter zoveel hoger dan waarop de nieuwe generatie kerncentrales wordt ontworpen, dat we concluderen dat de nucleaire veiligheid geen doorslaggevende rol heeft in deze welvaartsanalyse.

Tabel 2-28 - Structuurkeuze 7: Overzicht 380kV-tracé in km per gebiedstype*

Type gebied	Optie 1: Geen kernenergie			Optie 2: Kernenergie		
	A	B	C	A	B	C
Landbouw	0	0	0	73	73	73
Bebouwing	0	0	0	3	3	3
Industrie	0	0	0	5	5	5
Recreatie	0	0	0	5	5	5

* Het gaat hier om hoogspanningstracé dat tot hinder leidt. Oftewel, nieuw, bovengronds hoogspanningstracé dat niet naast een bestaande tracé wordt aangelegd. Wanneer een nieuw tracé parallel aan een bestaand tracé komt te liggen, hebben we aangenomen dat dit niet tot extra visuele hinder en dus welvaartsverlies leidt.

Bron: Pondera.

Tabel 2-29 - Structuurkeuze 7: Overzicht externe kosten in miljarden euro's

	Optie 1: Geen kernenergie			Optie 2: Kernenergie		
	A	B	C	A	B	C
Windmolens	5,8	5,8	5,8	0	0	0
Hoogspanningstracé	0	0	0	0,034	0,034	0,034
Totaal	**5,8**	**5,8**	**5,8**	**0,034**	**0,034**	**0,034**

De analyse in structuurkeuze 3 volgend en uitgaande van een gedeeltelijk verspreide wind op land is er sprake van een minder goede inpassing van opwek in optie 1. De welvaartseffecten, die kwalitatief zijn beoordeeld, vallen daarom negatiever uit voor optie 1, geen kernenergie. Dit is te zien in Tabel 2-30.

De effecten op natuur en biodiversiteit verschillen tussen beide opties als gevolg van de toepassing van veel wind op land in de optie zonder kernenergie. Hierbij ontstaat een grotere kans op effecten op ecologisch beschermde gebieden en soorten dan bij de lokale toepassing van kernenergie (inclusief de realisatie van nieuwe verbindingen in het elektriciteitsnet). Een uitgebreidere toelichting hiervan is terug te vinden in Bijlage VIII. In de welvaartsanalyse beoordelen we deze effecten, die in het nadeel van de optie zonder kernenergie uitvallen, kwalitatief. Dit is te zien in Tabel 2-30.

Leveringszekerheid

Bij optie 2 van deze structuurkeuze vervangen kerncentrales piekcentrales en windmolens op land. Op momenten met veel wind is er altijd voldoende productiecapaciteit, dus zowel kerncentrales als windmolens op land zijn dan niet noodzakelijk voor voldoende leveringszekerheid. Echter, het gebruik van kerncentrales in plaats van piekcentrales 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 piekcentrales, 54 dagen per jaar voor kerncentrales om 13 dagen per jaar voor piekcentrales (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 piekcentrales 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 piekcentrale van 1 GW uitvalt en ongeveer 50 tot 100 uur per jaar kunnen problemen ontstaan als een grote kerncentrale van 1,6 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.

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 kerncentrales vaker gesloten zijn dan piekcentrales. Maar het is onzeker of dit ook geldt voor nieuwe kerncentrales. Daarom gaan we uit dat de leveringszekerheid niet significant differentieert tussen beide opties.

Voorzieningszekerheid

Op het gebied van voorzieningszekerheid is er bij kernenergie in de exploitatiefase een grotere afhankelijkheid van niet in Nederland aanwezig zijnde grondstoffen. Het gaat hierbij met name om uranium, waarvan de grootste reserves zich bevinden in Australië, Canada en Kazachstan. De concentratie van het uranium en de kosten waaronder dit gewonnen wordt, verschillen sterk. Uitgaande van de voorraad uranium in de lagere prijscategorie en het type dat in conventionele reactoren wordt gebruikt, is er op basis van het huidige wereldwijde vermogen aan kerncentrales voldoende uranium voor de komende 90 jaar (Wold Nuclear Association, 2022). De afhankelijkheid van het buitenland en de onzekerheid over prijsontwikkelingen op de lange termijn vallen op het gebied van voorzieningszekerheid in het nadeel uit voor kernenergie. Mogelijke innovatieve ontwikkeling zoals het gebruik van alternatieve grondstoffen als thorium zijn hier buiten beschouwing gelaten.

Daartegenover staat dat er bij kernenergie minder afhankelijkheid bestaat voor (duurzame) brandstof voor gascentrales. Alhoewel deze brandstoffen in theorie gedeeltelijk in Nederland geproduceerd kunnen gaan worden, is er nog geen zekerheid te bieden over de (mate van) beschikbaarheid hiervan en blijft men daarbij afhankelijk van import vanuit het buitenland. Al met al schatten we daarom in dat de voorzieningszekerheid voor kernenergie niet significant verschilt van de optie zonder kernenergie.

2.7.3 Uitkomsten

In Tabel 2-30 is het totaal aan kosten en baten te zien. Deze vallen in scenario A uit in het voordeel van optie 1, geen kernenergie, terwijl in het scenario C de voorkeur naar optie 2, kernenergie, zal uitgaan. Dit geeft aan hoezeer de ontwikkelingen in technologie en dus kostprijzen van met name technieken zoals het bouwen van kerncentrales en windparken de uitkomst voor optie 1 dan wel 2 bepalen. De ontwikkeling van de kostprijs van kernenergie zal in sterke mate afhankelijk zijn van het bouwen van nieuwe kerncentrales.

Bij toepassing van kernenergie kunnen externe kosten (en baten) optreden. Hiervan is sprake als bij het exploiteren van de kerncentrale negatieve effecten ontstaan die niet in de stroomprijs terecht komen, maar

wel een effect hebben op de omgeving. Voorbeelden kunnen zijn CO_2 -reductie[10], leverings- en voorzieningszekerheid, nucleaire veiligheid, en berging van het kernafval. Wij constateren dat een groot deel van deze kosten opgenomen zijn in de directe kosten (en dus onderdeel maken van de stroomprijs van een kerncentrale). Een voorbeeld hiervan zijn de kosten voor de *tijdelijke berging* van nucleair afval die volledig in rekening worden gebracht bij klanten van de COVRA, zoals producenten van nucleaire geneesmiddelen en kerncentrales. Voor de eindberging is een voorziening opgenomen voor de toekomstige kosten van zowel het onderzoek naar als de realisatie van de eindberging. Aangezien er nog geen definitieve oplossing is voor de finale berging bestaat er een risico dat deze bijdragen van de afvalproducenten onvoldoende is. In Tabel 2-30 is deze onzekerheid daarom kwalitatief beoordeeld. Ook de kosten van nucleaire ongevallen voor zowel werknemers als voor de leef- en woonomgeving van het exploiteren van nieuwe kerncentrales zijn naar verwachting gering, indien een *kans-maal-effect*-benadering wordt gevolgd en deze kosten per kWh worden 'omgeslagen'. Vanwege publieke perceptie die sterk bepalend is voor welvaartseffecten en het feit dat er geen geaccepteerde methode is voor financiële risicowaardering[11], hebben wij uiteindelijk ervoor gekozen om deze nucleaire risico's niet monetair te kwantificeren. Wel voeren we een kantelpuntanalyse uit, waarbij de kans op een ongeval wordt vastgesteld waarbij kosten van optie 1 gelijk zijn aan optie 2.

Tabel 2-30 - Structuurkeuze 7: Overzicht kosten en baten in miljarden euro's

		Optie 1: Geen kernenergie			**Optie 2: Kernenergie**		
		A	B	C	A	B	C
Financieel	Energieproductie (+ import)	-600	-660	-730	-700	-670	-630
	Energieopslag	-80	-80	-80	-67	-67	-67
	Elektriciteitsinfra	-5	-5	-5	-6	-6	-6
		-686	-746	-816	-773	-743	-703
Maatschappelijk	Energieproductie (+ import)	-6	-6	-6			
	Recreatie	-	-	-			
	Nucleaire veiligheid[12]				--	--	--
	Energieopslag	*Geen effect*					
	Tijdelijke berging nucleair afval				*Meegenomen in kosten energieproductie*		
	Eindberging nucleair afval				--	--	--
	Elektriciteitsinfra				-0,03	-0,03	-0,03
		-6	-6	-6	-0,03	-0,03	-0,03
	Saldo	**-692**	**-752**	**-822**	**-773**	**-743**	**-703**
	Natuur en biodiversiteit	-	-	-			
	Leveringszekerheid	*Differentieert niet*					
	Voorzieningszekerheid	*Differentieert niet*					

[10] Omdat deze niet differentieert tussen optie 1 en 2, is het klimaateffect buiten beschouwing gelaten.

[11] Willingness to pay- of accept-waarden worden ofwel bepaald door mensen direct hiernaar te vragen (verklaarde voorkeur) ofwel door daadwerkelijke waarden af te leiden uit marktgegevens (gebleken voorkeur). Een voorbeeld van dit laatste zijn lagere huisprijzen rond kerncentrales; hieruit kan dus een 'gebleken acceptatiebereidheid' voor nucleaire veiligheid worden afgeleid. Daarbij moet opgemerkt worden dat een deel van de risicoaansprakelijkheid tot een gemaximeerd bedrag verzekerd is en dus onderdeel uitmaakt van directe kosten.

[12] Externe kosten zijn niet kwantitatief te bepalen. Een literatuurstudie naar de woningwaardedalingen rondom kerncentrales levert geen eenduidige conclusie op. De gevoeligheidsanalyse in Paragraaf 2.7.2 is bedoeld om een beeld te schetsen van de impact van nucleaire veiligheid op de uitkomst van deze welvaartsanalyse.

Gevoeligheidsanalyse vollasturen windmolens

Voor de inschatting van de kosten voor energieproductie is in dit hoofdstuk uitgegaan van 2.300 vollasturen voor wind op land en 3.700 voor wind op zee. Er kan beargumenteerd worden dat dit een conservatieve inschatting is. Volgens de Nederlandse Vereniging Duurzame Energie (NVDE) en de Nederlandse Windenergie Associatie (NWEA) ligt het gemiddeld aantal vollasturen voor wind op land in 2050 op 3.900 en voor wind op zee op 4.900. Meer vollasturen betekent meer productie met hetzelfde aantal windmolens en dus minder inzet van gascentrales. Dit is in het voordeel van optie 1 (geen kernenergie). Om te kijken wat de invloed hiervan is op de uitkomsten van de welvaartsanalyse, hebben we een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd met deze hogere aantallen vollasturen.

Tabel 2-31 toont de samengevatte uitkomsten van de gevoeligheidsanalyse. De kosten voor energieproductie vallen in optie 1, geen kernenergie, aanzienlijk lager uit (14 tot 15% lager dan de referentie, zichtbaar in Tabel 2-30). Ook voor optie 2, kernenergie, vallen de kosten lager uit (9 tot 11% lager dan de referentie). De financiële kosten voor energieproductie vallen in scenario A en B nu duidelijk lager uit voor optie 1 dan voor optie 2. Aangezien de kosten voor energieproductie het voornaamste deel van de kosten in de welvaartsanalyse omvatten, valt de welvaarts-analyse in scenario A en B voordeliger uit voor optie 1. In alle scenario's (A, B en C) zijn de verschillen tussen optie 1 en optie 2 groter geworden. Vooral in scenario B is het effect duidelijk zichtbaar omdat de uitkomsten in de referentie relatief dichtbij elkaar lagen.

Tabel 2-31 - Uitkomsten gevoeligheidsanalyse vollasturen windmolens

		Optie 1: Geen kernenergie			Optie 2: Kernenergie		
		A	B	C	A	B	C
Financieel	Energieproductie (+ import)	-510	-560	-630	-640	-610	-560
	Energieopslag	-80	-80	-80	-67	-67	-67
	Elektriciteitsinfra	-5	-5	-5	-6	-6	-6
		-595	-650	-760	-713	-683	-633
Maatschappelijk		-6	-6	-6	-0,03	-0,03	-0,03
	Saldo	**-601**	**-656**	**-766**	**-713**	**-683**	**-633**

2.7.4 Conclusie

De resultaten in Tabel 2-30 tonen aan dat er geen eenduidige conclusie bestaat over de uitkomst van deze welvaartsanalyse. De relatief brede bandbreedte is een reflectie van de grote onzekerheden die bestaan over de energieprijzen in de toekomst. In scenario A (hoge kernenergiekostprijzen, lage andere energiekostprijzen) vallen de kosten voor optie 1, geen kernenergie, lager uit dan voor optie 2, kern-energie. In scenario C (lage kernenergiekostprijzen, hoge andere energiekostprijzen) gaat de voorkeur echter uit naar kernenergie. Onder gemiddelde prijzen in scenario B vallen de kosten ongeveer even hoog uit. De onzekerheid in de ontwikkelingen van de energieprijzen brengt risico's met zich mee. Zo zal het voor kernenergie bij een afnemende energievraag lastiger worden om rendabel te blijven. Een kern-centrale draait immers altijd omdat deze CAPEX intensief is. Hierdoor zullen kerncentrales bij een af-nemende energievraag vaker draaien wanneer dit niet nodig is. Bij gascentrales speelt dat probleem niet aangezien die alleen aan staan wanneer het nodig is.

Onze inschatting is dat er vanuit een investeringsoogpunt meer financiële risico's bestaan wanneer wordt gekozen voor kernenergie dan wanneer de keuze valt op optie 1. De overheid moet er daarom op inzetten om deze financiële risico's te beperken en te 'de-risken' op kernenergie wanneer hiervoor wordt gekozen. Vanuit een maatschappelijk kostenperspectief zijn de kosten voor het dragen van deze financiële risico's echter onderdeel van het kostenbegrip.

In de studie van (Witteveen+Bos, eRisk Group, HCSS & Zero, R., 2022) is de aanname gedaan dat het binnen de huidige situatie met noodzaak van een zekere overheidsdeelname een WACC van 3,8% (laag) en 7,0% (hoog) aannemelijk is en niet van 9,0% ('merchant-led'). De analyse van Witteveen+Bos is gericht op een verkenning van de integrale kosten in de toekomstige energievoorziening van 2040 en 2050 (gedefinieerd als levelised cost of electricity) onder verschillende financieringsregimes van de overheid. In onze studie zijn de energiekosten gebaseerd op een WACC van 6 tot 9%, maar wordt er gekeken naar de welvaartseffecten voor Nederland als geheel.

Het bouwen en exploiteren van kerncentrales kent ook onverzekerde risico's: kosten van productie voor derden die zich niet in de prijs uiten. De externe kosten voor de nucleaire veiligheid zijn in kaart gebracht door een gevoeligheidsanalyse uit te voeren. In deze analyse is op basis van een kans-maal-effect-methode aangetoond dat het kantelpunt ligt tussen een kans op een kernongeval van 1 op de 70 jaar en een kans van 1 op de 370 jaar. Wordt de kans groter dan deze waarde, dan vallen de kosten voor kern-energie hoger uit dan de optie zonder kernenergie. Deze kans is echter zoveel hoger dan de voorwaarden waaronder de laatste generatie kerncentrales wordt gebouwd, dat we concluderen dat de nucleaire veilig-heid geen doorslaggevende rol heeft in deze welvaartsanalyse.

Het is belangrijk om te benadrukken dat voor nucleaire veiligheid in Tabel 2-27 dan wel een kwalitatieve beoordeling is gegeven, maar dat hierbij niet voorbij moet worden gegaan aan de impact. De kans op een ongeval is klein, maar de schaal van de schade enorm. Voor de eindberging van nucleair afval geldt ook dat de mogelijke impact erg groot kan zijn, terwijl dit slechts kwalitatief is meegenomen. Wanneer er voor kernenergie wordt gekozen is dit een belangrijk aandachtpunt dat vroeg geadresseerd moet worden om tot een duurzame oplossing te komen.

Bij toepassing van kernenergie is op lokaal niveau iets minder energie-infrastructuur nodig, maar bij toe-passing van kernenergie in Borssele en Rotterdam (in deze hoeveelheden) zijn forse uitbreidingen van het hoogspanningsnet nodig. Daarom vallen de kosten voor nieuwe energie-infrastructuur iets hoger uit voor optie 2, met kernenergie. De kosten voor energieopslag vallen daarentegen weer iets lager uit voor optie 2. Het verschil in contante kosten over een periode van 100 jaar bedraagt ongeveer 13 miljard euro voor systeembatterijen. Beide kostenposten staan niet in verhouding tot de kosten voor energieproductie

Tenslotte moet er benadrukt worden dat er in de technische uitwerking maar naar één mogelijk scenario voor toepassing van kernenergie is gekeken en dat dit wordt vergeleken met één specifiek scenario zonder kernenergie. Alhoewel men hieruit dus eigenlijk geen algemene conclusie kan trekken over kernenergie, geeft het wel goed inzicht in de afhankelijkheden met betrekking tot deze keuze.

2.8 Structuurkeuze 8: Productie synthetische brandstoffen

2.8.1 Inleiding

Projecteffecten

Voor optie 1, binnenlandse productie van synthetische brandstoffen, is de benodigde infrastructuur aan-zienlijk groter dan voor optie 2, import van synthetische brandstoffen. Het gaat hierbij om de aanleg van fabrieken, elektrolysers, systeembatterijen, Direct Air Capture (DAC)-installaties, waterstofopslag en piek-centrales. Extra import- en exportterminals voor kerosine en scheepsbunkers zijn voor beide opties nodig. Tabel 2-32 toont een overzicht van alle benodigde infrastructuur.

Tabel 2-32 - Structuurkeuze 8: Overzicht benodigde infrastructuur

Component	Optie 1: Synthetische brandstoffen - binnenlandse productie		Optie 2: Synthetische brandstoffen - import		Eenheid	Categorie
	Laag	Hoog	Laag	Hoog		
Importterminal kerosine	125	125	170	170	PJ/jaar	Overige infra
Importterminal scheepsbunkers	400	400	543	543	PJ/jaar	Overige infra
Exportterminal kerosine	23	23			PJ/jaar	Overige infra
Exportterminal scheepsbunkers	72	72			PJ/jaar	Overige infra
Elektrolysers	19	19			GW	Productie
Systeembatterijen	1	1			GW	Opslag
Opslag waterstof	61	61			PJ	Opslag
Piekcentrales	1	1			GW	Productie
Synfuels	188	188			PJ/jaar	Productie
Direct Air Capture (DAC)	47	47			PJ/jaar	Productie

Financiële effecten

In Tabel 2-33 is een overzicht te zien van de kosten per categorie, waarbij de kosten voor productie en opslag het hoogst uitvallen. Voor waterstofopslag is uitgegaan van de kosten voor opslag in zoutcavernes (Strategy, 2021). Door de grote benodigde hoeveelheid waterstofopslag, vallen zijn de geschatte kosten voor systeembatterijen aanzienlijk lager uit (Cole W., et al., 2021). Voor kosten van Direct Air Capture (DAC) en de fabrieken voor de productie van synthetische brandstoffen is gebruikgemaakt van ramingen voor 2050 (Frontier Economics Ltd. and Agora Verkehrswende, 2018). Hierbij moet worden opgemerkt dat beide technieken nog niet (op grote schaal) worden toegepast en dat er nog grote onzekerheden bestaan voor de toekomst. Voor de kosten van een fabriek voor synthetische brandstoffen is een pessimistisch en een optimistisch scenario beschikbaar die is gebruikt in respectievelijk het lage en het hoge scenario. Voor optie 2, de import van synthetische brandstoffen, zitten de voornaamste kosten in de extra capaciteit voor importterminals. De grootste kostenpost voor deze terminals zijn de opslagtanks (ISPT, 2019).

Tabel 2-33 - Structuurkeuze 8: Overzicht financiële kosten in miljarden euro's

	Optie 1: Synthetische brandstoffen - binnenlandse productie		Optie 2: Synthetische brandstoffen - import	
	Laag	Hoog	Laag	Hoog
Productie	67	74	0	0
Opslag	36	38	0	0
Overige infra	1	1	1	1
Totaal	**103**	**113**	**1**	**1**

Effecten op de omgeving

De ruimtelijke impact in deze structuurkeuze differentieert niet tot nauwelijks tussen de opties. De nieuwe infrastructuur zal voornamelijk worden gerealiseerd in haven- of industriegebied, waarbij deels bestaande infrastructuur wordt omgebouwd. Om deze twee redenen is het effect op omwonenden beperkt. Daarnaast zullen buisleidingen ondergronds worden aangelegd of omgebouwd, waardoor ook hier geen significante externe kosten voor gelden. De additionele wind op zee valt buiten de scope van dit project en wordt dus niet meegenomen in de analyse.

In deze structuurkeuze differentiëren de effecten op natuur en biodiversiteit niet tussen de opties en dus worden deze niet meegenomen.

Indirecte effecten

De realisatie van fabrieken voor de productie van synthetische brandstoffen kan leiden tot extra directe, structurele werkgelegenheid. Voor de schatting van de additionele werkgelegenheid hebben we gebruikgemaakt van een intern model van CE Delft. Hierbij hebben we de aanname gemaakt dat een fabriek voor synthetische brandstoffen soortgelijke eigenschappen heeft als een elektrolyser. Aangezien we de werkgelegenheid in een MKBA niet één op één als welvaartseffecten kunnen zien, nemen we alleen de additionele werkgelegenheid in fte mee in de resultaten. Het model toont aan dat de realisatie van één of meerdere fabrieken voor synthetische brandstoffen kan leiden tot zo'n 2.100 tot 5.700 fte aan additionele werkgelegenheid in 2050. Uitgaande van de benodigde 188 PJ per jaar, komt dit neer op gemiddeld 20 fte per PJ. Dit ligt in lijn met de 20 tot 80 fte per PJ die voor de productie van biobrandstoffen worden gevonden (TNO Energy Transition, 2020).

Leveringszekerheid

Op het gebied van leveringszekerheid van synthetische brandstof scoort optie 1, binnenlandse productie, iets beter dan optie 2, 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. Desalniettemin kan het vanuit zelfvoorzienend oogpunt absoluut als voordeel worden gezien om productie in eigen land te hebben, zijnde het van beperkte omvang.

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 wind op zee, elektrolysers, batterijen en piekcentrales 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.

Voorzieningszekerheid

De voorzieningszekerheid in deze structuurkeuze differentieert niet tussen de opties en wordt daarom niet meegenomen.

2.8.2 Uitkomsten

In Tabel 2-34 is het totaal aan kosten en baten te zien. Te zien is dat zowel in het lage als in het hoge scenario het financiële plaatje in het voordeel is van optie 2. Daartegenover staan echter de gecreëerde werkgelegenheid en de leveringszekerheid die positiever uitvallen voor optie 1.

Tabel 2-34 - Structuurkeuze 8: Overzicht kosten en baten in miljarden euro's

		Optie 1: Synthetische brandstoffen - binnenlandse productie		**Optie 2: Synthetische brandstoffen - import**	
		Laag	Hoog	Laag	Hoog
Financieel	Productie (+ import)	-67	-74		
	Opslag	-36	-38		
	Elektriciteitsinfra	*Geen effect*			
	Overige infra	-1	-1	-1	-1
		-103	-113	-1	-1
Maatschappelijk	Productie (+ import)	*+ 2.100 fte*	*+ 5.700 fte*		
	Opslag	*Geen effect*			
	Elektriciteitsinfra	*Geen effect*			
	Overige infra	*Geen effect*			
	Saldo	**-103**	**-113**	**-1**	**-1**
	Natuur en biodiversiteit	*Differentieert niet*			
	Leveringszekerheid	+	+		

2.8.3 Conclusie

De uitkomsten van deze welvaartsanalyse, te zien in Tabel 2-34, zijn niet eenvoudig te leiden naar grote conclusies. Wel zijn er zowel directe als externe kosten die verschillen tussen beide opties. In optie 1 zijn er investeringskosten en operationele kosten voor de productie van synthetische kerosine en scheeps-bunkers die in optie 2 logischerwijs niet worden gemaakt. Daartegenover staat de structurele, directe werkgelegenheid van ruim 2.100 tot wel 5.700 fte die kan ontstaan tijdens de operationele fase van de fabrieken voor synthetische brandstof.

Afhankelijk van het feit of de fabriek in Nederlandse handen komt te liggen of niet, kan de exploitatie daarnaast leiden tot een surplus voor de aandeelhouders die als positief welvaartseffect gerekend kan worden. Alhoewel bij de productie van synthetische brandstoffen in eigen land nog steeds 75% wordt geïmporteerd, kan de eigen productie bovendien leiden tot lagere prijzen voor kerosine en scheeps-bunkers. Daartegenover staat in optie 1 wel de additionele capaciteit van wind op zee die nodig is voor de productie. De directe en externe kosten als gevolg hiervan vallen echter buiten de scope van deze studie.

2.9 Structuurkeuze 9: Faciliteren doorvoer grondstoffen naar buitenland

2.9.1 Inleiding

Deze structuurkeuze heeft betrekking op de doorvoer van grondstoffen naar het buitenland. Het gaat hierbij om waterstof, ammoniak, methanol, kerosine, lpg, propeen en CO_2. De volgende twee opties[13] worden met elkaar vergeleken:

- doorvoer grondstoffen zonder Delta Corridor-variant;
- doorvoer grondstoffen met Delta Corridor-variant.

In beide opties wordt import van hernieuwbare brandstoffen voor doorvoer naar het buitenland en import van buitenlandse CO_2 voor opslag onder de Noordzee gefaciliteerd. Voor de technische uitwerking van de structuurkeuze wordt verwezen naar (Bijlage 0).

In deze structuurkeuze komt optie 2 grotendeels overeen met de plannen voor de Delta Corridor. Ten opzichte van de Delta Corridor is er in onze analyse echter geen aftakking naar België voor een buisleiding met circulaire grondstofstromen opgenomen. Daartegenover staan wel extra buisleidingen voor export van methanol en kerosine naar Duitsland en een importleiding van CO_2 vanuit België. Deze twee leidingen zijn geen onderdeel van de Delta Corridor. In optie 1 wordt het transport van grondstoffen gedaan met bestaande - of reeds geplande te ontwikkelen – infrastructuur en over bestaande modaliteiten (vooral via binnenvaart en treintransport).

2.9.2 Uitgangspunten

Projecteffecten

Het voornaamste projecteffect in deze structuurkeuze ontstaat door de aanleg van negen nieuwe buisleidingen in optie 2. Een overzicht van de nieuwe leidingen is te zien in Tabel 2-35. In optie 1 is het uitgangspunt dat de stoffen vooral via binnenvaartschepen en per trein zullen worden vervoerd.

Naast buisleidingen is er in beide opties ruimte nodig voor importterminals – bestaande uit kades, opslagtanks en pompstations. Voor CO_2 is een exportterminal nodig, die bestaat uit een compressorstation en een verbinding met een exportpijpleiding. Verder is er bijvoorbeeld een grootschalige ammoniakkraker nodig om geïmporteerd ammoniak om te kunnen zetten in waterstof. Omdat de importvolumes in beide opties gelijk zijn, nemen we aan dat de infrastructuur voor opslag en overslag niet differentieert tussen beide alternatieven en dus zal dit niet worden meegenomen in de analyse.

[13] In de oorspronkelijke structuurkeuze zijn de opties als volgt gedefinieerd: (1) Alleen import/export voor Nederlands belang (waarbij wordt gedoeld op grondstoffen die nodig zijn voor de binnenlandse productie); en (2) Extra import/export voor doorvoer van/naar buitenland (waarbij het gaat om import van hernieuwbare brandstoffen voor doorvoer naar het buitenland en import van buitenlandse CO_2 voor opslag onder de Noordzee). Om in de welvaartsanalyse een eerlijke vergelijking te kunnen maken tussen beide opties, is het transportvolume in optie 1 gelijkgesteld aan dat in optie 2. Oftewel, er vindt in optie 1 ook import en export plaats voor buitenlands belang, maar dit gebeurt zonder de aanleg van buisleidingen zoals in optie 2.

Tabel 2-35 - Structuurkeuze 9: Overzicht benodigde nieuwe buisleidingen

Molecuul	Van	Naar	Diameter	Capaciteit (kton/jaar)	Lengte (km)	Inbedrijfname	Delta Corridor
Waterstof	Rotterdam	Chemelot	36”	2.000	249	<2030	Ja
		Duitsland	36”	2.000	260	2040	Ja
Ammoniak	Rotterdam	Duitsland	N.t.b.	>970	260	<2030	Ja
Methanol			N.t.b.	>660	260	<2030	Nee
Kerosine			16”	3.500	260	>2030	Nee
Lpg			12”	2.900	260	<2030	Ja
Propeen			12”	1.500	260	<2030	Ja
CO_2	Chemelot	Rotterdam	24”	15.000 (dense phase)	249	<2030	Ja
	Antwerpen	Rotterdam	N.t.b.	>9.500	80	<2030	Nee

Financiële effecten

In Tabel 2-36 is een overzicht te zien van de investeringskosten (CAPEX) en de operationele kosten (OPEX) voor de buisleidingen. Het gaat hierbij alleen om de kosten voor het deel van de buisleidingen dat in Nederland moet worden aangelegd. De PEH studie richt zich immers op ruimtelijke reserveringen in Nederland.

Een deel van de kosten is gebaseerd op voorlopige resultaten van de MKBA Delta Corridor, uitgevoerd door (Ecorys, 2022). We zijn hierbij uitgegaan van de kosteninschatting waarbij de buizen gezamenlijk worden aangelegd. Wanneer de buizen gezamenlijk worden aangelegd, levert dit schaalvoordelen op en kan dit kostenefficiënter worden gedaan. Het gevolg hiervan is dat de kosten voor de aanleg per buisleiding lager uitvallen dan wanneer de leidingen afzonderlijk zouden worden aangelegd. Voor de kosten van ammoniak-, methanol- en kerosineleidingen hebben we gebruikgemaakt van de haalbaarheidsstudie voor buisleidingen tussen de haven van Rotterdam, Chemelot en Noord-Rijn Westfalen (BCI, 2021).

In deze welvaartsanalyse maken we onderscheid tussen twee scenario’s: scenario A en scenario B. In scenario A (optimistisch) vallen de kosten laag en de baten hoog uit voor optie 2, doorvoer met Delta Corridor-variant. In scenario B (pessimistisch) hebben we gerekend met hoge kosten en lage baten voor optie 2.

Tabel 2-36 - Overzicht financiële kosten buisleidingen in miljoenen euro’s

Molecuul	Van	Naar	Kosten	Optie 1: Doorvoer grondstoffen zonder Delta Corridor-variant		Optie 2: Doorvoer grondstoffen met Delta Corridor-variant		Bron
				A	B	A	B	
Waterstof	Rotterdam	Chemelot/ Duitsland	CAPEX	0	0	1.732	1.732	(Ecorys, 2022)
			OPEX	0	0	839	839	(Ecorys, 2022)
Ammoniak	Rotterdam	Duitsland	CAPEX	0	0	378	810	(BCI, 2021), CE Delft, eigen berekeningen
			OPEX	0	0	189	405	
Methanol	Rotterdam	Duitsland	CAPEX	0	0	118	254	
			OPEX	0	0	59	127	
Kerosine	Rotterdam	Duitsland	CAPEX	0	0	219	470	
			OPEX	0	0	110	235	
Lpg	Rotterdam	Duitsland	CAPEX	0	0	339	339	(Ecorys, 2022)
			OPEX	0	0	169	169	(Ecorys, 2022)
Propeen	Rotterdam	Duitsland	CAPEX	0	0	339	339	(Ecorys, 2022)
			OPEX	0	0	168	168	(Ecorys, 2022)
CO_2	Chemelot	Rotterdam	CAPEX	0	0	1.214	1.214	(Ecorys, 2022)
			OPEX	0	0	640	640	(Ecorys, 2022)

Molecuul	Van	Naar	Kosten	Optie 1: Doorvoer grondstoffen zonder Delta Corridor-variant		Optie 2: Doorvoer grondstoffen met Delta Corridor-variant		Bron
				A	B	A	B	
CO_2	Antwerpen	Rotterdam	CAPEX	0	0	390	390	(Ecorys, 2022), CE Delft, eigen berekeningen
			OPEX	0	0	206	206	(Ecorys, 2022), CE Delft, eigen berekeningen
Totaal				**0**	**0**	**7.569**	**8.335**	

Om de volumes grondstoffen te kunnen doorvoeren, zijn er ook in optie 1 infrastructurele investeringen nodig voor scheepsvaart en treintransport. Deze kosten vallen in deze analyse onder de (voor optie 2) vermeden kosten in de vorm van kapitaalvergoedingen voor het gebruik van de transportmiddelen (CAPEX-vergoeding). Een overzicht hiervan is te zien in Tabel 2-37.

Tabel 2-37 - Overzicht vermeden kosten (optie 2 t.o.v. optie 1) in miljoenen euro's

Molecuul	Van	Naar	Optie 1: Doorvoer grondstoffen zonder Delta Corridor-variant		Optie 2: Doorvoer grondstoffen met Delta Corridor-variant		Bron
			A	B	A	B	
Waterstof	Rotterdam	Chemelot/ Duitsland	0	0	-2	-2	(Ecorys, 2022)
Ammoniak	Rotterdam	Duitsland	0	0	-10	-1	CE Delft, eigen berekeningen
Methanol	Rotterdam	Duitsland	0	0	-15	-5	CE Delft, eigen berekeningen
Kerosine	Rotterdam	Duitsland	0	0	-51	-17	CE Delft, eigen berekeningen
Lpg	Rotterdam	Duitsland	0	0	-77	-77	(Ecorys, 2022)
Propeen	Rotterdam	Duitsland	0	0	-18	-18	(Ecorys, 2022)
CO_2	Chemelot	Rotterdam	0	0	-112	-112	(Ecorys, 2022)
CO_2	Antwerpen	Rotterdam	0	0	-36	-36	(Ecorys, 2022), CE Delft, eigen berekeningen
Totaal			**0**	**0**	**-320**	**-268**	

Transport via buisleidingen is doorgaans goedkoper dan transport via binnenvaart of per treinvervoer. Daarom bestaat er met het oog op transportkosten een financieel voordeel voor optie 2. Zoals eerder aangegeven zijn de transportvolumes voor beide opties genormaliseerd; we hebben aangenomen dat de getransporteerde hoeveelheid grondstoffen in optie 1 gelijk is aan optie 2. Hierbij wordt de aanname gemaakt dat er in optie 1 altijd aan de extra transportvraag voldaan kan worden, door voornamelijk gebruik van binnenvaart en treintransport.

Het is echter niet voor alle grondstoffen even aannemelijk dat dezelfde hoeveelheid getransporteerd kan worden via binnenvaart of trein. Voor CO_2 is het bijvoorbeeld in theorie mogelijk om deze volumes per binnenvaartschip te transporteren, maar het volume lijkt te groot om binnen de huidige capaciteit uit te voeren. Daarom is in paragraaf 2.9.3 een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarbij er in optie 1 een buisleiding tussen Antwerpen en Rotterdam wordt aangelegd. Op deze manier kan CO_2 via – nog aan te leggen - buisleidingen in België naar Rotterdam worden vervoerd. Voor de overige brandstoffen zouden ook

gevoeligheidsanalyses kunnen worden uitgevoerd, omdat hiervoor gelijkaardige overwegingen een rol spelen en een buisleiding via Antwerpen een mogelijk alternatief zou kunnen bieden. De gevoeligheidsanalyses voor deze varianten vallen echter buiten de scope van dit onderzoek. Voor waterstof is dit minder relevant, omdat het transport hiervan mogelijk met de waterstofbackbone kan worden opgevangen.

Een overzicht van het verschil in transportkosten is gegeven in Tabel 2-38. Hierbij zijn de transportkosten afgezet tegen de kosten in optie 1. Het is te zien dat de geschatte transportkosten in optie 2 bijna 6 miljard euro lager uitvallen dan optie 1.

Tabel 2-38 - Overzicht verschil transportkosten (optie 2 t.o.v. optie 1) in miljoenen euro's

Molecuul	Van	Naar	Optie 1: Doorvoer grondstoffen zonder Delta Corridor-variant		Optie 2: Doorvoer grondstoffen met Delta Corridor-variant		Bron
			A	B	A	B	
Waterstof	Rotterdam	Chemelot/ Duitsland	0	0	-2.780	-2.780	(Ecorys, 2022)
Ammoniak	Rotterdam	Duitsland	0	0	-31	-31	CE Delft, eigen berekeningen
Methanol	Rotterdam	Duitsland	0	0	-16	-5	CE Delft, eigen berekeningen
Kerosine	Rotterdam	Duitsland	0	0	-54	-18	CE Delft, eigen berekeningen
Lpg	Rotterdam	Duitsland	0	0	-82	-82	(Ecorys, 2022)
Propeen	Rotterdam	Duitsland	0	0	-18	-18	(Ecorys, 2022)
CO_2	Chemelot	Rotterdam	0	0	-2.246	-2.246	(Ecorys, 2022)
CO_2	Antwerpen	Rotterdam	0	0	-722	-722	(Ecorys, 2022), CE Delft, eigen berekeningen
Totaal			**0**	**0**	**-5.948**	**-5.902**	

Indirecte effecten

Als gevolg van de aanleg van buisleidingen kan er beargumenteerd worden dat de concurrentiepositie van bedrijven in de industriële clusters nabij deze leidingen - zoals Moerdijk en Chemelot - verbetert. De bedrijven hebben op deze manier immers een betere toegang tot (duurzame) grondstoffen en beschikken over meer en goedkopere mogelijkheden om hun productieproces CO_2-neutraler vorm te geven. Dit kan grote bedrijven stimuleren in Nederland gevestigd te blijven, of juist bedrijven aantrekken die nog niet in Nederland gevestigd zijn.

Deze indirecte effecten kunnen in een MKBA worden opgenomen, maar dit moet - gezien de hoge mate van onzekerheid - op voorzichtige wijze worden gedaan. Daarom nemen we, conforme de Algemene Leidraad MKBA, een bandbreedte van 0 tot 30% van het verschil in transportkosten als inschatting van de indirecte baten. Dit komt uit op een concurrentievoordeel van 0 tot maximaal 1,7 miljard euro. Aangezien wij in dit onderzoek niet aannemelijk hebben kunnen maken dat deze indirecte baten ook daadwerkelijk optreden, is onze verwachting dat deze eerde bij 0 zullen liggen.

Effecten op de omgeving

In de MKBA Delta Corridor, uitgevoerd door Ecorys, zijn de externe effecten van de buisleidingen beoordeeld ten opzichte van de referentie. Onder de beoordeelde effecten vallen broeikasgassen (CO_2), luchtkwaliteit (NO_x, PM, SO), verkeersveiligheid, geluid, habitatverlies en externe veiligheid. Uit de voorlopige resultaten van de MKBA Delta Corridor blijkt dat vermeden broeikasgassen en verbeterde luchtkwaliteit door het vermijden van binnenvaart verantwoordelijk zijn voor het grootste deel van de externe kosten.

Voor de buisleidingen waarvoor in de MKBA Delta Corridor geen inschatting is gemaakt van externe effecten, is – gebruikmakend van een bandbreedte en op basis van de beschikbare gegevens - een eigen inschatting gemaakt van de kosten.

De externe effecten wat betreft visuele hinder zijn in deze structuurkeuze beperkt. De buisleidingen worden ondergronds aangelegd en zullen dus beperkte visuele hinder veroorzaken. Daarnaast zullen (in beide opties) de terminals in haven- of industriegebied geplaatst worden waardoor de externe effecten beperkt zijn.

Tabel 2-39 – Verschil externe kosten (broeikasgassen, luchtkwaliteit, verkeersveiligheid, geluid, habitatverlies en externe veiligheid), optie 2 t.o.v. optie 1

Molecuul	**Van**	**Naar**	**Optie 1: Doorvoer grondstoffen zonder Delta Corridor-variant**		**Optie 2: Doorvoer grondstoffen met Delta Corridor-variant**		**Bron**
			A	B	A	B	
Waterstof	Rotterdam	Chemelot/ Duitsland	0	0	-34	-34	(Ecorys, 2022)
Ammoniak	Rotterdam	Duitsland	0	0	-157	-14	(Ecorys, 2022), CE Delft, eigen berekeningen
Methanol	Rotterdam	Duitsland	0	0	-107	-10	(Ecorys, 2022), CE Delft, eigen berekeningen
Kerosine	Rotterdam	Duitsland	0	0	-371	-34	(Ecorys, 2022), CE Delft, eigen berekeningen
Lpg	Rotterdam	Duitsland	0	0	-153	-153	(Ecorys, 2022)
Propeen	Rotterdam	Duitsland	0	0	-226	-226	(Ecorys, 2022)
CO_2	Chemelot	Rotterdam	0	0	-527	-527	(Ecorys, 2022)
CO_2	Antwerpen	Rotterdam	0	0	-169	-169	(Ecorys, 2022), CE Delft, eigen berekeningen
Totaal			**0**	**0**	**-1.744**	**-1.167**	

Leveringszekerheid

Er is geen significant verschil in de leveringszekerheid.

Voorzieningszekerheid

De voorzieningszekerheid in deze structuurkeuze differentieert niet tussen de opties en wordt daarom niet meegenomen.

2.9.3 Uitkomsten

In Tabel 2-40 is het totaal aan kosten en baten te zien. Het overzicht toont aan dat dit in scenario A in het voordeel is van optie 2, terwijl scenario B positiever uitvalt voor optie 1.

Tabel 2-40 - Structuurkeuze 9: Overzicht kosten en baten in miljoenen euro's

		Optie 1: Doorvoer grondstoffen zonder Delta Corridor-variant		Optie 2: Doorvoer grondstoffen met Delta Corridor-variant	
		A	B	A	B
Financieel	Conversie	*Differentieert niet*			
	Opslag	*Differentieert niet*			
	Elektriciteitsinfra	*Geen effect*			
	Buisleidingen	0	0	-7.109	-8.335
	Vermeden kosten	0	0	320	268
	Verschil transportkosten	0	0	5.948	5.902
		0	0	-840	-2.166
Indirect	Concurrentieopslag	0	0	1.784	0
Maatschappelijk	Conversie	*Geen effect*			
	Opslag	*Geen effect*			
	Elektriciteitsinfra	*Geen effect*			
	Buisleidingen	0	0	1.744	1.167
		0	0	1.744	1.167
	Saldo			**2.688**	**-998**
	Leveringszekerheid	*Differentieert niet*			

Gevoeligheidsanalyse

Voor CO_2 is het in theorie mogelijk om de volumes per binnenvaartschip te transporteren. We achten dit echter geen realistisch scenario voor grote volumes. Daarom hebben we een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarbij er in optie 1 een buisleiding tussen Antwerpen en Rotterdam wordt aangelegd. Op deze manier kan CO_2 vanuit Duitsland via – nog aan te leggen - buisleidingen in België naar Rotterdam kan worden vervoerd. Deze analyse is alleen bezien vanuit het oogpunt dat grondstoffen vanuit Duitsland naar Rotterdam vervoerd moeten worden; het mogelijke voordeel dat Chemelot verliest door geen CO_2 via buisleidingen te kunnen vervoeren is hierin niet meegenomen.

De uitkomsten van de gevoeligheidsanalyse zijn opgenomen in onderstaande tabel. Er is te zien dat het voordeel met oog op de transportkosten voor optie 2 minder groot is dan in Tabel 2-40. Daarentegen vallen de externe kosten positiever uit voor optie 2. Vergeleken met Tabel 2-40 valt het totaal aan kosten en baten in scenario A min of meer hetzelfde uit. Scenario B valt nu positiever uit voor optie 2.

Tabel 2-41 - Gevoeligheidsanalyse CO_2-buisleiding in optie 1; overzicht kosten en baten in miljoenen euro's

		Optie 1: Doorvoer grondstoffen zonder Delta Corridor-variant		Optie 2: Doorvoer grondstoffen met Delta Corridor-variant	
		A	B	A	B
Financieel	Conversie	*Differentieert niet*			
	Opslag	*Differentieert niet*			
	Elektriciteitsinfra	*Geen effect*			
	Buisleidingen	0	0	-6.513	-7.740
	Vermeden kosten	0	0	172	120
	Verschil transportkosten	0	0	2.981	2.934
		0	0	-3.360	-4.686
Indirect	Concurrentieopslag	0	0	894	0
Maatschappelijk	Conversie	*Geen effect*			
	Opslag	*Geen effect*			
	Elektriciteitsinfra	*Geen effect*			
	Buisleidingen	0	0	5.284	4.708
		0	0	5.284	4.708
	Saldo			**2.819**	**23**
	Leveringszekerheid	*Differentieert niet*			

2.9.4 Conclusie

Op basis van de uitkomsten in Tabel 2-40 en de gevoeligheidsanalyse in Tabel 2-41 concluderen we dat de welvaartseffecten voor optie 1, doorvoer grondstoffen zonder Delta Corridor-variant, iets positiever uitvallen dan voor optie 2, doorvoer grondstoffen met Delta Corridor-variant. Kijkend naar de bandbreedte - die tot uitdrukking komt in scenario's A en B - kan het echter beide kanten opvallen.

In de gepresenteerde uitkomsten hebben we aangenomen dat de financiële kosten gedragen worden door Nederlandse partijen (waarmee dus ook de financiële baten voor deze partijen zijn). Als dit gedaan wordt door buitenlandse partijen, zal de uitkomst van de welvaartsanalyse er heel anders uit zien. Een welvaartsanalyse wordt immers vanuit nationaal (Nederlands) perspectief benaderd. In dat geval valt de uitkomst aanzienlijk positiever uit voor de aanleg van een Delta Corridor-variant; de maatschappelijke baten (met name vermeden broeikasgassen en luchtvervuiling) overheersen dan.

We moeten bij deze uitkomst nogmaals benadrukken dat in de onderliggende structuurkeuze (Bijlage A) bij optie 1 minder grondstoffen worden doorgevoerd. In deze welvaartsanalyse hebben we de transportvolumes in optie 1 en optie 2 aan elkaar gelijkgesteld. Hierbij hebben we hebben aangenomen dat deze hogere volumes (grotendeels) door binnenvaart en treintransport opgevangen kunnen worden. Dit hebben we gedaan om een eerlijke vergelijking mogelijk te maken tussen beide opties. Zoals gedefinieerd in de onderliggende structuurkeuze is het echter aannemelijker dat er zonder aanleg van een Delta Corridor (-variant) minder import en export plaatsvindt en de volumes dus kleiner zijn.

2.10 Structuurkeuze 10: Maximaal gebruikmaken van nationale warmtebronnen

2.10.1 Inleiding

Deze structuurkeuze heeft betrekking op de inzet van geothermie of restwarmte bij warmtenetten in Nederland. De volgende twee opties worden met elkaar vergeleken:

- geothermie;
- restwarmte.

In de welvaartsanalyse van deze structuurkeuze staan de directe kosten centraal. Voor de technische uitwerking van de structuurkeuze wordt verwezen naar (Bijlage A).

2.10.2 Uitgangspunten

Projecteffecten

Voor de realisatie van zowel restwarmte als geothermie is nieuwe infrastructuur nodig. In de structuurkeuze is uitgegaan van circa 640 MW aan vermogen voor beide opties. In het geval van geothermie moet een aardwarmte-installatie, bestaande uit een doublet van twee geothermieputten, worden aangelegd. In deze welvaartsanalyse is uitgegaan van 40 doubletten van elk 16 MW. Voor de uitkoppeling van restwarmte moeten op bedrijfsterreinen enkele aanpassingen en installaties worden uitgevoerd.

Tenslotte moeten er voor beide opties lokale warmtetransportleidingen worden aangelegd, zodat deze bronnen kunnen worden aangesloten op het bovenregionale warmtenet. In het geval van geothermie is de geschatte hoeveelheid leidingen 400 tot 500 kilometer, voor restwarmte is dit 200 tot 300 kilometer.

Financiële effecten

Voor de schatting van de investerings- en operationele kosten volgen we de aannames van het (PBL, 2021) die worden gebruikt bij de inschatting van de onrendabele top van relevante warmtetechnieken. Tabel 2-42 laat zien dat de kosten voor geothermie aanzienlijk hoger uitvallen. Dit heeft te maken met zowel de hoger investerings- en operationele kosten. Daarnaast beslaan ook de kosten voor de transportleidingen een groot deel van de totale kosten. Deze resultaten sluiten aan bij de gunstige kosteneffectiviteit van restwarmte als techniek ten opzichte van geothermie als collectieve verwarmingsoptie van woningen en gebouwen.

Tabel 2-42 - Structuurkeuze 10: Overzicht financiële kosten in miljoenen euro's

	Optie 1: Geothermie		**Optie 2: Restwarmte**	
	Laag	Hoog	Laag	Hoog
Geothermie - CAPEX	1.396	1.396	0	0
Geothermie - OPEX	1.714	1.714	0	0
Restwarmte - CAPEX	0	0	330	527
Restwarmte - OPEX	0	0	206	330
Transportleidingen – CAPEX	1.792	2.148	908	1.776
Transportleidingen - OPEX	457	985	231	815
Totaal	**5.359**	**6.243**	**1.676**	**3.447**

Effecten op de omgeving

Het ruimtegebruik voor zowel restwarmte als geothermie is beperkt. In het geval van restwarmte zullen er aanpassingen en installaties moeten worden uitgevoerd op bedrijfsterreinen. Voor een aardwarmte-installatie is in de operationele fase een terrein van 30 bij 30 meter nodig voor een gebouw met de installaties, opslag en een kantoor. Voor beide opties is het effect op de omgeving dus beperkt en daarom gaan we er vanuit dat er geen substantiële ruimte-gerelateerde externe kosten zijn. De transportleidingen worden allemaal ondergronds aangelegd, waardoor ook dit geen welvaartseffect heeft op bijvoorbeeld omwonenden. Voor geothermie zijn enkele veiligheidsrisico's bekend. Het gaat hierbij over de kans op aardbevingen (seismiciteit), milieu- en letselschade bij ongecontroleerde uitstroom van gas of olie, vermenging met of verontreiniging van zoetwatervoerende lagen of oppervlaktewater met zout formatiewater en arbeidsveiligheidsrisico's. De risico's bij de opsporing en winning van aardwarmte worden vergelijkbaar ingeschat met die bij de opsporing van olie en gas (SodM, 2017); (Tauw, 2017).

In gebieden met natuurlijke breuken en in bestaande gebieden waar gas wordt gewonnen wordt de kans op een aardbeving hoger ingeschat dan in gebieden met een stabiele ondergrond. De seismische risico's zijn eveneens groter bij ultradiepe geothermie. De kans op een aardbeving bij geothermiewinning in Nederland is klein als voldoende rekening wordt gehouden met natuurlijke breuken en gaswinningsgebieden.
Bij het boren van een put bestaat de kans dat een olie- of gashoudend reservoir wordt aangeboord. In het geval van hoge druk kan hierbij een ongecontroleerde uitstroom van olie of gas ontstaan (een 'blow-out'). Dit risico is in Nederland aanwezig, maar zeer beperkt tot verwaarloosbaar. Sinds de jaren 70 heeft dit in Nederland niet meer plaatsgevonden. Dit komt omdat er veel informatie beschikbaar is over de ondergrond.
Zoetwatervoerende lagen in de ondergrond zijn zeer belangrijk in de voorziening van ons drinkwater. Bij opsporing en winning van aardwarmte kunnen deze lagen op verschillende manieren vermengd raken met zout formatiewater. Deze effecten zijn zeer ongewenst. Het risico op vermenging van zoet met zout water wordt door SodM ingeschat als aanzienlijk indien er sprake is van een zoetwatervoerende laag in de verticale boring.
Daarnaast bestaan er enkele arbeidsrisico's voor medewerkers op geothermielocaties. Dit bestaat uit het in aanraking komen met heet water, werken met zwaar en risicovol gereedschap, het risico op vallende voorwerpen en het in aanraking komen met radioactiviteit die van nature in de grond kan voorkomen. Deze risico's verschillen niet significant van de risico's in de olie- en gassector en zijn goed beheersbaar.

In deze structuurkeuze differentiëren de effecten op natuur en biodiversiteit niet tussen de opties en dus worden deze niet meegenomen.

Leveringszekerheid

De leveringszekerheid in deze structuurkeuze differentieert niet tussen de opties en wordt daarom niet meegenomen.

Voorzieningszekerheid

In deze welvaartsanalyse kennen beide opties onzekerheden. Voor geothermie geldt dat het nog niet op grote schaal is toegepast, waardoor er op het gebied van voorzieningszekerheid risico's bestaan. Deze onzekerheid is dus technisch van aard en speelt met name op de lange termijn. Naarmate het aantal doubletten toeneemt dat aan een collectieve warmtenet verbonden is, neemt ook de voorzieningszekerheid 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 (klimaatneutrale) industrie, waarbij er voldoende restwarmte geproduceerd blijft worden om aan de vraag te voldoen. Dit heeft dus een positief effect op de voorzieningszekerheid van de lange termijn. 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 voorzieningszekerheid voor restwarmte op termijn afnemen. Op korte termijn bestaan er risico's dat een fabriek stil komt te liggen, waardoor het van belang is dat er voldoende back-up beschikbaar is.

Aangezien de voorzieningszekerheid voor beide opties zowel positief als negatief kan uitvallen hebben we aangenomen dat dit niet differentieert. Voor beide opties bestaan er risico's, waardoor overdimensionering en voldoende back-up van belang zijn.

2.10.3 Uitkomsten

In Tabel 2-43 is het totaal aan kosten en baten te zien. Deze vallen zowel in het lage als in het hoge scenario uit in het voordeel van restwarmte. Vanuit maatschappelijk oogpunt kent optie 2 (restwarmte) lagere totale kosten, en heeft daarmee het meest gunstige impact op de (brede) welvaart. Vanwege de beperkte ruimtelijke gevolgen zijn voor beide opties de externe kosten van dit ruimtebeslag (beide grotendeels onder de grond, voor geothermiedoublet een zeer beperkt ruimtebeslag bovengrond). Welvaart kan in deze analyse dus vanuit zo laag mogelijke kosten voor het energiesysteem benaderd worden.

Tabel 2-43 - Structuurkeuze 10: Overzicht kosten en baten in miljoenen euro's

		Optie 1: Geothermie		Optie 2: Restwarmte	
		Laag	Hoog	Laag	Hoog
Financieel	Productie (+ import)	-4.589	-4.589	-749	-1.197
	Opslag	*Geen effect*			
	Elektriciteitsinfra	*Geen effect*			
	Overige infra	-2.518	-3.715	-1.277	-3.071
		-7.107	-8.304	-2.025	-4.268
Maatschappelijk	Productie (+ import)	-	-		
	Opslag	*Geen effect*			
	Elektriciteitsinfra	*Geen effect*			
	Overige infra	*Geen effect*			
	Saldo	**-7.107**	**-8.304**	**-2.025**	**-4.268**
	Natuur en biodiversiteit	*Differentieert niet*			
	Leveringszekerheid	*Differentieert niet*			

2.10.4 Conclusie

De uitkomsten in Tabel 2-43 laten zien dat de welvaartseffecten voor optie 2, inzet op restwarmte, positiever uitvallen dan voor optie 1, gebruik van geothermie. Het verschil is met name te herleiden tot de directe kosten van de productielocaties, die aanzienlijk hoger zijn voor geothermie. Daarnaast is ook de benodigde hoeveelheid transportleidingen en de daarmee gepaard gaande kosten lager voor restwarmte.

Wat betreft externe kosten bestaan er enkele risico's bij geothermie, waardoor restwarmte als de veiligere optie wordt gezien. Deze risico's zijn echter lastig uit te drukken in euro's. Voor geothermie op grote schaal geldt daarnaast dat het zich nog moet bewijzen, terwijl dit voor restwarmte al wel is gedaan. Al met al vallen hiermee de welvaartseffecten positiever uit voor het gebruik van restwarmte.

3 Conclusies

3.1 Inleiding

In dit hoofdstuk worden kort de belangrijkste uitkomsten en conclusies van de verschillende welvaarts-analyses samengevat. Voor de uitgebreide conclusies wordt verwezen naar de desbetreffende hoofd-stukken.

3.2 Conclusies

3.2.1 Structuurvisie 1: Aanlanding wind op zee, kust of diep

In deze welvaartsanalyse vallen de welvaartseffecten voor optie 1, aanlanding aan de kust, positiever uit dan voor optie 2, diepe aanlanding. Daarnaast kan geconcludeerd worden dat de externe kosten slechts een fractie van de directe kosten zijn, wat in lijn is met de compensatieregeling die TenneT treft met omwonenden. Meerkosten voor investering (ondergronds) HVDC-wegen bij huidige kosteninschatting niet op tegen het (voorkomen) welvaartsverlies. De uiteindelijke keuze rondom deze welvaartsanalyse is dus een afweging van directe kosten. De mogelijkheid van waterstofproductie op zee valt buiten de scope van dit project en is dus niet beschouwd.

3.2.2 Structuurkeuze 2: Aanlanding wind op zee, geconcentreerd of verspreid

In deze welvaartsanalyse vallen de welvaartseffecten voor optie 2, geconcentreerde aanlanding wind op zee, positiever uit dan voor optie 1, verspreide aanlanding. Daarnaast kan geconcludeerd worden dat de externe kosten slechts een fractie van de directe kosten zijn, wat in lijn is met de compensatieregeling die TenneT treft met omwonenden. Het grootste deel van de directe kosten betreft verwachte kosten voor redispatch.

3.2.3 Structuurkeuze 3: Locaties hernieuwbare opwek op land

In deze welvaartsanalyse vallen de welvaartseffecten voor optie 2, clustering van hernieuwbare opwek op land, positiever uit dan voor optie 1, gespreide opwek. Terwijl het verschil in directe kosten relatief beperkt is, spelen de externe kosten een belangrijke rol. Door clustering ondervinden er immers minder mensen hinder, wat zorgt voor lagere externe kosten.

3.2.4 Structuurkeuze 4: Opweklocaties elektrolysers

In deze welvaartsanalyse vallen de welvaartseffecten voor optie 1, clustering van elektrolysers bij aanlandingslocaties, positiever uit dan voor optie 2, clustering van elektrolysers bij industrie. Daarnaast kan geconcludeerd worden dat de externe kosten slechts een fractie van de directe kosten zijn, wat in lijn is met de compensatieregeling die TenneT treft met omwonenden. Het grootste deel van de directe kosten betreft verwachte kosten voor redispatch. Bijkomend voordeel van de plaatsing van elektrolysers bij industrie is dat er minder verdunning van waterstof plaatsvindt dan wanneer het vanaf de aanlandingslocaties getransporteerd moet worden. Daarnaast kan de vrijgekomen restwarmte van de elektrolysers mogelijk gebruikt worden door de industrie.

3.2.5 Structuurkeuze 5: Locaties piekcentrales

In deze welvaartsanalyse is het verschil in kosten tussen optie 1, spreiding van piekcentrales, en optie 2, clustering van piekcentrales, te klein om hier grote conclusies aan te verbinden. De differentiërende directe kosten zijn relatief laag en er zijn geen significante externe kosten. Wel is de inschatting dat de leveringszekerheid voor optie 2 iets hoger is.

3.2.6 Structuurkeuze 6: Opslaglocaties waterstof

In deze (kwalitatieve) welvaarsanalyse vallen de verwachte welvaartseffecten voor optie 1, gebruik van zoutcavernes voor waterstofopslag, positiever uit dan voor optie 2, waterstofopslag in lege gasvelden. De voornaamste reden hiervoor is dat de techniek voor opslag in zoutcavernes relatief volwassen is, terwijl de waterstofopslag in lege gasvelden nog in de kinderschoenen staat. Daarnaast bieden zoutcavernes de mogelijkheid voor kort cyclische opslag, doordat de druk hoog kan worden gehouden. Bovendien blijft waterstof in zoutcavernes naar verwachting schoner en van een hogere concentratie. Daarentegen is het belangrijk om te benadrukken dat het in de toekomst aannemelijk lijkt dat beide technieken naast elkaar gebruikt zullen gaan worden. Een keuze voor of opslag in zoutcavernes of opslag in lege gasvelden, zoals in deze welvaartsanalyse, is dus meer een vergelijking om de verschillen van beide opties uit te lichten.

3.2.7 Structuurkeuze 7: Toepassing kernenergie

In deze welvaartsanalyse is er geen eenduidige conclusie over de welvaartseffecten van optie 1, geen kernenergie, en optie 2, kernenergie. De grote onzekerheden over de toekomstige energiekostprijzen worden gereflecteerd in de uitkomsten van de drie scenario's in deze welvaartsanalyse. De uiteindelijke uitkomst zal dus sterk afhangen van de ontwikkelingen rondom de energiekostprijzen. Bij toepassing van kernenergie is op lokaal niveau iets minder energie-infrastructuur nodig, maar bij toepassing van kernenergie in Borssele en Rotterdam (in deze hoeveelheden) zijn forse uitbreidingen van het hoogspanningsnet nodig. Daarom vallen de kosten voor nieuwe energie-infrastructuur iets hoger uit voor optie 2, met kernenergie. De kosten voor energieopslag vallen daarentegen weer iets lager uit voor optie 2. Beide kostenposten staan niet in verhouding tot de kosten voor energieproductie. De externe kosten in deze welvaartsanalyse zijn grotendeels kwalitatief beoordeeld. Hieronder vallen ook de nucleaire veiligheid en de eindberging van nucleair afval. Alhoewel de kans op bijvoorbeeld een kernongeval erg klein is, is het belangrijk om te benadrukken dat de mogelijke schade enorm kan zijn. Met een gevoeligheidsanalyse is geprobeerd aan te tonen hoe de interactie tussen kans en schade is werkt en hoe dit invloed heeft op de uitkomst van de welvaartsanalyse. Onze conclusie van deze gevoeligheidsanalyse is dat de externe kosten met betrekking tot nucleaire veiligheid niet van doorslaggevende factor zijn in de welvaartsanalyse.

3.2.8 Structuurkeuze 8: Productie synthetische brandstoffen

De welvaartsanalyse waarin (gedeeltelijke) binnenlandse productie van synthetische brandstoffen wordt vergeleken met import van synthetische brandstoffen leidt niet tot grote, eenduidige conclusies. Tegenover de vereiste investeringen voor fabrieken voor synthetische brandstoffen staat de directe, structurele werkgelegenheid die hierdoor wordt gecreëerd. Een duidelijke afweging tussen de twee opties is echter lastig.

3.2.9 Structuurkeuze 9: Faciliteren doorvoer grondstoffen naar buitenland

In deze welvaartsanalyse vallen de welvaartseffecten voor optie 1, doorvoer van grondstoffen zonder Delta Corridor-variant, iets positiever uit dan voor optie 2, doorvoer van grondstoffen met Delta Corridor-variant. We moeten bij deze uitkomst nogmaals benadrukken dat in de onderliggende structuurkeuze bij optie 1 minder grondstoffen worden doorgevoerd. In deze welvaartsanalyse hebben we de transportvolumes in optie 1 en optie 2 aan elkaar gelijkgesteld. In de gepresenteerde uitkomsten hebben we daarnaast aangenomen dat de financiële kosten gedragen worden door Nederlandse partijen (waarmee dus ook de financiële baten voor deze partijen zijn). Als dit gedaan wordt door buitenlandse partijen, zal de uitkomst van de welvaartsanalyse er heel anders uit zien. Een welvaartsanalyse wordt immers vanuit nationaal (Nederlands) perspectief benaderd. In dat geval valt de uitkomst aanzienlijk positiever uit voor de aanleg van een Delta Corridor-variant; de maatschappelijke baten (met name vermeden broeikasgassen en luchtvervuiling) overheersen dan.

3.2.10 Structuurkeuze 10: Maximaal gebruikmaken van nationale warmtebronnen

In deze welvaartsanalyse vallen de welvaartseffecten voor optie 2, restwarmte, positiever uit dan voor optie 1, geothermie. Het verschil zit met name in de directe kosten, die hoger uitvallen voor geothermie. Daarnaast is de geothermie een techniek die zich nog niet op grote schaal heeft bewezen, terwijl dit voor restwarmte al wel het geval is. De externe effecten zijn kwalitatief beoordeeld, waarbij er is geconstateerd dat er enkele (beperkte) veiligheidsrisico's gelden voor geothermie die niet op restwarmte van toepassing zijn.

A. Bijlage

A.1. Kosten energieproductie

De minimale en maximale kostenprijzen voor de verschillende energiebronnen zijn vertaald naar drie scenario's (A, B en C).

Tabel 3-1 - Overzicht kosten energieproductie

Energiekosten 2050 (EUR/MWh)	Prijsscenario A	Prijsscenario B	Prijsscenario C
Zonne-energie	€ 25	€ 30	€ 59
Windenergie	€ 25	€ 30	€ 48
Kernenergie	€ 113	€ 95	€ 70
Import	€ 58	€ 70	€ 84
Gascentrales (geen kernenergie)	€ 156	€ 169	€ 181
Gascentrales (wel kernenergie)	€ 168	€ 181	€ 193

Zonne-energie

- Maximum: Het SDE++ advies voor 2022 voor zon groter dan 1 MW grondgebonden staat op 59 euro per MWh (PBL, 2020). Dit is dus de huidige kostprijs en aangenomen als maximale kostprijs in 2050.
- Midden: De gehanteerde middenprijs is 30 euro per MWh.
- Minimum: IRENA rapporteert uitgebreid over de ontwikkeling van de wind- en zonkostprijs richting 2050. De verwachte kostprijzen voor zowel wind als zon zijn gemiddeld rond de 25 euro per MWh in 2050 (IRENA, 2020).

Windenergie

- Maximum: Wind op land voor het gemiddelde bedrag voor de verschillende windsnelheden op 48 euro per MWh, gebaseerd op gemiddelde van de SDE+ 2022 (PBL, 2022).
- Midden: De gehanteerde middel prijs is 30 euro per MWh.
- Minimum: De verwachte kostprijzen voor zonne-energie zijn gemiddeld rond de 25 euro per MWh in 2050 (IRENA, 2020). In de II3050-studie zijn de geschatte kosten voor wind 23 euro per MWh (Kalavasta & Berenschot, 2020).

In de doorrekening van de totale productiekosten voor windmolens is uitgegaan van 2.300 draaiuren per jaar. Dit is een relatief conservatieve inschatting en heeft effect op de resultaten.

Kernenergie

- Maximum: De Engelse overheid heeft een strike price afgesproken voor Hinkley Point C van 113 euro per MWh (Van Dorp J., 2019). De hiervoor aangenomen WACC ligt rond de 9%.
- Midden: De middenprijs is aangenomen op 95 euro per MWh. Dit is een afweging tussen onze eigen inschatting van 100 euro per MWh en de schatting in de II3050 op 92 euro per MWh (Kalavasta & Berenschot, 2020). Deze kostprijsaanname gaat uit van een investering van 5.200 euro per MWh en een WACC van 7%.
- Minimum: De financiële controlecommissie van de Engelse overheid heeft becijferd dat bij een WACC van 6% de kosten 70 euro per MWh zouden zijn (NAO, 2017).

Er bestaat veel onzekerheid over de kostenontwikkeling van kernenergie. De recente centrales zijn allen in zeer grote mate over het budget heen gegaan. Een relatieve kostenreductie is echter ook mogelijk doordat een leercurve wordt gevolgd. Daarnaast heeft de WACC een grote invloed op de relatieve prijs.

Import

Import is nodig in de relatief dure uren van de elektriciteitsmarkt wanneer er een tekort is aan productie in Nederland en daardoor naar verwachting ook in het buitenland. Gebaseerd op een run van het PowerFlex-model van CE Delft[14] is de importprijs voor dit scenario bepaald op 70 euro per MWh. Dit is de gemiddelde prijs op momenten dat stroom geïmporteerd wordt. Als bandbreedte is aangenomen dat de minimum en maximum prijs respectievelijk 20% onder en 20% boven deze prijs liggen.

Gascentrales

De kosten van de back-up-centrales zijn afhankelijk van de brandstofkosten maar daarnaast ook voor een belangrijk gedeelte de vaste kosten. In de verschillende scenario's verschilt namelijk het gewenste vermogen (GW) dat vereist is, als ook hoeveel de centrales worden ingezet voor energieproductie (TWh) waardoor het aantal vollasturen per jaar verschilt. De vaste kosten zijn echter grotendeels gelijk.
De kostenaannames voor de gascentrales zijn (CE Delft, 2020):

- Investering: 7.500 euro per $kW_{elektrisch}$.
- Operationele kosten: 2% van de totale investering (jaarlijks).
- WACC: 5,8% (in lijn met algemene WACC voor CO_2-reducerende maatregelen in de SDE++ (PBL, TNO, DNV GL, Guidehouse & Witteveen+Bos, 2021).
- Rendement centrale: 55%.
- Er zijn twee brandstofkostenscenario's vastgesteld die de lage en hoge prijsaanname bepalen (CE Delft, 2021):
  - hoge prijs van 80 €/MWh: Waterstof geproduceerd met elektrolyse, prijs van duurzame elektriciteit van 30 €/MWh
  - lage prijs van 60 €/MWh: Waterstof geproduceerd met elektrolyse, prijs van duurzame elektriciteit van 20 €/MWh

Met behulp van het ETM is het vermogen en energieproductie van het flexibel vermogen bepaald. Hiermee worden de totale kosten en kosten per MWh bepaald.

[14] Voor meer informatie: https://ce.nl/publicaties/het-powerflex-model/