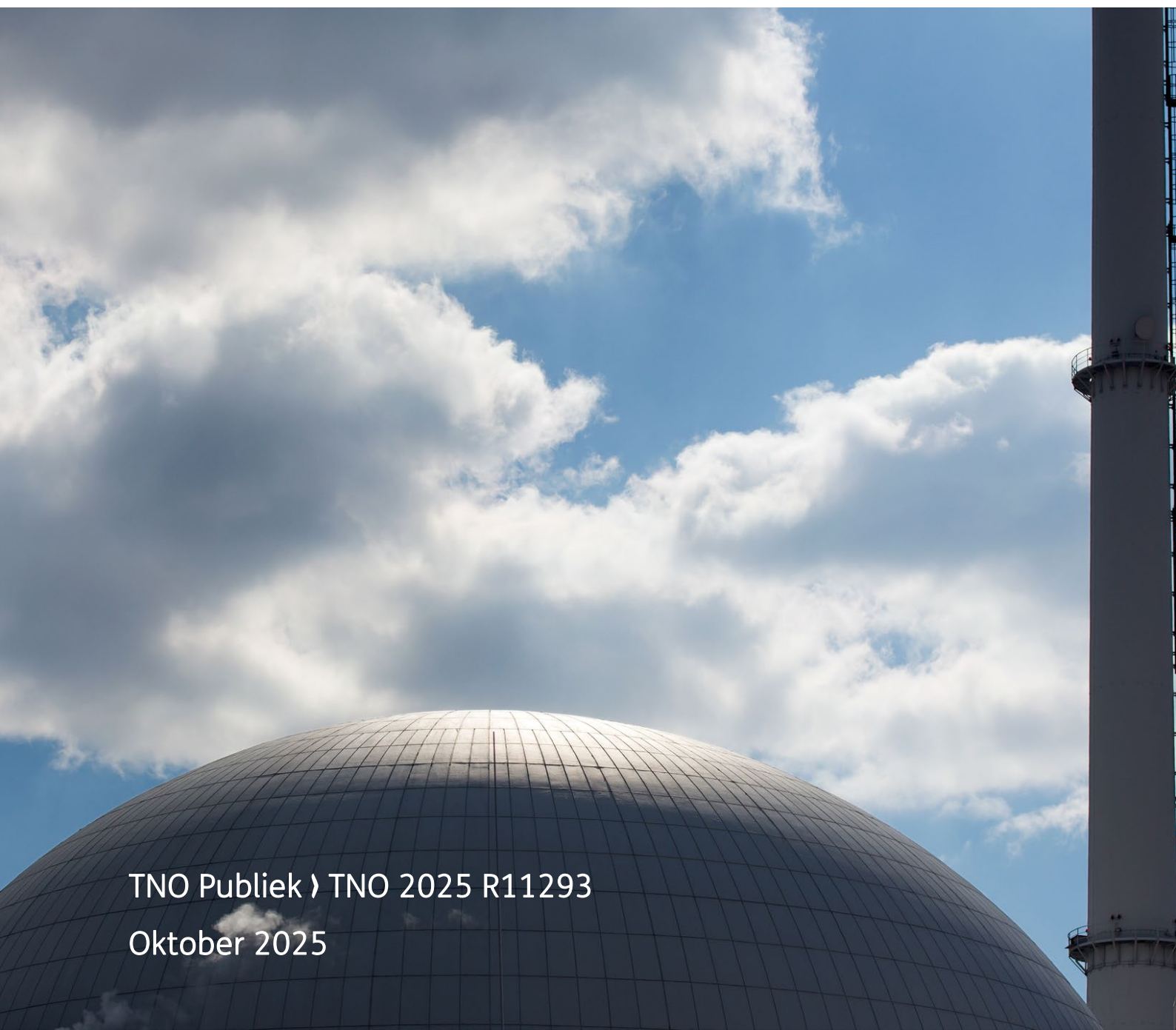


Systemkostenanalyse kernenergie

Impact van nieuwe kerncentrales op de kosten
van het energiesysteem

TNO Publiek › TNO 2025 R11293

Oktober 2025



TNO 2025 R11293 – Oktober 2025

Systeemkostenanalyse kernenergie

Impact van nieuwe kerncentrales op de kosten van het energiesysteem

Auteurs	Aart Kooiman, Rebeka Beres, Martin Scheepers, Noelia Martín Gregorio, Leonard Eblé (TNO) Rudi Hakvoort, Jos Meeuwsen (D-Cision)
Rubricering rapport	TNO Publiek
Aantal pagina's	142 (excl. voor- en achterblad)
Aantal bijlagen	4
Opdrachtgever	Ministerie van Klimaat en Groene Groei
Projectnaam	Systeemanalyse kernenergie
Projectnummer	060.63832

Alle rechten voorbehouden

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

© 2025 TNO

Inhoudsopgave

Management samenvatting	5
1 Inleiding.....	16
2 Onderzoeksopzet.....	18
2.1 Energiescenario's	18
2.2 Gebruikte energiemodellen	20
2.3 Inputparameters	21
2.4 Aanpak gevoeligheidsanalyses	29
2.5 Aanpak 'Overige systeemaspecten'	37
3 ADAPT en TRANSFORM met en zonder kernenergie	39
3.1 ADAPT	39
3.2 TRANSFORM.....	46
3.3 TRANSFORM – Minder competitief & import	53
4 Gevoeligheidsanalyse	59
4.1 Geen competitie tussen hernieuwbare energie en kernenergie	60
4.2 Gevoeligheidsanalyse meer of minder kerncentrales	61
4.3 Gevoeligheidsanalyses kerncentrales	63
4.4 Gevoeligheidsanalyses wind op zee	65
4.5 Gecombineerde gevoeligheidsanalyse wind op zee en kernenergie	67
4.6 Gevoeligheidsanalyses Flexibiliteit.....	70
4.7 Elektriciteitsinfrastructuur	71
4.8 Transitiestrategie buitenland	72
4.9 Industriële strategie buitenland.....	73
5 Overige systeemaspecten	75
5.1 Geopolitieke afhankelijkheid	75
5.2 Lang levend kernafval	76
5.3 Ruimtelijke voetafdruk.....	77
5.4 Veiligheid	78
5.5 Projectrisico's bouw kerncentrale	79
5.6 Draagvlak.....	79
5.7 Impact op elektriciteitsprijzen	81
5.8 Balanshandhaving en draaiende reserves.....	88
5.9 Kerncentrales 'achter de meter'	91
6 Discussie	92
6.1 Beleidsimplicaties van de resultaten	92
6.2 Elektriciteitsinfrastructuur	96
6.3 Handel in elektriciteit en waterstof	98
6.4 Methodologische beperkingen	101
7 Conclusies.....	103
Referenties.....	105

Bijlagen		
Bijlage A:	Energiemodellen	108
Bijlage B:	Parameters Energievraag	113
Bijlage C:	Energieprijzen	118
Bijlage D:	Watervalgrafieken uit hoofdstuk 3	119

Management samenvatting

Het Nederlandse kabinet heeft het voornemen de realisatie van nieuwe kerncentrales mogelijk te maken. Concreet gaat het daarbij om realisatie van vier grote kerncentrales met een vermogen tot 1,6 GW per stuk. Deze studie verkent scenario's waarin kernenergie wordt opgenomen in de elektriciteitsproductiemix en schat de impact op systeemkosten. Resultaten zijn scenario- en aannamengebaseerd en geen voorspellingen. De resultaten dienen als beleidsanalytische input onder de gehanteerde randvoorwaarden. Ten behoeve van deze studie wordt verondersteld dat de eerste twee kerncentrales in 2040 in bedrijf kunnen zijn en alle vier in 2050. Ten behoeve van verdere besluitvorming over overheidsondersteuning bij realisatie van deze kerncentrales heeft het ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) behoefte aan inzicht in de impact die het opnemen van kernenergie in de elektriciteitsproductiemix heeft op de kosten van het energiesysteem.

De hoofdvraag is of een energiesysteem met kernenergie lagere systeemkosten kent dan een systeem zonder kernenergie. Daarbij wordt verondersteld dat beide systemen dezelfde hoeveelheid elektriciteit kunnen produceren, zodat directe concurrentie ontstaat. Op verzoek van het ministerie is dit zo gesimuleerd als een uitruil tussen wind op zee en kernenergie, omdat beide een grote (investerings)opgave kennen. In deze studie betekent meer ruimte voor de één een lager potentieel voor de ander. Deze uitruil is geïntroduceerd in drie verschillende scenario's, waarbij in alle scenario's dezelfde klimaatdoelen gehaald worden.

- **ADAPT** is een scenario waarin voortgebouwd wordt op de huidige leefstijl, industriële productie en economische structuur met relatief veel ruimte voor fossiele brandstoffen en CCS, en relatief weinig ruimte voor hernieuwbare opwek.
- **TRANSFORM** is een scenario gedreven door een sterk milieubewustzijn en gevoel van urgentie voor klimaatdoelen. Derhalve zijn hier leefstijlveranderingen, transformatie van de zware industrie, een relatief hoge penetratie hernieuwbare opwek en relatief lage penetratie van CCS aangenomen.
- **TRANSFORM – Minder Competitief & Import** is een variant van het TRANSFORM-scenario waarin wordt uitgegaan van een verdere krimp van de zware industrie¹ in Nederland. In dit scenario produceert de basisindustrie tot 50% minder en wordt het toegestaan om halffabricaten te importeren in plaats van deze binnenlands te produceren uit primaire grondstoffen.

De kwalificaties zijn modelaannames om bandbreedtes te verkennen, ze impliceren geen voorkeur of prognose.

Naast het bepalen van de systeemkosten onderzoeken we welke factoren bepalend zijn voor de kosten en onzekerheden van een energiesysteem met of zonder kernenergie. In deze studie hebben we een aantal gevoeligheids- en what-if-analyses uitgevoerd. Onderstaande gevoeligheidsanalyse omvat onder meer²:

¹ Onder de zware industrie wordt in de context van deze studie de staalproductie, kunstmestproductie, raffinaderijen/brandstoffenproductie en organische basischemie verstaan.

² Selectie van analyses. Totaal staat benoemd in paragraaf 2.4, maar omvatten hiernaast het isoleren van het effect van SMR's, het toevoegen van minder of meer dan 4 kerncentrales, een lager potentieel voor wind op zee in 2035, gevoeligheid voor flexibiliteitstechnieken, het bouwen van kerncentrales in het binnenland, en een andere industriële of energietransitiestrategie in het buitenland

- **Geen competitie tussen wind op zee en kernenergie.** De potentiëlen van beide technologieën worden gedreven door andere factoren. Windenergie concurreert om ruimte met natuur, scheepvaart en visserij. Kernenergie kent beperkingen rond geschikte bouwlocaties, bouwtijd en financiering. Het één hoeft het ander dus niet uit te sluiten. In de gevoeligheidsanalyse is daarom verondersteld dat beide potentiëlen beschikbaar zijn.
- **Hogere investeringskosten en langere bouwtijd voor kernenergie.** Kerncentrales zijn in de westerse wereld complexe projecten. Historisch gezien leiden onder meer de vergunningsverlening en de technische complexiteit vaak tot vertragingen en kostenoverschrijdingen. Ook bij de bouw van de Sizewell-C centrale is recent bijna een verdubbeling van de investeringskosten geraamd (van 20 mld.£ naar 38 mld.£ - 11.875 £/kW) (Clun & Issimdar, 2025). In de gevoeligheidsanalyses is daarom gerekend met een verdubbeling van de investeringskosten (van 7.100 naar 14.200€/kW) en een vertraging van vijf jaar in de bouwtijd.
- **Hogere investeringskosten voor infrastructuur.** Netbeheerders krijgen steeds scherper zicht op de kosten van uitbreiding en versterking van het elektriciteitsnet. In de afgelopen jaren zijn de ramingen in opeenvolgende studies voortdurend naar boven bijgesteld. In het meest recente IBO-rapport (OpenOverheid.nl, 2024) wordt de benodigde investering tot 2040 geraamd op cumulatief 195 miljard euro. De modelwerkelijkheid waarmee de scenario's zijn doorerekend sluit hier nog niet goed op aan. Daarom is in een gevoeligheidsanalyse gerekend met hogere investeringskentallen in een poging deze realiteit beter te benaderen.
- **Herijkte parameters voor wind op zee.** In het afgelopen decennium zijn de kosten van wind op zee gedaald, maar recent worden weer kostenstijgingen waargenomen. Dit komt door technische tegenvallers en hogere materiaalkosten. Daarnaast wordt steeds duidelijker dat zog-effecten (de verstoring van de windstroming van de ene windturbine op de andere, en tussen windparken) de energetische opbrengst verlagen. Ook de hiervoor benoemde hogere netkosten kunnen wind op zee minder aantrekkelijk maken. In een what-if-scenario is daarom gerekend met een combinatie van hogere investeringskosten, lagere energetische efficiëntie en hogere netkosten.

Deze gevoeligheidsanalyses zijn uitgevoerd op een of meerdere van de scenario's.

Een bouwsteen voor beleidskeuzes: systeembrede kosten, geen totaalbeeld

Dit onderzoek kan goed gebruikt worden als systeembrede vergelijking ten behoeve van beleidsverkenning. In dit onderzoek beperken we ons daarom tot de systeemkosten: de totale kosten die gemaakt worden voor het Nederlandse energiesysteem. Dit is een nuttige maat om te beoordelen wat de impact is op de totale betaalbaarheid van het energiesysteem.

Tegelijkertijd heeft deze benadering duidelijke beperkingen:

- **Geen beoordeling ten behoeve van investeringsbeslissingen.** Systeemkosten geven slechts inzicht in de totale kosten, maar niet in de verdeling ervan over huishoudens, bedrijven, industrie en overheid. Dit onderscheid is essentieel, vooral met het oog op de financiering van kernenergie, die aanzienlijke publieke steun vereist. Private partijen zijn doorgaans terughoudend om te investeren in activa met een levensduur van 25 tot 50 jaar. Bovendien beïnvloeden kerncentrales de businesscase van andere investeringen in de

energiewaardenketen. Voor investeringsbeslissingen zijn daarom specifieke businesscase-analyses nodig — iets wat deze studie nadrukkelijk niet beoogt te zijn.

- **Geen volledige maatschappelijke kosten-baten analyse (MKBA).** Externaliteiten en maatschappelijke baten zijn niet meegenomen. Daarmee kunnen we geen uitspraak doen of eventuele extra systeemkosten opwegen tegen bredere maatschappelijke baten. Wel zetten we in het kader hierna deze studie in context van andere maatschappelijke voor- en nadelen.

Systeemkosten in perspectief: één van de puzzelstukjes in besluitvorming over nieuwe kerncentrales

Dit onderzoek beschouwt één van de puzzelstukjes in de keuze voor kernenergie. Eerdergenoemde besluitvorming vraagt om een veel breder perspectief. Om dit perspectief te schetsen, is in het kader van deze studie een inventarisatie gedaan van andere systeemaspecten die essentieel zijn om te beschouwen bij dergelijke besluitvorming. Deze inventarisatie is tot stand gekomen op basis van elementen die momenteel centraal staan in beleidsdiscussies en -analyses, opgehaald in een workshop met beleidsmakers en aangevuld met een beknopte literatuurstudie om het beeld te completeren. Deze inventarisatie heeft geen nieuwe kennis opgeleverd en is ook niet de focus van deze studie geweest, maar dient er puur toe om de resultaten van dit onderzoek binnen de juiste context te plaatsen. Dit levert een beeld op van maatschappelijke voor- en nadelen, die de politieke besluitvorming kunnen ondersteunen, zonder dat daarbij een weging wordt gemaakt tussen deze voor- en nadelen.

Een van de belangrijke maatschappelijke voordelen van extra kerncentrales in Nederland is diversificatie, en dus spreiding van risico's (bijv. geopolitiek en financieel). Het gaat hier bijvoorbeeld om diversificatie van de elektriciteitsmix, waardoor deze op meer verschillende energiebronnen en technologieën leunt. Kernenergie heeft unieke geopolitieke en financiële risico's, welke bijvoorbeeld anders zijn bij wind en zon. Ook heeft kernenergie een andere mondiale waardeketen dan hernieuwbare energie. Zo is kernenergie afhankelijk van andere materialen dan hernieuwbare elektriciteit. Al met al worden de financiële- en haalbaarheidsrisico's (bijv. geopolitiek en financieel) daarmee gespreid en de (geopolitieke) afhankelijkheid verkleind door kernenergie toe te voegen. Diversificatie verkleint daarmee de relatieve afhankelijkheid van één specifieke waardeketen, ook al blijven er binnen elke afzonderlijke keten buitenlandse invloeden bestaan. Een ander voordeel is dat kernenergie een kleinere ruimtelijke voetafdruk heeft dan zon en wind. Daarnaast is kernenergie niet weersafhankelijk. Daardoor heeft een energiesysteem met kernenergie in principe minder aanvullende inzet van flexibiliteitsopties nodig, zoals energieopslag (bijvoorbeeld batterijen) of waterstofgebruik in gascentrales voor piekproductie, evenals interconnectie en vraagrespons.³

Een nadeel is dat kerncentrales nucleair afval produceren, waarvan een deel langlevend is en vele generaties zal bestaan. Daarnaast is het risico van een nucleair ongeluk en/of een aanval op de nucleaire installaties niet uit te sluiten. Ook vraagt het neerzetten van een kerncentrale dat de overheid zelf grote financiële risico's op zich neemt. Het zijn grote projecten, en uit voorgaande ervaringen in de westerse wereld is gebleken dat het projectrisico reëel is, en kan leiden tot zowel kostenoverschrijdingen als vertraging totdat de kerncentrale operationeel is. Kerncentrales zijn mede hierdoor maar deels privaat financierbaar. Om deze projecten financierbaar te maken is altijd een grote publieke financieringscomponent nodig. Tot slot is de kennis en kunde die nodig is om een kerncentrale te bouwen en daarna te opereren, maar beperkt in Nederland of bij Nederlandse bedrijven aanwezig. Dit maakt de investering economisch minder aantrekkelijk, omdat een groot deel van de miljardeninvesteringen naar het buitenland verdwijnt.

³ Kerncentrales worden wereldwijd doorgaans als baseload ingezet. Bij een hoge penetratie van hernieuwbare energie leidt dit tot extra flexibiliteitsbehoefte vanwege gelijktijdige overschotten van zon en wind. Dit creëert prikkels om kerncentrales flexibeler te opereren. Hoewel dit technisch mogelijk is, gaat het ten koste van de economische efficiëntie. Daarom worden kerncentrales in veel modellen als baseload gemodelleerd; in deze studie is rekening gehouden met de inpassing naast andere bronnen.

Het effect op systeemkosten moet in deze context worden gezien. Als je een energiesysteem met en zonder kernenergie vergelijkt, hebben beide opties voor- en nadelen. Er is geen heilige graal, en het is en blijft een politieke keuze hoe systeemkosteneffecten uit dit rapport worden gewogen in het totale perspectief van bovenstaande voor- en nadelen.

Met de modellen OPERA en COMPETES-TNO is de analyse gestoeld op eerder opgebouwde kennis en ervaring

Tegelijkertijd met deze studie verschijnt een aparte publicatie (TNO & NRG, 2025) over de integratie van kernenergie in het energiesysteem. De beide onderzoeken hebben een ander onderzoeksdoel en andere onderzoeksvragen. Bovengenoemde publicatie richt zich op de impact van kernenergie op het energiesysteem en de energiemarkt, met aandacht voor onder meer de energiebalans, het opgestelde vermogen en de brandstofcyclus. Dit voorliggende onderzoek richt zich specifiek op de systeemkosten. Zowel voor de beantwoording van de verschillende onderzoeksvragen als om zo nauw mogelijk aan te sluiten bij de meest actuele beleidspraktijk zijn grotendeels andere modelruns en aannames gebruikt. De resultaten zijn hierdoor niet één-op-één vergelijkbaar. De datum van publicatie is echter in lijn met elkaar gebracht om te kunnen toetsen of het resulterende beeld consistent is. Dit is het geval: hoewel de studies getalsmatig afwijken liggen de uitkomsten in elkaars verlengde en vullen inzichten uit beide studies elkaar aan.

Voor het kwantificeren van systeemkosteneffecten hebben we gebruik gemaakt van twee complementaire modellen. In de basis zijn beide modellen optimalisatiemodellen. Zij optimaliseren het energiesysteem zodat deze aan alle gestelde randvoorwaarden voldoet én daarbij de laagst mogelijke systeemkosten hebben.

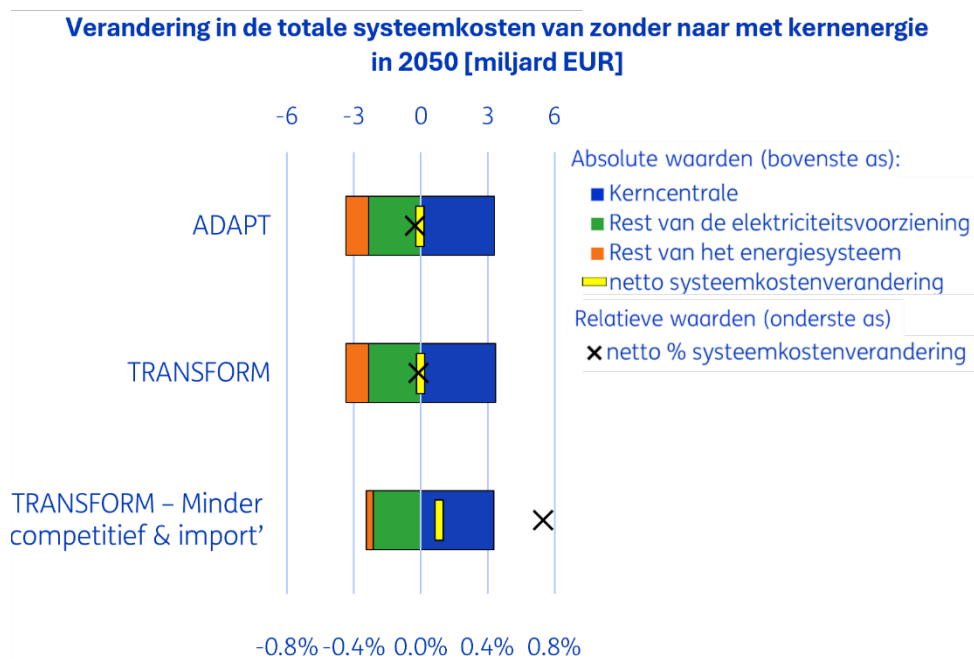
De kern van de analyse is gedaan met OPERA. De geografische focus van OPERA is het Nederlandse energiesysteem. Bijzonder aan OPERA is het hoge detailniveau aan technieken in het model. Op basis van invoerparameters, zoals het aantal woningen en het aantal voertuigkilometers, berekent OPERA de energievraag. Daarbij kunnen maatregelen aan de vraagzijde (zoals isolatie of elektrificatie) als optie gekozen worden. Daarnaast berekent OPERA de inzet van primaire energiebronnen en brengt het de omvang van de verschillende waardeketens in kaart, zoals elektriciteit, warmte en waterstof.

COMPETES-TNO is een Europees marktmodel, en is binnen deze studie gebruikt om de handel in elektriciteit en waterstof met het buitenland te simuleren. Dit is belangrijk, omdat het Nederlandse energiesysteem sterk verbonden is met andere landen. De handelsprijzen en -volumes met omliggende landen zijn berekend voor de scenario's ADAPT, TRANSFORM en TRANSFORM – Minder Competitief & Import. Dit is alleen gedaan voor een selectie van gevoeligheidsanalyses waarbij dit van specifiek belang was, zoals die gericht op de invloed van het buitenland (bijvoorbeeld een afwijkende industriële strategie of energietransitieaanpak in het buitenland).

Resultaten

De belangrijkste inzichten uit het onderzoek zijn hieronder samengevat. De bevindingen uit de scenario's ADAPT en TRANSFORM – beide met een relatief grote energievraag vanuit de industrie – blijken grotendeels overeen te komen. We presenteren deze daarom gezamenlijk. Vervolgens bespreken we de resultaten van het scenario TRANSFORM – Minder Competitief & Import waarbij de industriële vraag lager ligt. Tot

slot gaan we in op enkele aanvullende inzichten: de ontwikkeling van elektriciteitsprijzen, de gevolgen van het loslaten van productieplafonds en een belangrijke discussie over de interpretatie van infrastructuurresultaten. Alle resultaten worden gepresenteerd in jaarlijkse kosten. Deze omvatten alle kosten, zoals brandstofkosten, onderhoudskosten en investeringslasten. Investeringslasten worden hierin teruggerekend naar een jaarlijkse kapitaalslast⁴. Alle gerapporteerde kosten zijn reële prijzen met als basisjaar 2024.



Figuur S.1: Tornadografiëk van de verandering in totale energiesysteemkosten door het toevoegen van 4 kerncentrales aan het scenario zonder kernenergie in 2050. Drie toekomstige scenario's voor Nederland: ADAPT (onder meer: meer fossiel en groter CCS-potentieel, grotere zware industrie, voortzetting huidige leefstijl), TRANSFORM (meer hernieuwbaar, strikter in gebruik fossiel en CCS, iets kleinere industrie) en TRANSFORM – Minder competitief & meer import (industriële productie staal, chemie, raffinage en kunstmest daalt met ca. 50%, import van halffabricaten toegestaan).

Resultaten ADAPT en TRANSFORM (relatief grote industriële productie)

Er is er geen duidelijke winnaar: kernenergie en wind op zee zijn in deze scenario's wat betreft systeemkosten inwisselbaar

De competitie tussen kernenergie en wind op zee levert geen significante verschuiving van de systeemkosten op. Bij een pure vergelijking tussen een systeem met kernenergie en een systeem met wind op zee bedraagt het verschil in 2050 respectievelijk 18 en 52 mln.€/jaar (ADAPT/TRANSFORM; zie de bovenste twee staven in Figuur S.1). Relatief gezien komt dit overeen met een verschil van 0,01% tot 0,04% – niet onderscheidend met het oog op de onzekerheden binnen deze studie.

⁴ Hoewel leningen niet expliciet worden meegenomen, is het effect hetzelfde alsof voor de investering een lening is aangegaan tegen een maatschappelijke rente van 2,25%. Deze investering heeft na dit zichtjaar zowel een restwaarde als een resterende lening ter grootte van de restwaarde. In de context van deze studie zullen kerncentrales in 2050 een hogere resterende levensduur hebben dan bijvoorbeeld windmolens op zee, maar daardoor ook nog een langere periode hebben waarover de initiële investeringen nog terugbetaald moeten worden.

Opnemen van kernenergie in de elektriciteitsproductie zorgt voor een verplaatsing van kosten naar het elektriciteitssysteem

Door het opnemen van kernenergie wordt een groter deel van de systeemkosten bepaald door het elektriciteitssysteem⁵. Als er vier kerncentrales gebouwd worden, leidt dit tot 3,3 mld.€/jaar aan kosten. Als tegenhanger hiervan worden er minder investeringen gedaan in windturbines op zee, opslag en elektrische infrastructuur. Het netto effect zijn additionele kosten in de elektriciteitsketen. In 2050 nemen de kosten van het elektriciteitssysteem netto toe met 1,0/1,0 mld.€/jaar, ongeveer 1% van de totale systeemkosten (ADAPT/TRANSFORM; optelsom van blauw en groen in figuur 1.1)⁶. Veranderingen in hoe de elektriciteit wordt gebruikt, en hoe de rest van het energiesysteem wordt ingericht hebben een bijna precies even groot, maar tegengesteld effect (oranje in figuur 1.1). Dit komt doordat het model een optimalisatie uitvoert: kernenergie levert elektriciteit op momenten die het meest gunstiger zijn voor het totale systeem dan wind op zee, waardoor deze efficiënt kan worden ingezet. Deze effecten bestaan onder meer uit veranderingen in de handel in energie (zowel prijs als volume), besparings- en elektrificatiemaatregelen als elektrisch vervoer, warmtepompen en verdergaande isolatiemaatregelen, en een ander gebruik van aardgas (incl. (vermeden) infrastructuraanpassingen). Al met al hangt de precieze systeemrespons sterk samen met de scenariowereld – met zelfs tegengestelde effecten tussen ADAPT en TRANSFORM –, maar levert het in beide scenario's dus een marginaal voordeel op in het voordeel van het systeem met kernenergie.

Beschikbaarheid van additioneel productiepotentieel voor elektriciteit is zeer wenselijk

Binnen ADAPT en TRANSFORM zit het energiesysteem op de limiet van hoeveel productiepotentieel er beschikbaar is om het energiesysteem te laten werken. Er is in deze scenario's relatief veel energievraag voor de hoeveelheid duurzame productiemiddelen die het model tot zijn beschikking heeft.⁷ Het verder weghalen van productiecapaciteit dwingt het model zeer kostbare technologieën te selecteren om het systeem nog energie-efficiënter te maken. Daarentegen biedt het toevoegen van additionele productiecapaciteit de flexibiliteit om goedkopere, minder efficiënte technologieën te selecteren. Dit effect is niet specifiek voor kernenergie, maar treedt ook op bij het toevoegen van extra wind-op-zee-potentieel. Het gaat hier dus niet om een bijzondere uitkomst voor kernenergie, maar in algemene zin om het toevoegen van productiepotentieel voor CO₂-vrije elektriciteitsproductie.

Dit effect zien wij bij een aantal van de gevoeligheidsanalyses die we gedaan hebben:

- In het bijzonder geldt dit voor ADAPT in 2050. Het weghalen van het potentieel van 1 kerncentrale leidt tot 4,4 mld.€/jaar aan hogere systeemkosten en het weghalen van het potentieel voor 2 kerncentrales leidt zelfs tot 6,7 mld.€/jaar aan hogere systeemkosten.
- Toevoegen van 2,1 GW potentie voor small modular reactors (SMR) aan het systeem zonder kernenergie levert lagere systeemkosten van 1,3/0,9 mld.€/jaar op (ADAPT/TRANSFORM in 2050).

⁵ Elektriciteitssysteem is hier gedefinieerd als de technologie voor opwek, opslag, transport en distributie van elektriciteit. Import, export en andere flexibiliteitstechnieken zoals elektrolyse vallen onder de rest van het energiesysteem.

⁶ Alle genoemde bedragen in dit rapport zijn netto lasten voor het gehele systeem, en doen derhalve geen uitspraak over tariefimpact of verdeling van kosten over ketenpartijen

⁷ Dit blijkt in het model doordat al het beschikbare potentieel voor elektriciteitsopwekking (zoals wind, zon en kernenergie) volledig wordt benut. Daarbij wordt – zeker bij hernieuwbare bronnen – ook de benodigde inpassing gemodelleerd om vraag en aanbod in balans te houden, onder meer via opslag, vraagrespons en andere flexibiliteitsopties.

- Als uitgangspunt voor de basisberekeningen in het model geldt dat bij het toevoegen van 6 GW kernenergie het wind-op-zee-potentieel in het referentiescenario met 9,5 GW wordt verlaagd. Als het wind-op-zee-vermogen niet wordt bijgesteld, dus wanneer zowel de 6 GW kernenergie als de volledige 9,5 GW wind-op-zee beschikbaar zijn, leidt dit tot lagere systeemkosten van 1,1/1,3 mld.€/jaar (ADAPT/TRANSFORM in 2050).

Robuustheid onder ongunstige aannames, systeemrespons en meerkosten

We hebben een gevoeligheidsanalyse gedaan naar de verdubbeling van investeringskosten van grote kerncentrales – van 7.100€/kW naar 14.200€/kW. Dit leidt ertoe dat kernenergie bij de kostenoptimalisatie in zowel ADAPT als TRANSFORM in 2040 niet geselecteerd wordt, en bij TRANSFORM alleen voor een deel van het potentieel in 2050. De additionele systeemkosten in 2040 zijn 0,2/0,5 mld.€/jaar en 2,1/1,5 mld.€/jaar in 2050 (ADAPT/TRANSFORM). Het effect van een hogere WACC⁸ (6,5% i.p.v. 2,25%) is identiek hieraan.

Interessant is dat wanneer kernenergie ondanks de hogere kosten wordt geforceerd (d.w.z. niet door het model wordt geselecteerd maar als randvoorwaarde wordt meegegeven), dit uiteindelijk leidt tot circa 1,2 mld.€/jaar⁹ aan hogere kosten in 2050. Afhankelijk van het scenario resulteert dit in óf een vrijwel gelijke technologiemix, óf in een iets andere mix met zeer vergelijkbare systeemkosten. Dit laat zien dat de rol van kernenergie robuust is: zelfs bij ongunstige kostenaannames blijft de totale systeemconfiguratie nagenoeg gelijk, en blijven de meerkosten beperkt.

Hiernaast hebben we een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarbij de bouwtijd uitloopt. Daarbij is aangenomen dat hierdoor in zowel 2040 als in 2050 één centrale minder beschikbaar is, én dat de kapitaalslasten hoger worden door opgelopen financieringslasten. De systeemkosten worden hierdoor in 2040 0,1/0,2 mld.€/jaar (ADAPT/TRANSFORM) hoger en 0,4 mld.€/jaar (TRANSFORM) hoger in 2050. Het grootste deel hiervan wordt verklaard door de meerkosten van de kerncentrales, en niet door de aanpassing aan het systeem. Zoals benoemd in de bevindingen hierboven was het ADAPT-scenario in 2050 zeer gevoelig voor het weghalen van één kerncentrale – hetgeen leidde tot 4,5 mld.€/jaar aan hogere systeemkosten.

Ook de rol van wind op zee is robuust bij herijking van aannames wind op zee

We hebben een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarbij we zowel de investeringskosten van wind op zee verhogen van ca. 2.000 naar 2.900€/kW, als de capaciteitsfactor verlagen van 57% naar 47% én het offshore elektriciteitsnet 3,5 keer duurder maken (in lijn met de eerder beschreven gevoeligheidsanalyse). In de basisscenario's van ADAPT en TRANSFORM leidt dit er niet toe dat er minder wind op zee wordt gekozen. Wel zorgt dit voor een verhoging van de systeemkosten van 10,3 mld.€/jaar (TRANSFORM). Daarvan is 3,1 mld.€/jaar toe te schrijven aan het verhogen van de investeringskosten en de offshore infrastructuur. De overige 7,2 mld.€/jaar is toe

⁸ WACC staat voor Weighted Average Cost of Capital en wordt gebruikt door private investeerders om investeringsbeslissingen te beoordelen. Voor de berekening van nationale systeemkosten wordt in deze studie een discontovoet van 2,25% gehanteerd.

⁹ De additionele systeemkosten bij het geforceerd kiezen voor kernenergie zijn lager dan in het geval dat kernenergie niet wordt gekozen. Dit lijkt tegenintuïtief, maar komt voort uit de myopische aanpak van het model, dat optimaliseert per zichtjaar. In het scenario zonder kernenergie worden in 2040 investeringen gedaan, bijvoorbeeld in aardgascentrales, die in 2050 grotendeels niet meer worden benut. Deze investeringen dragen wel bij aan hogere systeemkosten op langere termijn.

te schrijven aan de respons van het systeem op het verminderde opwekpotentieel door de lagere capaciteitsfactor.

Ook de gevoeligheidsanalyse rond flexibiliteit geeft een robuust beeld over de inzet van wind op zee en kernenergie

We hebben een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd naar de kosten van flexibiliteit, waarbij de kosten van flexibiliteitstechnologieën in 2050 met 50% zijn verhoogd of verlaagd. Voor de industrie geldt bovendien dat het model de optie heeft om productiecapaciteit te overdimensioneren, zodat deze flexibel kan draaien. In deze what-if-analyse is die mogelijkheid met dezelfde bandbreedte ($\pm 50\%$) verruimd of juist beperkt.

We zien geen verandering in de opgestelde vermogens wind op zee of kernenergie. Het grootste deel van de verandering in de systeemkosten komt door het variëren van de kostenkanten. We zien in 2050 de systeemkosten variëren van -1,8 tot +1,4 mld.€/jaar bij ADAPT en -2,5 tot +2,1 mld.€/jaar bij TRANSFORM. De respons van het energiesysteem is verantwoordelijk voor een verandering van de systeemkosten van -0,9 tot +0,7 mld.€/jaar bij ADAPT en -0,8 tot +0,2 mld.€/jaar bij TRANSFORM.

Resultaten TRANSFORM – Minder Competitief & Import (relatief kleine industriële productie)

Het beperken van industriële productie leidt tot meer vrijheden om het systeem in te richten

We hebben de industrievariant van het scenario TRANSFORM doorgerekend, met een lagere productie van de zware industrie en een grotere import van halffabricaten ('Minder competitief & import'). Dit is relevant omdat in de basisvarianten ADAPT en TRANSFORM de industriële productie gelijk blijft en geen netto-import is toegestaan. Nederland moet in die scenario's dus alle benodigde energie zelf produceren, wat grote druk legt op de beschikbare energiebronnen. In de industrievariant daarentegen wordt uitgegaan van een kleinere industrie en wél de mogelijkheid tot import, waardoor het model meer vrijheden krijgt in de inrichting van het energiesysteem.

De keuze voor kernenergie leidt in deze variant tot 0,8 mld.€/jaar aan additionele systeemkosten

In TRANSFORM – Minder Competitief & import wordt er zowel minder wind op zee opgesteld (41 i.p.v. 61 GW t.o.v. het basisscenario) en worden er geen kerncentrales gebouwd. Wanneer het model als randvoorwaarde wordt meegegeven dat de kerncentrales wel gebouwd worden, verlaagt dit het opgestelde wind op zee vermogen naar 33 GW en verhoogt dit de systeemkosten met 0,8 mld.€/jaar in 2050 – oftewel 0,7% van de totale systeemkosten. In dit scenario is het model niet beperkt door de beschikbare productiecapaciteit, en wordt het volledige opwekpotentieel van bijvoorbeeld wind-op-zee of kernenergie niet benut. Onder deze omstandigheden leidt de inzet van wind op zee tot zichtbaar lagere totale systeemkosten dan een scenario waarin ook kernenergie wordt ingezet.

De gevoeligheidsanalyses 'herijking wind op zee' en 'investeringskosten kernenergie' laten zien dat de opgestelde vermogens in dit scenario sterk afhangen van de gemaakte aannames

Bij de variant met een kleinere productie van de zware industrie in Nederland zien we dat door het verhogen van de kosten van wind op zee kernenergie wordt verkozen boven wind op zee. In 2050 leidt dit ertoe dat het opgestelde vermogen wind op zee afneemt van 41 naar 12 GW, en in plaats daarvan worden voor 6 GW aan kerncentrales gebouwd. De kosten stijgen met 3,2 mld.€/jaar, wat voor 24% is toe te schrijven aan het verhogen van de investeringskosten en voor 76% aan de andere inrichting van het

energiesysteem. Binnen deze variant zijn ook de kosten van de kerncentrale verdubbeld. In 2050 stijgt het opgestelde vermogen wind op zee naar 14 GW en kernenergie daalt naar 2,1 GW. Dit staat in scherp contrast met de scenario's ADAPT en TRANSFORM, waar de opgestelde vermogens juist robuust bleken voor dezelfde gevoeligheidsanalyses. Het verschil komt doordat het model in de industrievariant meer vrijheid heeft om tussen technologieën te kiezen, omdat het minder elektriciteitsvraag kent.

Extra inzicht: Het effect van kernenergie op elektriciteitsprijzen verschilt per scenario

In deze paragraaf presenteren we een andere type analyse dan bij de voorgaande resultaten: hier worden elektriciteitsprijzen bekeken in plaats van totale systeemkosten. Deze elektriciteitsprijzen zijn verkregen in de modelleringscontext van een markt die uitsluitend op energie is gericht (energy-only markt), en weerspiegelt de Day-ahead-marktprijzen. De analyse richt zich op het effect van kernenergie op de prijsprofielen en gaat niet in op de winstgevendheid van de technologie, noch bepaalt zij de impact op de eindverbruikers.

Deze analyse is uitgevoerd op een beperkt deel van de modelruns, waardoor de conclusies over effecten op prijzen minder generiek zijn en sterk afhankelijk van aannames over flexibiliteit, de verhouding kern, wind en zon in binnen- en buitenland, en specifieke uren met extreem hoge of lage prijzen. De flexibiliteit die piekcentrales, zoals waterstofturbines, bieden, is bijvoorbeeld niet nodig als er kernenergie beschikbaar is, wat van invloed is op de elektriciteitsprijzprofielen. Belangrijk om te vermelden is dat de analyse gevoelig is voor een beperkt aantal uren met extreem hoge prijzen. Bovendien ontbreekt de weergave van negatieve prijzen. Daarom moet bij de interpretatie van de resultaten rekening worden gehouden met deze methodologische onzekerheid.

In de resultaten die binnen deze studie zijn uitgevoerd, beïnvloedt het toevoegen van kernenergie de elektriciteitsprijzen op twee manieren. Ten eerste leidt het tot minder uren met extreem lage prijzen. Normaal gesproken worden in deze uren de prijzen bepaald door wind- en zonne-energie, maar met kernenergie en minder wind en zon komen deze bijna-nulprijzen minder vaak voor. Kernenergie wordt dan de prijsbepalende bron (tussen 4 en 9% van de uren van het jaar, afhankelijk van het scenario). Ten tweede helpt kernenergie hoge elektriciteitsprijzen te dempen, doordat technologieën met hogere marginale kosten van productie - zoals gas- of waterstofturbines - worden verdrongen. Hierdoor nemen de piekprijzen in het systeem af.

Het netto-effect verschilt per scenario. In het TRANSFORM-scenario leidt de toevoeging van vier kerncentrales tot een gemiddelde prijsstijging van ongeveer € 4/MWh ten opzichte van de € 42/MWh in het scenario zonder kernenergie, als gevolg van deze vervanging van goedkopere bronnen zoals wind en zon¹⁰. In ADAPT en in de industrievariant overheerst daarentegen het prijsverlagende effect, met een daling van ongeveer € 1/MWh ten opzichte van respectievelijk € 56/MWh en € 50/MWh in het scenario zonder kernenergie. Het toevoegen van twee extra kerncentrales bovenop de geplande twee verlaagt de capture prijs voor kerncentrales zelf - de jaargemiddelde prijs voor de door kerncentrales geproduceerde elektriciteit - met circa 7€/MWh in TRANSFORM en circa 4€/MWh in ADAPT.

¹⁰ Merk de eerder genoemde methodologische beperkingen op: zoals zonder inachtnaam van negatieve prijzen en met gevoeligheid voor enkele uren met extreem hoge prijzen

Het beschreven nucleaire effect leidt ook tot een lagere waargenomen prijsvolatiliteit: een vlakker prijsverloop met minder extremen. Het is belangrijk te benadrukken dat dit effect optreedt wanneer kernenergie zich gedraagt als een lastvolgende technologie en reageert op gebeurtenissen waarbij er een overschot aan hernieuwbare energie is door de productie ervan te verlagen.

Zoals ook blijkt uit de W+B-studie¹¹, benadrukt dat beleidskeuzes over kernenergie in omliggende landen, zoals Duitsland, België, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk, een grote invloed hebben op de Nederlandse elektriciteitsprijzen. De W+B-studie houdt rekening met die onzekerheid door twee mogelijke Europese toekomstbeelden te analyseren, gebaseerd op de ENTSO-E TYNDP 2022- en TYNDP 2024-scenario's. Specifieke beleidsbeslissingen over kernenergie in buurlanden zijn hierbij echter niet expliciet meegenomen, terwijl dergelijke keuzes wel een aanzienlijke invloed kunnen hebben op de grensoverschrijdende elektriciteitshandel en de Nederlandse elektriciteitsprijzen.

Methodologische beperking: Voordelen voor de elektriciteitsinfrastructuur zijn met de huidige versie van het model niet valide te analyseren

Een relevante vraag is wat de impact is van het toevoegen van kernenergie op de kosten voor elektriciteitsinfrastructuur. Het is voorstelbaar dat - doordat kernenergie op land wordt geproduceerd en door het vlakke elektriciteitsproductieprofiel - er een kostenvoordeel ontstaat in de verzwarende van de elektriciteitsinfrastructuur ten opzichte van het systeem zonder kernenergie met extra wind op zee. Deze vraag is onderzocht, maar we hebben geconcludeerd dat het OPERA-model op dit moment niet geschikt is om daar uitspraken over te doen.

In OPERA zit een beperkte netwerktopologie met 14 regio's (7 onshore, 7 offshore). Uit een vergelijking met de resultaten van het IBO (Tweede Kamer, 2025) is gebleken dat de netwerkkosten in OPERA circa 4,5 keer lager liggen. Dit ligt niet aan de gebruikte kostenparameters, maar aan de modellering zelf en heeft verbetering van het model. Er loopt een project van TNO en PBL om de netwerkberekeningen in OPERA te verbeteren. Daarnaast is er ook behoefte aan een model met een gedetailleerdere topologie, zodat de impact van keuzes op elektriciteitsinfrastructuur en strategieën om hier kostenvoordelen te behalen kunnen worden onderzocht. TNO heeft het ontwikkelen van een dergelijke functionaliteit voor de Nederlandse kennisbasis toegevoegd aan haar modellenstrategie.

Om toch een indicatie te geven van de mogelijke impact: wanneer de netwerkkosten op zee in lijn zouden liggen met de IBO-inschattingen, zou dit bij circa 9,5 GW windenergie neerkomen op een orde van grootte van 400 mln.€/jaar. Op basis van eerdere modelresultaten waarbij de kosten voor wind op zee zijn verhoogd, is te verwachten we dat de resultaten voor de scenario's ADAPT en TRANSFORM robuust zijn tegen dit effect. Voor het scenario TRANSFORM – Minder Competitief & Import zou de verhouding tussen de inzet van wind op zee en kernenergie wel gevoelig kunnen zijn voor een dergelijke variatie.

Concluderend

De analyses laten zien dat de robuustheid van kernenergie en wind op zee sterk afhankelijk is van het scenario en de mate van vrijheid in de systeeminrichting. In de basisscenario's ADAPT en TRANSFORM – met een relatief grote industriële vraag – is

¹¹ <https://hcass.nl/wp-content/uploads/2022/10/Scenario-study-Nuclear-Energy-Conclusions-and-Summary.pdf>

vrijwel al het beschikbare opwekpotentieel nodig om aan de energiebehoefte te voldoen. Het weghalen van potentieel dat hard nodig is, leidt tot aanzienlijke additionele systeemkosten, terwijl het toevoegen van extra potentieel juist kosten kan reduceren. In deze scenario's is er geen duidelijk kostenvoordeel voor wind op zee of kernenergie, en het volledige potentieel van beide technologieën wordt benut. Het benutten van dit potentieel blijft robuust, zelfs bij gevoeligheidsanalyses met herijkte aannames voor zowel wind op zee als kernenergie.

In de variant TRANSFORM – Minder Competitief & Import is de industriële vraag lager en is import van halffabricaten toegestaan, waardoor er meer flexibiliteit is in de inrichting van het energiesysteem. Hierdoor kan de inzet van kernenergie in de basisruns aanzienlijke extra systeemkosten veroorzaken, en de hoogte van het opgestelde vermogen van kernenergie en wind op zee hangt sterk af van aannames over kosten, potentieel en flexibiliteit. Dit geldt voor de aannames rond kernenergie en wind op zee zelf, en is ook goed voorstelbaar voor gerelateerde technieken zoals de elektriciteitsinfrastructuur. Andere, even realistische aannames kunnen deze uitkomsten doen kantelen.

Een belangrijk inzicht is dat de omvang en samenstelling van de industriële vraag exemplarisch zijn voor de balans tussen hoeveel aanbodpotentieel nodig is en hoeveel ruimte het systeem heeft. Andere factoren die deze verhouding beïnvloeden – zoals de beschikbaarheid en import van biobased grondstoffen en brandstoffen – kunnen de balans in resultaten ook weer verschuiven. Grotere inzet van biobased kan de elektriciteitsvraag vanuit de industrie verlagen en biedt bovendien mogelijkheden voor negatieve emissies. Daarmee kan ook de optimale mix van kernenergie, wind op zee en andere technologieën ingrijpend veranderen.

Het onderscheidende element tussen de scenario's is dus de industriële vraag en de mogelijkheid tot import: bij een kleinere industriële vraag en importvrijheid is de systeeminrichting flexibeler, waardoor de resultaten gevoeliger zijn voor aannames. Bij beperkte keuzevrijheid (ADAPT en TRANSFORM) zijn de keuzes voor volledige benutting van kernenergie en wind op zee robuust en kosten-efficiënt, terwijl bij meer flexibiliteit (Minder Competitief & Import) de effecten sterk contextafhankelijk zijn.

1 Inleiding

Aanleiding en context

Het Nederlandse kabinet heeft het voornemen de realisatie van nieuwe kerncentrales mogelijk te maken. Concreet gaat het daarbij om realisatie van 4 grote kerncentrales met een vermogen tot 1,6 GW per stuk. Ten behoeve van deze studie wordt verondersteld dat de eerste twee kerncentrales in 2040 in bedrijf kunnen zijn en alle vier in 2050. Ten behoeve van verdere besluitvorming over overheidsondersteuning bij realisatie van deze kerncentrales heeft het ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) behoefte aan inzicht in de impact die het opnemen van kernenergie in de elektriciteitsproductiemix heeft op de kosten van het energiesysteem. De vraag is of de maatschappelijke kosten van een energiesysteem met kernenergie lager zijn dan die zonder kernenergie, door welke factoren die worden bepaald en de mate van onzekerheden daarbij.

In de afgelopen jaren zijn onderzoeken verschenen naar de mogelijke rol van kernenergie in het toekomstige Nederlandse elektriciteitssysteem. In aanvulling op de Integrale Infrastructuurverkenning 2050 van de Nederlandse netbeheerders in 2021 (II3050) is, op verzoek van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat, onderzoek uitgevoerd naar systeemeffecten en kosten van nieuwe kerncentrales in het energiesysteem van 2050 (Kalavasta en Berenschot, 2022). In 2022 heeft dit een vervolg gekregen in een Scenariostudie kernenergie (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022). In deze studie is onderzocht hoe kernenergie zich verhoudt tot andere CO₂-vrije vormen van elektriciteitsproductie en welke invloed kernenergie heeft op de kosten van het Nederlandse energiesysteem. Vanaf 2022 zijn nieuwe kerncentrales ook opgenomen in verschillende scenariostudies die leiden tot een klimaatneutraal energiesysteem voor Nederland in 2050 van de Nederlandse Netbeheerders (Netbeheer Nederland, 2023) (Netbeheer Nederland, 2025), Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) (Daniëls & Strengers, 2024) en TNO (Scheepers, et al., 2022), (Scheepers, et al., 2024).

Doel van het onderzoek

Doel van dit onderzoek is inzicht te bieden in het kostenverschil van het Nederlandse energiesysteem in 2040 en 2050 met en zonder kernenergie. Deze verschillen in systeemkosten worden bepaald door enerzijds verschillen in de productiekosten van elektriciteit en anderzijds verschillen in kosten van flexibiliteitsopties, netwerkkosten, import/export van elektriciteit en kosten aan de vraagzijde door meer/minder elektrificatie in de gebruikssectoren.

Aanpak

In dit onderzoek worden systeemkosten van een toekomstig energiesysteem voor Nederland berekend. Systeemkosten worden in het kader van deze studie gedefinieerd als de nationale kosten. Nationale kosten is een begrip dat bij uitstek geschikt is om de effectiviteit van een duidelijk afgebakende technische maatregel voor Nederland te vergelijken. CE-Delft heeft op verzoek van het PBL een werkwijze ontwikkeld om nationale kosten uit te rekenen (Juijn, Blom, & De Vries, 2023). Een aantal elementen wordt hierbij buiten beschouwing gelaten, zoals indirecte effecten, niet-financiële aspecten, buitenlandse effecten, subsidies en belastingen, de verdeling van kosten of opbrengsten onder gebruikers of het ontstaan van nieuwe marktevenwichten. Het is

hiermee dan ook expliciet geen welvaartsanalyse. Ook blijven in dit onderzoek implicaties op het gebied van onder meer ruimtegebruik, ecologische impact, geopolitieke aspecten (veiligheid, proliferatierisico's) buiten beschouwing.

Energiesysteemmodellen die een toekomstig energiesysteem berekenen op basis van de laagste systeemkosten kunnen worden gebruikt voor analyses naar de impact van kernenergie op de systeemkosten. In de Scenariostudie kernenergie (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022) is hiervoor het energiesysteemmodel PyPSA gebruikt dat het Europese elektriciteitssysteem omvat inclusief waterstof (Hörsch, Hofmann, Schlachtberger, & Brown, 2018). PBL en TNO gebruiken voor hun scenariostudies het OPERA-model, een kostenoptimalisatiemodel van het Nederlandse energiesysteem (Daniëls & Strengers, 2024) (Scheepers, et al., 2024). Vergeleken met het PyPSA-model dat zich voornamelijk richt op elektriciteit en waterstof, omvat het OPERA-model het hele energiesysteem, alle vormen van energieproductie en het energieverbruik in de verschillende eindgebruikerssectoren. Het meenemen van de eindgebruikerssectoren in het bepalen van de systeemkosten is relevant omdat het toevoegen van kernenergie als extra energiebron voor elektriciteitsproductie invloed kan hebben op de hoeveelheid elektriciteit die in de eindgebruikerssectoren en voor waterstofproductie wordt ingezet. De geografische begrenzing van het OPERA-model is Nederland, inclusief het Nederlandse deel van de Noordzee. Voor het bepalen van import en export van elektriciteit en waterstof met omliggende landen wordt OPERA gekoppeld aan het COMPETES-TNO model waarmee de Europese markt voor elektriciteit en waterstof wordt gemodelleerd.

Voor deze systeemkostenanalyse is gebruik gemaakt van twee scenario's die TNO heeft ontwikkeld voor het uitvoeren van scenariostudies: ADAPT en TRANSFORM. Ook wordt een industrievariant gebruikt waarbij, ten opzichte van het TRANSFORM-scenario, de omvang van de zware industrie kleiner is als gevolg van internationale concurrentie (Scheepers, et al., 2024).

De systeemkostenanalyse kernenergie bouwt voort op een onderzoek naar de integratie van kernenergie in het energiesysteem dat TNO in samenwerking met NRG PALLAS heeft uitgevoerd (Scheepers, et al., 2025). Daarin zijn een aantal andere onderzoeksvragen met betrekking tot het energiesysteem en de nucleaire brandstofketen onderzocht. Dit onderzoek wordt gelijktijdig gepubliceerd met dit onderzoek naar de impact van nieuwe kerncentrales op de kosten van het energiesysteem.

Leeswijzer

Na deze inleiding wordt in Hoofdstuk 2 eerst ingegaan op de onderzoekopzet. Hierin worden de gebruikte scenario's en modellen geïntroduceerd, de gebruikte aannames en randvoorwaarden toegelicht en de aanpak ten aanzien van gevoeligheidsanalyses beschreven.

In Hoofdstuk 3 worden de resultaten voor de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's met en zonder nieuwe kerncentrales gepresenteerd en toegelicht. Vervolgens worden in Hoofdstuk 4 de resultaten van de gevoeligheidsanalyses gepresenteerd en besproken.

Hoofdstuk 5 geeft een kwalitatieve beschouwing ten aanzien van overige systeemaspecten waaronder de mogelijk gevolgen voor balanshandhaving en draaiende reserves. Het rapport sluit af met een discussie van de onderzoeksresultaten en conclusies in Hoofdstuk 6.

2 Onderzoeksopzet

De voor de systeemkostenanalyse gebruikte energiescenario's worden toegelicht in paragraaf 2.1 en de gebruikte energiemodellen (OPERA en COMPETES-TNO) in paragraaf 2.2. De belangrijkste aannames ten aanzien van inputparameters en randvoorwaarden voor de scenario's worden toegelicht in paragraaf 2.3. Paragraaf 2.4 beschrijft de opzet van de gevoeligheidsanalyses waarmee onzekerheden in de systeemkostenanalyse zijn onderzocht.

2.1 Energiescenario's

Toekomstige transitiepaden voor een klimaatneutraal Nederlands energiesysteem kunnen worden onderzocht met behulp van scenario's. Scenario's beschrijven de mogelijke ontwikkeling van het energiesysteem op basis van een samenhangende set van realistische aannames en randvoorwaarden. Voor deze studie zijn twee door TNO opgestelde energiescenario's gebruikt: ADAPT en TRANSFORM (Scheepers, et al., 2024). Deze energiescenario's zijn gebaseerd op verschillende toekomstvisies voor het Nederlandse energiesysteem. In beide visies (zie Box 1) is het doel om de uitstoot van broeikasgassen met 55% te verminderen in 2030 en om broeikasgasneutraliteit te bereiken in 2050.

Box 1 – Toekomstvisies

ADAPT

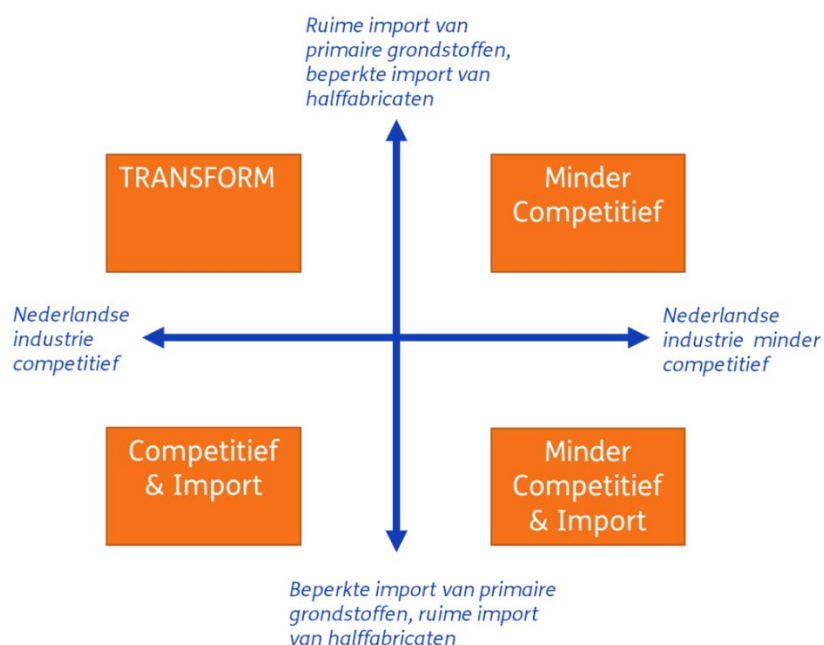
- Nederland en EU halen de doelstellingen voor broeikasgasreductie in 2030 en 2050.
- Behoud van huidige levensstijl.
- Industriële productie en economische structuur blijven grotendeels hetzelfde.
- Nationale en lokale overheden nemen het voortouw.
- Aanpassing van het energiesysteem en industriële processen om het doel te bereiken.
- Structurele veranderingen na 2050.
- Fossiele brandstoffen blijven gebruikt worden in combinatie met toepassing van CO₂-opslag.
- Geringe ambities om chemicaliën en plastics en bunkerbrandstoffen te verduurzamen.

TRANSFORM

- Nederland en EU halen de doelstellingen voor broeikasgasreductie in 2030 en 2050.
 - Sterk milieubewustzijn en gevoel van urgentie in de samenleving leidt tot leefstijlverandering.
 - EU en Nederland stimuleren innovaties.
 - Individuele en collectieve initiatieven door burgers en bedrijven.
 - De overheid heeft een stimulerende en faciliterende rol.
 - Ambitieuze transformatie van het energiesysteem, transitie van zware industrie, resulterend in lagere industriële productie en energieverbruik, groei van de dienstensector.
 - Een beperkt gebruik van CO₂-opslag.
 - Chemicaliën en kunststoffen op basis van circulaire koolstof alsmede bunkerbrandstoffen worden verduurzaamd.
-

De bevolkingsgroei en de omvang van de Nederlandse economie zijn in beide scenario's hetzelfde. De manier waarop de doelstellingen worden bereikt, is verschillend. De twee scenario's verschillen met name in intrinsieke motivatie en draagvlak voor verandering bij overheid, burgers en bedrijven. Zo zorgt leefstijlverandering in TRANSFORM in vergelijking met ADAPT voor een lagere vraag naar energie, mobiliteit en producten. Ook zijn er belangrijke verschillen ten aanzien van de maximale hoeveelheid CO₂ die jaarlijks kan worden opgeslagen (wat leidt tot direct CO₂-emissiereductie of via negatieve emissies tot compensatie van restemissies van broeikasgassen), de ambities bij het verduurzamen van de brandstoffen voor internationale lucht- en scheepvaart (die buiten de Nederlandse emissiedoelstelling vallen) en ambities voor verduurzaming van de grondstoffen voor chemicaliën en plastics (waarvan scope 3 emissies van geëxporteerde producten ook buiten de Nederlandse emissiedoelstelling vallen).

In één van de gevoeligheidsanalyses wordt verondersteld dat de omvang van de zware industrie (staal, raffinaderijen, kunstmest en organische basischemie) krimpt als gevolg van internationale concurrentie. In de TNO-scenariostudie van 2024 zijn ten opzichte van het TRANSFORM-scenario drie industrievarianten opgesteld waarbij wordt verondersteld dat de Nederlandse industrie in de toekomst minder competitief is ten opzichte van de buitenlandse concurrentie. Daarnaast wordt verondersteld dat, in plaats van producten te maken uit primaire grondstoffen, deze producten uit geïmporteerde halffabricaten worden gemaakt waarbij de meest energie-intensieve stap van de productie in het buitenland plaatsvindt. Combinatie van deze veronderstellingen resulteert in drie industrievarianten ten opzichte van het TRANSFORM-scenario (zie Figuur 2.1). In deze studie wordt de industrievariant Minder Competitief & Import gebruikt als scenario, waarbij zowel de industrie zowel minder competitief is als halffabricaten kan importeren.



Figuur 2.1: Industrievarianten

De vraag naar elektriciteit en waterstof in omliggende landen is ontleend aan scenario's die zijn opgesteld door de associaties van Europese netwerk- en transmissiesysteembeheerders voor elektriciteit en gas (ENTSO-e & ENTSG). Er is

gebruikt gemaakt van het Distributed Energy scenario uit het Ten Year Network Development Plan (TYNDP), edities 2022 en 2024 (ENTSO-e & ENTSG, 2022), (ENTSO-e & ENTSG, 2024). Het Distributed Energy scenario is gebaseerd op een toekomstbeeld waarin de CO₂-reductiedoelstellingen van de Europese landen in 2030 en 2050 worden behaald, met een nadruk op een gedecentraliseerde aanpak.

2.2 Gebruikte energiemodellen

Het toekomstige energiesysteem volgens de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's met en zonder nieuwe kerncentrales is berekend met het OPERA-model. OPERA is een model van het Nederlandse energiesysteem. Het model berekent een energiesysteem waarmee aan de vraag naar goederen, diensten en energie en de doelstelling voor emissies van broeikasgassen (BKG) kan worden voldaan op basis van laagste jaarlijkse systeemkosten. Deze systeemkosten zijn gebaseerd op de nationale kosten methodiek en bestaan uit de som van geannualiseerde investeringskosten op basis van de technische levensduur en een maatschappelijke discontovoet van 2.25%, jaarlijkse operationele kosten en energiekosten (of baten in geval van export). Voor een nadere beschrijving van het OPERA-model (systeemgrenzen, onderscheiden sectoren, algoritme, invoerparameters, resultaten) wordt verwezen naar Bijlage A.

Met OPERA wordt het Nederlandse energiesysteem berekend voor de periode 2030 tot en met 2050 in stappen van vijf jaar. Ten behoeve van deze studie wordt verondersteld dat de eerste twee kerncentrales in 2040 in bedrijf zullen zijn en alle vier in 2050. De kostenanalyse zullen zich daarom richten op die jaren.

Evenals nu het geval is, zal het toekomstige Nederlandse energiesysteem verbonden zijn met die van ons omringende landen via transmissieverbindingen over land en over zee. De scenario's veronderstellen dat naast elektriciteit ook uitwisseling van waterstof zal plaatsvinden. Voor het bepalen van de import- en exportstromen van elektriciteit en waterstof met bijbehorende prijzen voor elk uur van het jaar, is het OPERA-model gekoppeld aan het Europese energiemarktmodel COMPETES-TNO. Op basis van de vraag naar elektriciteit en waterstof volgens de TYNDP-scenario Distributed Energy zijn met het COMPETES-TNO model de investeringen in extra productiecapaciteit en flexibiliteit voor andere EU-landen bepaald (voor Nederland zijn deze capaciteiten bepaald met OPERA). Het COMPETES-TNO-model wordt beschreven in Bijlage A. Een beschrijving van de modelkoppelingsprocedure is te vinden in (Scheepers, et al., 2025).

Systematiek van jaarlijkse kosten

In deze studie worden alle kosten uitgedrukt in jaarlijkse bedragen. Een deel van de kosten heeft van nature al dit karakter, zoals brandstofuitgaven of operationele en onderhoudskosten. Voor investeringskosten – die in werkelijkheid aan het begin van de levensduur van een installatie worden gemaakt – wordt gerekend met een jaarlijkse kapitaallast. Dit betekent dat de totale investering over de technische levensduur wordt uitgespreid, waarbij ieder jaar hetzelfde bedrag aan aflossing en financieringslasten wordt toegerekend. Hiervoor wordt een maatschappelijke rentevoet van 2,25% toegepast. Deze systematiek is vergelijkbaar met het aangaan van een lening met een looptijd gelijk aan de technische levensduur van de betreffende technologie.

Bij het laatste zichtjaar van de berekeningen kan er nog een resterende waarde aanwezig zijn van activa die niet volledig zijn afgeschreven. Hier staat echter een overeenkomstige restschuld tegenover, waardoor deze effecten elkaar opheffen. Alle gerapporteerde bedragen zijn reëel en uitgedrukt in euro's met 2024 als basisjaar.

2.3 Inputparameters

Voor deze systeemkostenanalyse wordt voortgebouwd op een analyse die is uitgevoerd naar de integratie van kernenergie in het Nederlandse energiesysteem waarvoor ook de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's zijn doorgerekend, inclusief de koppeling met het COMPETES-model. Hieronder wordt een overzicht gegeven van de belangrijkste inputparameters, en inputparameters die in deze systeemkostenanalyse anders zijn dan in de integratiestudie. Voor meer gedetailleerde informatie over de gebruikte inputparameters wordt verwezen naar het rapport 'Integration of nuclear energy in the energy system' (Scheepers, et al., 2025).

De invoerparameters die worden gebruikt voor de energiemodellen OPERA en COMPETES-TNO en hierna worden toegelicht hebben betrekking op de energievraag, brandstofprijzen, toegepaste randvoorwaarden en technisch-economische parameters van kerncentrales en andere technologieën.

Energievraag

De gebruikte inputparameters met betrekking tot de energievraag zijn gebaseerd op projecties uit de Klimaat- en Energieverkenning 2022 (PBL, 2022). De energievraag voor verschillende eindgebruikerssectoren wordt bepaald op basis van de omvang van activiteiten (d.w.z. de vraag naar diensten), zoals aantal woningen, vloeroppervlak van kantoren en bedrijfsgebouwen, personen- en vrachtkilometers en de productie van industriële producten. Deze informatie wordt aangevuld met gegevens over de energievraag voor een aantal andere activiteiten. De gebruikte inputparameters voor de vraag gaan uit van een gelijke demografische ontwikkeling van de Nederlandse bevolking in beide scenario's. Ook voor de economische ontwikkeling wordt voor beide scenario's uitgegaan van dezelfde bbp-groei van 1,7% per jaar. Om de veronderstelde gedragsveranderingen in het TRANSFORM-scenario te weerspiegelen, wordt ten opzichte van ADAPT uitgegaan van een afname van de mobiliteitsvraag, een lagere industriële productie in de meeste industriële subsectoren en een lagere landbouwproductie. Om de lagere economische activiteit in de industrie- en landbouwsector te compenseren, gaat TRANSFORM ervan uit dat de dienstensector groter wordt dan in het ADAPT-scenario. De gebruikte parameterwaarden voor ADAPT en TRANSFORM zijn te vinden in Tabel B.1 van Bijlage B.

De industrievariant Minder Competitief & Import gaat uit van een krimp in vier industrie sectoren en import van halffabricaten. Hieronder worden de veronderstellingen voor deze industrievariant kort toegelicht; voor een meer uitgebreide beschrijving wordt verwezen naar (Scheepers, et al., Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050 - Scenario update and scenario variants for industry, 2024). De inputparameters voor de industrievariant Minder Competitief & Import worden weergegeven in Tabel B2 van Bijlage B.

- **Raffinaderijen:** In TRANSFORM wordt er vanuit gegaan dat de Nederlandse raffinaderijen de Europese markt blijven bedienen. Terwijl fossiele raffinaderijen krimpen, worden er raffinaderijen voor hernieuwbare energie gebouwd. In de industrievariant is de brandstoffenproductie van de raffinaderijen gehalveerd ten opzichte van TRANSFORM. Bovendien wordt een deel van de brandstoffen geproduceerd uit geïmporteerde halffabricaten zoals biopyrolyse-olie en bio-ethanol. Synthetische brandstoffen worden voor een deel geproduceerd met geïmporteerde waterstof. Dit aandeel wordt bepaald door de prijs van geïmporteerde waterstof.
- **Organische basischemie** (high value chemicals ¹²): Het TRANSFORM-scenario gaat ervan uit dat door circulaire strategieën de vraag naar nieuwe kunststoffen zal verminderen die uit high value chemicals worden geproduceerd. In de industrievariant neemt door buitenlandse concurrentie de productie van deze high value chemicals in Nederland verder af. Het gebruik van gerecyclede plastics (chemische recycling) is in TRANSFORM gelimiteerd tot het binnenlandse aanbod. In de industrievariant vervalt deze restrictie en neemt de input van gerecyclede plastics toe door import vanuit andere Europese landen.
- **Staalproductie:** in TRANSFORM wordt verondersteld dat een geleidelijke transitie naar ijzerproductie op basis van direct reduced iron (DRI), eerst met aardgas en vanaf 2040 met waterstof. Voor de staalproductie wordt een elektrische vlamboogoven gebruikt. In de industrievariant krimpt de staalproductie ten opzichte van TRANSFORM met 50%. Staalproductie is volledig gebaseerd op geïmporteerde hot briquetted iron (HBI), dat wil zeggen dat geen ombouw van hoogovens naar DRI plaatsvindt. Daarnaast wordt verondersteld dat het schrootgehalte wordt verhoogd naar 30% zonder dat de kwaliteit van het geproduceerde staal verminderd.
- **Kunstmestindustrie:** De productie van ammoniak voor het maken van kunstmest neemt in TRANSFORM geleidelijk af. Een klein deel (15%) van de ammoniak wordt in TRANSFORM geïmporteerd. De industrievariant veronderstelt dat door buitenlandse concurrentie één van de twee kunstmestfabrieken sluit. Dit reduceert de vraag naar ammoniak voor kunstmestproductie verder. In de industrievariant wordt deze vraag bovendien volledig gedekt door geïmporteerde ammoniak geproduceerd uit groene waterstof. De ammoniakproductie in Nederland voor kunstmestfabricage wordt beëindigd.

Brandstofprijzen

Voor brandstoffen die van buiten het energiesysteem worden geleverd zijn voor OPERA en COMPETES-TNO prijzen gebruikt uit verschillende prijsprojecties. De prijzen voor fossiele brandstoffen zijn gebaseerd op een advies van de Europese Commissie (European Commission, 2022). De prijzen voor verschillende soorten biomassa zijn ontleend aan de Klimaat- en Energieverkenning 2022 (PBL, 2022). De prijzen die voor

¹² High value chemicals (HVC's) zijn olefinen (bijvoorbeeld etheen, propen en butadien) en aromaten (bijvoorbeeld benzeen, xyleen en toluen) die worden geproduceerd in de organische basischemie.

biobrandstoffen (biodiesel en bio-ethanol) worden gebruikt, worden verondersteld constant te zijn over de beschouwde periode en komen overeen met gegevens van het AdvanceFuel-project¹³. De prijzen voor groene ammoniak en e-methanol zijn afgeleid van een HyDelta-studie (Hajonides van der Meulen, Scaric, Tyraskis, & Verstraten, 2022). De brandstofprijzen die in de scenario's worden gebruikt, worden weergegeven in Bijlage C. De prijzen van waterstof en elektriciteit worden endogeen bepaald door beide modellen.

Randvoorwaarden

Er worden een aantal randvoorwaarden opgelegd aan de scenario's:

- Emissiereductie van broeikasgassen en criteria voor duurzaam koolstofgebruik (zie Tabel 2.1):
- De BKG-emissiereductiedoelen voor 2030 en 2050 zijn gebaseerd op het huidige beleid (Nederlandse overheid, 2023). Voor de tussenliggende jaren is geïnterpoleerd.
- In TRANSFORM zijn de broeikasgasemissies van de Nederlandse ETS-sector in 2040 en volgende jaren nul als gevolg van de door de Europese Commissie voorgestelde aanscherping van de emissierechten (European Commission, 2023). Voor ADAPT wordt geen specifieke doelstelling voor de ETS-sector gehanteerd.
- Broeikasgasemissies van de internationale lucht- en scheepvaart vallen buiten de Nederlandse reductiedoelstelling. Omschakeling van fossiele naar duurzame brandstoffen in deze sectoren heeft invloed op de energievraag en -mix aangezien deze brandstoffen in Nederland worden geproduceerd. TRANSFORM gaat ervan uit van een BKG-emissiereductie van de internationale lucht- en scheepvaart in 2050 met 100%. ADAPT gaat uit van een minder ambitieuze broeikasgasreductie: 50% in 2050.
- Voor TRANSFORM wordt verondersteld dat in 2050 80% van de koolstof in de gebruikte grondstoffen van duurzame oorsprong is (d.w.z. gerecyclede, biogene of atmosferisch koolstof). Voor ADAPT geldt zo'n doelstelling niet.
- Bestaande en nieuwe kerncentrales (zie Tabel 2.2).
- De bestaande kerncentrale Borssele zal in bedrijf blijven tot 2043, oftewel een long term operation (LTO) van 70 jaar.
- Er wordt van uitgegaan dat de eerste twee grote kerncentrales (elk met een capaciteit van 1500 MW_e¹⁴) voor 2040 in bedrijf kunnen zijn en dat later nogmaals twee nieuwe kerncentrales van vergelijkbare omvang in bedrijf zijn, resulterend in vier grote kerncentrales vanaf 2045 met een gezamenlijk vermogen van 6000 MW_e. In deze studie worden deze vermogens als maximum beschouwd. OPERA kan er op basis van kostenoptimalisatie voor kiezen geen, minder of het maximale vermogen in te zetten¹⁵.
- Naast de grote kerncentrales wordt ervan uitgegaan dat kleine kerncentrales (SMR's) gebouwd kunnen worden met warmtekrachtkoppeling van elektriciteit en warmte. Er wordt vanuit gegaan dat de eerste SMR's in 2040 in bedrijf kunnen zijn met een maximaal totaalvermogen van 450 MW_e en dat dit maximale totale vermogen in 2050 groeit tot 2100 MW_e.
- Maxima technologie-inzet. OPERA bepaalt de optimale in te zetten capaciteit voor

¹³ Zie: <http://www.advancefuel.eu/>

¹⁴ Het Nederlandse kabinet zet in op kerncentrales tot 1,6 GW. Het exacte vermogen hangt af van de uiteindelijk geselecteerde technologie. In deze studie is daarom uitgegaan van 1,5 GW per kerncentrale.

¹⁵ Omdat de optimalisatie van het OPERA-model gebaseerd is op lineair programmering, maakt het model geen onderscheid in discrete eenheden. De berekende capaciteiten kunnen daarom afwijken van de hier genoemde capaciteiten.

elke technologie tot de maxima zoals weergegeven in Tabel 2.2. Wordt er voor een technologie geen maximum potentieel gehanteerd, dan is het model vrij in het bepalen van de optimale capaciteit. Dit geldt bijvoorbeeld voor thermische eenheden als gas- en waterstofcentrales.

- Er gelden potentiële voor de maximale inzet van windenergie op land, windenergie op zee, zon-PV en geothermie. Deze potentiële houden rekening met beschikbare ruimte, opschaling van de technologie, publieke acceptatie en beleidskeuzes. Voor wind op zee is voor deze kostenanalysestudie het potentieel voor wind op zee aangepast in vergelijking met de integratiestudie (Scheepers, et al., 2025), zie Box 2.
- Voor ADAPT wordt een ruimere CO₂-opslag verondersteld dan voor TRANSFORM. Voor TRANSFORM wordt ervan uitgegaan dat CO₂-opslag vooral nodig is voor negatieve emissies ter compensatie van resterende BKG-emissies.
- De hoeveelheid binnenlands beschikbare biomassa is onvoldoende om te voldoen aan de vraag naar biobrandstoffen en biomassa gebaseerde grondstoffen. Daarom wordt, naast de binnenlands beschikbare biomassa, uitgegaan van een maximale biomassa-import die voor beide scenario's hetzelfde is verondersteld.

Box 2 – Kernenergie en hernieuwbare elektriciteit

Voor deze studie wordt verondersteld dat in een scenario met en zonder kernenergie dezelfde hoeveelheid elektriciteit (TWh) wordt geproduceerd. Op verzoek van het ministerie is dit zo gesimuleerd als een uitruil tussen wind op zee en kernenergie, omdat beide een grote (investerings)opgave kennen. Daarom verschillen de potentiële voor wind op zee in Tabel 2.2 tussen de scenario's met en zonder kernenergie. Hierbij is voor kernenergie een capaciteitsfactor van 90% verondersteld en voor wind op zee van 57%. Er is eveneens een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waar deze uitruil niet is toegepast.

*In de studie *Integration of nuclear energy in the energy system* (Scheepers, et al., 2025) is deze veronderstelling niet toegepast waardoor in een scenario met kernenergie meer elektriciteit wordt geproduceerd dan in een scenario zonder kernenergie. In gevoeligheidsanalyses (hoofdstuk 4) is onderzocht wat het effect is van het loslaten van de beperking voor wind op zee.*

Economische parameters kernenergie

Voor deze studie beschouwen we voor investeringen in nieuwe kerncentrales twee verschillende typen, beide watergekoelde lichtwaterreactoren van generatie III+:

- Grote kerncentrales met een geïnstalleerd vermogen van meer dan 1000 MW_e, die alleen elektriciteit produceren.
- Kleine modulaire reactoren (SMR's), meestal met een geïnstalleerd vermogen van minder dan 300 MW_e. SMR's kunnen zowel elektriciteit als warmte produceren. Binnen deze categorie kernenergie onderscheiden we SMR's die elektriciteit produceren in combinatie met lagedrukstoom als warmtebron (warmteproductie van ca. 150 °C) of in combinatie met hogedrukstoom (warmteproductie van ca. 300 °C). SMR's kunnen flexibel worden ingezet: zij kunnen zowel elektriciteit als warmte produceren, of een combinatie daarvan, en per uur tussen deze modi schakelen.

Op basis van een literatuuronderzoek naar de belangrijkste economische parameters van grote kerncentrales en SMR's (Scheepers, et al., 2025) worden in deze studie de

parameters uit Tabel 2.3 gebruikt. Ook de kosten van ontmanteling en berging van het afval zijn meegenomen in deze kosten. In (Scheepers, et al., 2025) worden ook technologische parameters toegelicht. Een verdere onderbouwing van de gekozen investeringswaarden is eveneens beschreven bij gevoeligheidsanalyse 3 in paragraaf 2.4.

Voor aannames ten aanzien van andere technologieën, waaronder die van hernieuwbare elektriciteitsproductie wordt verwezen naar (Scheepers, et al., 2024) en (Scheepers, et al., 2025).

Aannames over de inzet van kerncentrales

Een belangrijke methodologische keuze betreft de inzet van kernenergie. In de praktijk worden kerncentrales wereldwijd doorgaans als baseload geëxploiteerd. Bij een hoge penetratie van hernieuwbare energie leidt dit tot extra flexibiliteitsbehoefte, doordat gelijktijdige overschotten van zon en wind niet eenvoudig kunnen worden opgevangen. Dit creëert prikkels om kerncentrales flexibeler te laten opereren. Technisch is dat mogelijk – zoals ook in de integratiestudie is onderzocht – maar dit leidt wel tot hogere jaarlijkse kapitaalslasten per hoeveelheid opgewekte elektriciteit, omdat vaste investeringskosten worden uitgesmeerd over een kleiner aantal vollasturen. In het OPERA-model is kernenergie volledig vrij inzetbaar en kan het, voor zover dit past binnen een economisch systeemoptimum, ook flexibel worden gebruikt. Dit draagt bij aan relatief lage curtailment van niet-regelbare bronnen en beperkte brandstofkosten in perioden met hoge hernieuwbare opwek. Deze modelaannames wijken af van de wijze waarop kerncentrales in veel andere studies wél als baseload worden vastgezet. De resultaten over systeemkosten moeten daarom worden geïnterpreteerd met inachtneming van deze keuze.

Tabel 2.1: Emissiereductie van broeikasgassen en criteria voor duurzaam koolstofgebruik

	Eenheid	ADAPT					TRANSFORM				
		2030	2035	2040	2045	2050	2030	2035	2040	2045	2050
BKG-emissiereductiedoel (t.o.v., 1990)	%	55% ^a	70%	80%	90%	BKG neutraal ^a	55% ^a	70%	80%	90%	BKG neutraal ^a
BKG-emissies internationaal transport	Mt CO ₂ eq										
Luchtvaart (reductie-% t.o.v., 2005)		10,7 ^b	9,4	8,1	6,2	5,5 (50%)	9,2 ^b	6,9	4,6	2,3	0 (100%)
Scheepvaart (reductie-% t.o.v., 2008)		34,4 ^b	32,5	30,5	28,6	26,7 (50%)	31,2 ^b	23,4	15,6	7,8	0 (100%)
Doel voor circulaire koolstof voor de productie van chemicaliën	%	5% ^c	0%	0%	0%	0%	5% ^c	20%	40%	60%	80%

^a Klimaatwet 2023

^b Based on a 6% renewable and low-carbon fuels share (European Commission, 2023), (European Commission, 2021)

^c Dit criterium voor niet-fossiele koolstof is in overeenstemming met het beleid beschreven in (Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, 2023)

Tabel 2.2: Potentieel voor technologische opties

	Unit	ADAPT					TRANSFORM				
		2030	2035	2040	2045	2050	2030	2035	2040	2045	2050
Potentieel windenergie	GW										
Wind op land		7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	8,9	10	11	12
Wind op zee (met kernenergie) ^c		16 ^a	21,3	31,3	28,5	30,	16 ^a	25,8	40,3	48,0	60,5
Wind op zee (zonder kernenergie)			26	36	38	40	16 ^a	30,5	45	57,5	70 ^d
Potentieel zonne-energie(PV)	GW	36,6 ^b	52,7	68,6	88,8	109,0	42,9 ^b	64,7	83,6	107,7	132,1
Nucleaire capaciteit	GW										
Borssele ^e		0,5	0,5	0,5			0,5	0,5	0,5		
Nieuw nucleaire capaciteit											
Grote kerncentrale Gen III+ SMR			1,5	3 0,45	4,5 0,9	6 2,1		1,5	3 0,45	4,5 0,9	6 2,1
CO ₂ -opslagpotentieel	Mt	12,7	24	35	40 ^f	40 ^f	12,7	12,7	12,7	12,7	15 ^g
Potentieel aardwarmte ^h	PJ	50	88	125	163	200	50	88	125	163	200
Biomassapotentieel	PJ										
Domestic		164	183	202	221	241	164	175	186	198	209
Import ⁱ		83,4	225	366	508	650	83,4	225	366	508	650

^a 6 GW additioneel aan Klimaatakkoord,

^b Monitor RES 1,0 (PBL, 2021)

^c Aannee deze studie, zie Box 2

^d 70 GW wind offshore is based on (Matthijssen, Dammers, & Elzinga, 2018), An other study by Taminiau and Van der Zwaan calculates a potential of 99 GW (Taminiau & van der Zwaan, 2022),

^e Voor de bestaande kerncentrale Borssele wordt uitgegaan van bedrijfsduurverlening van 10 jaar na 2033,

^f Het potentieel is afgeleid uit de totale beschikbare opslagcapaciteit van 1,600 tot 1,700 Mt in het Nederlandse deel van de Noordzee (Klimaatakkoord - sectortafel industrie, 2018)

^g Potentieel nodig voor voldoende negatieve emissies,

^h Gebaseerd op (Platform Geothermie, 2018),

ⁱ Bepaald op basis van DG RTD-studie, zie (Scheepers, et al., 2024)

Tabel 2.3: Veronderstellingen over de kostenparameters voor twee typen kernreactoren (in€ 2024)

	Grote kerncentrale	SMR
Overnight Capital Cost ¹⁶ (€/kW)	2040: 7628 2050: 7093	2040: 8271 2050: 7649
Vaste O&M-kosten (incl, kosten voor ontmanteling) (€/kW)	142	163
Variabele O&M-kosten (incl, front-end en back-end kosten ¹⁷) (€/MWh)	25	26

¹⁶ De kostenreductie tussen 2030 en 2050 is gebaseerd op een veronderstelde kostenreductie van 10%, d.w.z. het verschil tussen first-of-a-kind (FOAK) en next-of-a-kind (NOAK) (Gamboa Palacios & Jansen, 2018)

¹⁷ De front-end-kosten zijn de kosten van de nucleaire brandstof (mijnbouw, malen, omzetten, verrijken en productie brandstofelementen) en de back-end-kosten zijn de kosten van de verwerking van de gebruikte brandstof (opwerking en recycling) en de verwijdering van kernafval (tijdelijke opslag, geologische berging).

2.4 Aanpak gevoeligheidsanalyses

De uitkomsten van een vergelijking van de systeemkosten voor de verschillende scenario's met en zonder kernenergie zijn mogelijk gevoelig voor onzekerheden in de gekozen inputparameters die in de vorige paragraaf zijn toegelicht. Om te onderzoeken welke invloed deze onzekerheden hebben op de uitkomsten zijn what-if en gevoeligheidsanalyses¹⁸ uitgevoerd. Het gaat om de volgende analyses:

1. Isoleren van het effect van SMR's en grote kerncentrales
2. Geen competitie tussen hernieuwbare elektriciteitsproductie en kernenergie
3. Gevoeligheid voor hogere investeringskosten kernenergie
4. Gevoeligheid voor investeringskosten hernieuwbare bronnen
5. Gecombineerde gevoeligheid hogere investeringskosten kernenergie én hernieuwbare bronnen
6. Verandering in aanbod hernieuwbare elektriciteit
7. Gevoeligheid voor investeringskosten flexibiliteitstechnieken
8. Invloed uitloop bouwtijd kerncentrales
9. Invloed van het beperken tot twee nieuwe kerncentrales
10. Loslaten van de beperking van 6GW kerncentrales
11. Locatie van kerncentrales niet aan de kust
12. Gevoeligheid kosten van de elektriciteitsinfrastructuur
13. Andere energietransitiestrategie buitenland
14. Andere industriële ontwikkeling in het buitenland

Tabel 2.4 toont voor welke scenario's en welke jaren deze what-if en gevoeligheidsanalyses zijn uitgevoerd en welke inputparameters daarbij zijn veranderd. Hieronder volgt een korte toelichting van de uitgevoerde what-if en gevoeligheidsanalyse. Afhankelijk van de what-if of gevoeligheidsanalyses zijn analyses met het OPERA-model uitgevoerd of zijn de effecten op de systeemkosten buiten het model om berekend.

1. Isoleren van het effect van SMR's en grote kerncentrales

Het doel van deze studie is het ondersteunen van besluitvorming naar de ondersteuning van de grote kerncentrales. In de basisvariant zonder kernenergie worden zowel het potentieel voor de grote kerncentrales als de SMR's uit de modellering gehaald. Daarom is een what-if analyse uitgevoerd waarbij alleen is gekeken naar het effect van de grote kerncentrales. Daarvoor is het potentieel voor SMR op 0 gezet en het potentieel voor grote kerncentrales behouden.

¹⁸ Bij een gevoeligheidsanalyse gaat het om onderzoek naar de onzekerheid van een veronderstelde inputparameter (bijvoorbeeld: een kostenparameter). Een what-if analyse heeft betrekking op verandering in de scenarioveronderstellingen (bijvoorbeeld verandering in de beschikbare technologie).

Tabel 2.4: Parameterisering what-if en gevoeligheidsanalyses (blanco cellen betekent dat voor de scenario's geen what-if of gevoeligheidsanalyses zijn uitgevoerd) – zie voor rationale de teksten in paragraaf 2.4

What-if/gevoeligheidsanalyse	Parameter	ADAPT		TRANSFORM		Industrie-variant	
		Basecase	What-if/ gevoeligheid	Basecase	What-if/ gevoeligheid	Basecase	What-if/ gevoeligheid
Isoleren van het effect van SMRs en grote kerncentrales	SMR potentieel (GW)	2040: 0,45 2050: 2,10	2040: 0 GW 2050: 0 GW	2040: 0,45 2050: 2,10	2040: 0 GW 2050: 0 GW	-	-
Geen competitie tussen hernieuwbare elektriciteitsproductie en kernenergie	Offshore wind potentieel [GW]	2040: 31,3 2050: 30,5	2040: 36 2050: 40	2040: 40,3 2050: 60,5	2040: 45 2050: 70	2040: 40,3 2050: 60,5	2040: 45 2050: 70
Gevoeligheid voor hogere investeringskosten kernenergie	Investeringskosten kernenergie [€2024/kW]	2040: 7677 2050: 7100	2040: 15354 2050: 14200	2040: 7677 2050: 7100	2040: 15354 2050: 14200	2040: 7677 2050: 7100	2040: 15354 2050: 14200
Gevoeligheid voor investeringskosten hernieuwbare bronnen: wind op zee	Investeringskosten wind op zee [€2024/kW]	2040: 2041 2050: 1956	2040: 2901 2050: 2901	2040: 2041 2050: 1956	2040: 2901 2050: 2901	2040: 2041 2050: 1956	2040: 2901 2050: 2901
	Investeringskosten net op zee (%)	+350%	+350%	+350%	+350%	+350%	+350%
	Capaciteitsfactor (%)	57%	47%	57%	47%	57%	47%
Gecombineerde gevoeligheid hogere investeringskosten kernenergie én hernieuwbare bronnen			Combinatie van bovenstaande 2 parameters		Combinatie van bovenstaande 2 parameters		

What-if/gevoeligheidsanalyse	Parameter	ADAPT		TRANSFORM		Industrie-variant	
		Basecase	What-if/ gevoeligheid	Basecase	What-if/ gevoeligheid	Basecase	What-if/ gevoeligheid
Verandering in aanbod hernieuwbare elektriciteit: wind op zee	Potentieel hernieuwbaar [GW]	2030: 16 2035: 23,6 2040: 31,3	2030: 10,6 2035: 21,3 2040: 31,3	2030: 16 2035: 28,1 2040: 40,3	2030: 11,3 2035: 25,8 2040: 40,3		
Gevoeligheid voor kosten flexibiliteitstechnieken			Zie toelichting in de tekst		Zie toelichting in de tekst		
Invloed uitloop bouwtijd kerncentrales	Potentieel kerncentrales [GW]		2040: 1,5 i.p.v. 3 2050: 4,5 i.p.v. 6		2040: 1,5 i.p.v. 3 2050: 4,5 i.p.v. 6		
Invloed van beperken tot 2 kerncentrales	Potentieel kerncentrales [GW]	2040: 3 2050: 6	2040: 3 2050: 3	2040: 3 2050: 6	2040: 3 2050: 3		
Loslaten van de beperking van maximaal 6GW kerncentrales	Potentieel kerncentrales [GW]	2040: 3 2050: 6	Geen maximum	2040: 3 2050: 6	Geen maximum	2040: 3 2050: 6	Geen maximum
Gevoeligheid voor locatie van kerncentrales niet aan de kust	Investeringskosten kernenergie [€/kW]	2040: 7677 2050: 7100	2040: 7754 2050: 7171	2040: 7677 2050: 7100	2040: 7754 2050: 7171		
Gevoeligheid kosten van de elektriciteitsinfrastructuur	Factor (multiplier Investeringskosten) ¹⁹		Onshore: 1,45 Offshore: 4,9		Onshore: 1,44 Offshore: 4,4		
Andere energietransitiestrategie buitenland	Referentiescenario buitenland			TYNDP-22	TYNDP-24		

¹⁹ In deze gevoeligheidsanalyses hebben we voor alle componenten van het elektriciteitsnet, zoals kabels en transformatoren, de investeringskosten met eenzelfde factor verhoogd in een poging deze in lijn te brengen met het interdepartementale beleidsonderzoek 'Schakelen naar de Toekomst'.

What-if/gevoeligheidsanalyse	Parameter	ADAPT		TRANSFORM		Industrie-variant	
		Basecase	What-if/ gevoeligheid	Basecase	What-if/ gevoeligheid	Basecase	What-if/ gevoeligheid
Andere industriële ontwikkeling in het buitenland	Referentiescenario buitenland			TYNDP-22	TYNDP-22 met lagere industriële vraag		

2. Geen competitie tussen hernieuwbare elektriciteitsproductie en kernenergie

Voor deze studie is als uitgangspunt gekozen dat de jaarlijkse elektriciteitsproductie hetzelfde is in de scenario's met en zonder kernenergie. In de scenario's met kernenergie is hiervoor een kleiner potentieel voor windenergie op zee aangenomen dan in scenario's zonder kernenergie. Hoewel iedere energiebron beperkingen kent, zijn deze beperkingen voor windenergie op zee anders dan voor kernenergie. De voornaamste beperking voor windenergie op zee is beschikbare ruimte die in competitie is met andere toepassingen als natuur, scheepvaart en visserij. De omvang van kernenergie wordt met name beperkt door geschikte locaties, bouwtijd en financiering. Door deze beperkingen is het vaak niet mogelijk om zoveel duurzame elektriciteit op te wekken als vanuit maatschappelijke kosten bezien efficiënt zou zijn. Als in scenario's met kernenergie hetzelfde potentieel voor windenergie op zee wordt gekozen als in scenario's zonder kernenergie kan dit additionele elektriciteitsproductie ontsluiten (zie voor parameters Tabel 2.4). In deze what-if analyse is onderzocht wat daarvan het effect is op de systeemkosten.

In het hele rapport, en met name in Hoofdstuk 3, worden deze en de vorige what-if analyse als volgt aangeduid:

- Competitie tussen offshore wind en grote kerncentrales: 'door kernenergie vs offshore wind')
- Veranderingen als gevolg van SMR: 'door SMR'

3. Gevoeligheid voor hogere investeringskosten kernenergie

Kernenergie is zeer CAPEX-intensief en er bestaat onzekerheid over de ontwikkeling van de investeringskosten van deze technologie. In de scenario's is ervan uitgegaan dat de kapitaalskosten van kernenergieprojecten zouden kunnen dalen naarmate er meer kerncentrales van hetzelfde type worden gebouwd. Dit is een reële veronderstelling gezien de groei van het aantal nieuwbouwprojecten in de Westerse wereld. Er moet echter ook worden geconstateerd dat de gerealiseerde investeringen van nieuwbouwprojecten in de Europa veel hoger uitvallen dan aanvankelijk begroot. Oorzaken hiervoor zijn vertragingen rondom de vergunningsverlening en complexiteit van de bouw. Historische data laten een zeer grote spreiding en een lichte toename aan kosten zien, mede door verhoogde veiligheidseisen aan deze projecten. Uit onderzoek uitgevoerd door Profundo blijkt dat van 6 praktijkcasussen de investeringskosten gemiddeld 9.665 €/kW bedroegen met een spreiding van 2.324 tot 15.175 €/kW (Walstra, 2024). Ook bij de bouw van de Sizewell-C centrale is recent bijna een verdubbeling van de investeringskosten geraamd (van 20 mld.£ naar 38 mld. £ 11.875 £/kW). Voor de kapitaalskosten zijn verder de levensduur van de centrale en de rentevoet van belang. Een kortere levensduur en een hogere rentevoet zorgen, evenals hogere investeringskosten voor een toename van de CAPEX. Om de gevoeligheid van deze drie parameters te onderzoeken zijn de investeringskosten voor kerncentrales verdubbeld van 7.100 €/kW naar 14.200 €/kW. Hogere rentekosten (van 2,25% naar 6%) hebben eenzelfde effect.

4. Gevoeligheid voor investeringskosten hernieuwbare bronnen

In de toekomstige elektriciteitsproductie heeft wind op zee een groot aandeel, meer dan elke andere vorm van elektriciteitsproductie. Investeringskosten van windturbines op zee bepalen daardoor in belangrijke mate de kosten voor elektriciteitsproductie. In de gevoeligheidsanalyse nemen wij drie effecten mee:

- *Investeringskosten:* In het afgelopen decennium zijn spectaculaire kostendalingen van de kosten van wind op zee gerealiseerd. Echter, door gestegen materiaalkosten en technische tegenvallers bij windturbineproducenten is er sprake van kostenstijgingen. Met hogere

investeringskosten voor wind op zee veranderen niet alleen de toekomstige kosten van elektriciteitsproductie, maar ook de verhouding van de productiekosten tussen hernieuwbare elektriciteit en kernenergie. Om de gevoeligheid daarvan te onderzoeken zijn de investeringsparameters voor wind op zee gevarieerd.

- Concreet is ervoor gekozen om de investeringskosten in het model te verhogen van circa €2.000/kW naar €2.900/kW. Deze keuze is gebaseerd op twee bronnen. Ten eerste laat het rapport *Financing and Investment Trends* van WindEurope zien dat de investeringskosten na een periode van daling in 2018 rond de €2.500/kW lagen, vervolgens in 2019 tijdelijk opliepen tot ongeveer €4.500/kW, en daarna stabiliseerden rond €3.500/kW. Deze cijfers zijn gemiddelden voor heel Europa en dus niet specifiek voor de Noordzee. Daarom is de belangrijkste les uit deze studie vooral de structurele stijging van de investeringskosten, die neerkomt op circa +40%. Ten tweede laat de Wind Offshore datasheet een middenwaarde van circa €3.140/kW zien²⁰. Op basis hiervan is gekozen voor een verhoging van circa 45% ten opzichte van de initiële waarde, wat resulteert in een investeringskost van €2.900/kW. We hebben overwogen om dit nog verder te verhogen, maar de gekozen verhoging liet de relevante dynamiek al voldoende zien en bood daarmee een robuuste basis voor de gevoeligheidsanalyse.
- *Capaciteitsfactor*: In de modellering is rekening gehouden met efficiëntieverbeteringen van windturbines, waardoor een relatief hoge capaciteitsfactor van 57% wordt aangenomen. Recente studies laten echter steeds duidelijker zog-effecten zien: naarmate er meer windvermogen op de Noordzee wordt bijgeplaatst, neemt de capaciteitsfactor af. (Taminiau & Zwaan, 2022) berekenden bijvoorbeeld dat een toename van 15 naar 59 GW leidt tot een afname van circa 7 procentpunt. Mede op basis hiervan is in deze studie een gevoeligheidsanalyse opgenomen met een lager productiepatroon en een capaciteitsfactor van 47%, gebaseerd op (TNO and BLIX, 2021). Een lagere capaciteitsfactor kan daarnaast ook het gevolg zijn van andere omstandigheden, zoals een minder gunstig windjaar of minder technologische vooruitgang in turbineontwikkeling.
- *Netkosten op zee*: Er zijn nieuwe inzichten met betrekking tot de investeringskosten in het elektriciteitsnet in een poging in lijn te komen met de meest recente ramingen van de netbeheerders, zoals in het kader van het IBO *Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur* (IBO, 2025). Hierna, bij *Gevoeligheid kosten van de elektriciteitsinfrastructuur* beschrijven we de alternatieve parameterskeuzes voor de netkosten. In deze gevoeligheidsanalyse nemen we voor de netvlakken op zee de alternatieve parametersettings over.

Alleen de gevoeligheid van de investeringskosten en capaciteitsfactor samen leiden tot een verhoging van de kosten per kWh van 75%. Samen met de verhoogde netkosten op zee levert dit dus een vergelijken in dezelfde ordegrootte als de verhoging van de kosten van kernenergie.

5. Gecombineerde gevoeligheid hogere investeringskosten kernenergie én hernieuwbare bronnen

Bovenstaande twee gevoeligheidsanalyses beschrijven een voorstelbare toekomst met hogere prijzen voor zowel hernieuwbare elektriciteit als kernenergie. In deze gevoeligheidsanalyse wordt de situatie onderzocht waarin beide op hetzelfde moment materialiseren. Over het geheel genomen betekent dit in de what-if-analyse een mogelijke toekomst met lagere capaciteitsfactoren en hogere investeringskosten voor

²⁰ <https://energy.nl/data/wind-offshore/>

zowel offshore windturbines als offshore kabels. Deze what-if analyse wordt in het rapport aangeduid als “herijkte windaannames”.

6. Verandering in aanbod hernieuwbare elektriciteit

Investerders in hernieuwbare opwek als wind op zee, wind op land en zon-PV kijken of zij een voldoende zekere businesscase zien. Hierbij wordt het in toenemende mate belangrijk of er voldoende vraag naar elektriciteit is. Zo sluiten grote windparken op voorhand een power purchasing agreement (PPA) af voor de afname van de elektriciteit. Bij het beoordelen van een business case wegen cash flows gedurende de levensduur van het project mee. Het is dus voorstelbaar dat producenten van hernieuwbare energie besluiten niet te bouwen, wanneer duidelijk wordt dat kernenergie op een gegeven moment ook elektriciteit zal gaan leveren. Om dit te onderzoeken is verondersteld dat in de jaren 2030, 2035 en 2040 25,5 TWh minder elektriciteit met offshore wind wordt opgewerkt (het equivalent van de elektriciteitsproductie van 2 kerncentrales).

7. Gevoeligheid voor kosten flexibiliteitstechnieken

In een systeem met veel hernieuwbare elektriciteit zijn flexibiliteitsopties nodig om verschillen tussen variërend aanbod en vraag in balans te brengen. Flexibiliteitsopties zijn vraagsturing (zoals verschuiving van de elektriciteitsvraag voor laden van EV's en productie van waterstof), energieopslag (zoals batterijen, compressed air energy storage), curtailment (afschakelen van wind- en zonne-energie), piekcentrales (op basis van aardgas, waterstof) en handel met het buitenland. Met de inzet van deze opties zijn kosten gemoeid. Deze kosten hangen af van de omvang van flexibiliteit voor de balancerende, de mix van flexibiliteitsopties en de kosten ervan. De gevoeligheid van de systeemkosten voor kostenaannames van flexibiliteitsopties wordt onderzocht door investeringskosten van opslag (batterijen, compressed air energy storage en waterstof) en waterstofproductie (electrolyzers) te variëren met +/- 10% in 2030, +/- 30% in 2040 en +/- 50% in 2050. Daarnaast is gevarieerd in de mate waarin de industrie kan bijdragen aan vraagsturing. In de modellering kan de industriële capaciteit namelijk bewust worden overgedimensioneerd, zodat deze flexibel kan worden terug- of opgeschakeld. De ruimte die hiervoor beschikbaar is, is in de gevoeligheidsanalyse systematisch vergroot of verkleind.

8. Invloed uitloop bouwtijd kerncentrales

In ADAPT en TRANSFORM wordt er van uitgegaan dat de twee nieuwe kerncentrales vanaf 2040 in bedrijf zijn, mits de inzet kostenefficiënt is. Dat is over 15 jaar. De volgende 2 kerncentrales kunnen vanaf 2045 worden ingezet. Uit de 6 onderzochte casussen die Profundo heeft onderzocht blijkt dat de realisatietermijn varieert van 11,8 tot 17,7 jaar (Walstra, 2024). De gevoeligheid van vertraging in de realisatietermijn is onderzocht door het jaar waarin de nieuwe kerncentrales in bedrijf kunnen zijn voor één kerncentrale met 5 jaar op te schuiven. Wanneer meerdere kerncentrales parallel gebouwd worden, worden deze in de regel net na elkaar ontwikkeld met een verloop van ongeveer 1 jaar. Door het verschuiven van het jaar van in bedrijfstelling is de capaciteit voor nieuw kerncentrales in 2040 1,5 GW in plaats van 3 GW en in 2050 4,5 GW in plaats van 6 GW. Door vertraging in de realisatie kunnen de rentelasten oplopen waardoor de investeringskosten toenemen. Dat effect is meegenomen in de gevoeligheid voor hogere investeringskosten kernenergie.

9. Invloed van het beperken tot twee kerncentrales

Op dit worden de contouren geschetst voor de financiële ondersteuning van de eerste twee kerncentrales. Het kabinet heeft daarnaast de ambitie om 2 aanvullende kerncentrales te realiseren. In deze studie wordt er daarom van uitgegaan dat er 4 kerncentrales operationeel zijn in 2050. Besluitvorming hierover hangt onder meer af van voldoende maatschappelijk en politiek draagvlak op het moment van

besluitvorming. Het draagvlak voor kernenergie is de afgelopen decennia sterk gewisseld, en besluitvorming hierover zal pas over enige tijd worden definitief worden genomen. Deze what-if analyse onderzoekt de situatie waarin op dit moment wel besloten wordt voor twee kerncentrales, maar er later geen beslissing volgt voor de derde en vierde kerncentrale. In plaats daarvan wordt het equivalent aan offshore wind gerealiseerd.

10. Loslaten van de beperking van maximaal 6 GW kerncentrales

De bouw van kerncentrales vergt een zekere doorlooptijd, en is onder meer afhankelijk van besluitvormings- en vergunningsprocedures en bouw tijden. Daarom is rekening gehouden met een maximaal potentieel van twee kerncentrales in 2040 en vier kerncentrales in 2050. De mate waarin er aanvullende kerncentrales (ruimtelijk) ingepast kunnen worden kent geen harde fysieke limiet maar is een brede afweging waarbij het in principe mogelijk is om meer kerncentrales te bouwen. Deze what-if analyse legt geen beperkingen op aan het maximale potentieel aan kerncentrales. Hierdoor zal het model zoveel kernenergie inzetten als theoretisch kostenoptimaal is. Het geeft als zodanig inzicht in de maximale potentie van kernenergie, zonder daarbij rekening te houden met maakbaarheid of de vraag of dit politiek wenselijk is.

11. Locatie van kerncentrales niet aan de kust

In deze studie wordt er van uitgegaan dat de kerncentrales aan de kust worden geplaatst met voldoende ruimte en de mogelijkheid de kerncentrales te koelen met zeewater. Voor kerncentrales in het binnenland zijn additionele koeltorens nodig aangezien de hoeveelheid oppervlaktewater in het binnenland doorgaans onvoldoende is om de kerncentrales het hele jaar met het volle vermogen te laten draaien. Daartegenover staat dat een locatie in het binnenland kan leiden tot lagere kosten voor de netinfrastructuur. In de basisscenario's ADAPT en TRANSFORM is de locatie van nieuwe kerncentrale aan de kust meegenomen in de randvoorwaarden. Deze what-if analyse onderzoekt of een binnenlandse locatie meer kostenefficiënt is, dan wel of de systeemkosten toenemen, door geen randvoorwaarde voor de locatie op te nemen en de investeringskosten te verhogen met de kosten van koeltorens.

12. Gevoeligheid kosten van de elektriciteitsinfrastructuur

Door elektrificatie van het energiesysteem is verzwaring en uitbreiding van de elektriciteitsinfrastructuur nodig, zowel op land (hoog- en laagspanning) als op zee. Nieuwe studies wijzen uit dat de kosten voor netverzwaring hoger zijn dan aanvankelijk ingeschat (Strategy&, PWC, 2021) (Strategy&, PWC, 2024; Strategy&, 2023) (IBO, 2025). De gevoeligheid van de resultaten is onderzocht door met betrekking tot elektriciteitsinfrastructuur geëxtrapoleerde kostenkentallen te gebruiken die zijn gebaseerd op de nieuwe studies.

13. Andere energietransitiestrategie buitenland

De Europese elektriciteitsmarkt is sterk geïntegreerd. De uitwisseling van elektriciteit met omliggende landen – het Nederlandse elektriciteitsnetwerk is rechtstreeks verbonden met die van Duitsland, België, Noorwegen, Denemarken en het Verenigd Koninkrijk – wordt in sterke mate bepaald door temporele verschillen in vraag en aanbod die mede afhankelijk zijn van verschillen in vraagprofiel en de elektriciteitsproductiemix. Door nieuwe kernenergie in de Nederlandse productiemix kan de import en export van elektriciteit veranderen ten opzichte van het scenario waarin dit niet gebeurt. Omgekeerd kan de klimaatstrategie van omliggende landen impact hebben op elektriciteitsvraag en de elektriciteitsproductiemix van deze landen. Veranderingen in de prijs en het volume van de importen en exporten van en naar Nederland beïnvloeden de systeemkosten. Om dit laatste te onderzoeken is het

scenario voor toekomstige buitenlandse elektriciteits- en waterstofvraag gewijzigd. Het Europese energiemarktmodel COMPETES-TNO, waarmee het OPERA-model is gekoppeld, gebruikt voor ADAPT en TRANSFORM het TYNDP-scenario uit 2022. Dat scenario is vervangen door het TYNDP-scenario uit 2024. Dit scenario laat in de EU een iets lagere vraag naar elektriciteit (3%) en een lagere vraag naar waterstof (17%) zien dan TYNDP 2022.

14. Andere industriële ontwikkeling in binnen- en buitenland

De scenariovariant 'Minder competitief & import' beschrijft een toekomst waarin Nederland de-industrialiseert. Dit geldt voornamelijk voor de grote basisindustrieën die op dit moment in Nederland zijn gevestigd. Deze industrieën, zoals de chemie, kunstmest- en staalindustrie opereren in een mondiale markt, en het beleidskader vanuit Nederland en Europa is voor veel van deze bedrijven bepalend voor hoe competitief zij kunnen zijn. In een wereldbeeld waarin deze industrie deels uit Nederland vertrekt, is het derhalve goed voorstelbaar dat eenzelfde situatie zich ook in andere Europese landen voordoet. Deze what-if analyse onderzoekt de situatie waarbij zowel in Nederland als in Europa de industrie krimpt. Voor de parameterisering hiervan is uitgegaan van de impact assessment van de Europese Commissie.²¹

2.5 Aanpak 'Overige systeemaspecten'

Het doel van het onderdeel 'Overige systeemaspecten' is tweeledig. Enerzijds zijn onderzoekers en opdrachtgevers zich bewust dat dit onderzoek gebruikt wordt in de verdere besluitvorming ten behoeve van de ondersteuning van grote kerncentrales. Het effect op de systeemkosten is daarbinnen één van de elementen die moet worden onderzocht en meegewogen. Tegelijkertijd is dit maar een puzzelstukje in de totale weging. Doel van dit onderdeel is om de systeemaspecten te schetsen waarbinnen de systeemkosten moeten worden meegewogen.

Er is daarnaast ook gekeken naar vragen over kerncentrales 'achter de meter' en de impact van de toevoeging van kernenergie aan het systeem op de balanshandhaving en draaiende reserves. Voor deze twee vragen zijn het OPERA en COMPETES-TNO model niet goed geëquipeerd en is geen kwantitatieve analyse uitgevoerd. In plaats daarvan is een meer kwalitatieve analyse uitgevoerd.

De resultaten van deze analyse worden gepresenteerd in hoofdstuk 6.

Kerncentrales 'achter de meter'

Industriële energievraag heeft een baseload profiel dat goed aansluit op het optimale productieprofiel van een kerncentrale. Deze analyse beantwoordt de vraag of er voordelen zijn door de elektriciteitsproductie van de kerncentrale volledig af te stemmen op de industriële energievraag, waarbij ook de elektriciteitsvraag van industriële waterstofproductie middels elektrolyzers kan worden begrepen. Het is de vraag of het 'achter de meter' plaatsen van bepaalde technieken kostenefficiënt is voor het hele energiesysteem. De flexibiliteit die de industrie kan leveren aan het elektriciteitssysteem (power-to-heat, power-to-hydrogen, afschakelen van de vraag) is niet langer beschikbaar voor het hele systeem. Het is mogelijk dat het 'achter de meter' plaatsen leidt tot een verhoging van de systeemkosten doordat andere mogelijke duurdere flexibiliteitsopties moeten worden ingezet. In het hoofdstuk 'Overige systeemaspecten' wordt over de werking hiervan een kwalitatieve beschouwing gegeven in relatie tot de eerder beschreven modellering.

²¹ [EUR-Lex - 52024SC0063 - EN - EUR-Lex](#)

- *Balanshandhaving en draaiende reserves*
De netbeheerder van het landelijke hoogspanningsnet (TenneT) heeft (onder andere) als wettelijke taak om het elektriciteitssysteem in balans te houden. Hiertoe wordt op verschillende tijdschalen regelbaar vermogen ingezet:
- *Primair Regelvermogen (FCR - Frequency Containment Reserve)*: Dit regelvermogen wordt automatisch ingezet om afwijkingen van de systeemfrequentie van 50 Hz te stabiliseren. Dit vermogen wordt verspreid over alle landen in de *Continental Europe Synchronous Area* en binnen enkele seconden geactiveerd. Hiervoor worden vooral draaiende reserves in elektriciteitscentrales en batterijsystemen ingezet. Dit vermogen wordt door de systeembeheerders op een (dagelijkse) Europese markt voor de volgende dag gecontracteerd.
- *Secundair Regelvermogen (aFRR - automatic Frequency Restoration Reserve)*: Dit regelvermogen wordt automatisch geactiveerd om de frequentie te herstellen naar 50 Hz na een initiële afwijking waarbij het primaire regelvermogen weer wordt vrijgemaakt voor een volgende actie. Secundair regelbaar vermogen wordt binnen enkele minuten geactiveerd. Hiervoor worden voornamelijk gascentrales en batterijsystemen ingezet, en in toenemende mate ook vraagrespons. Dit vermogen wordt voor de volgende dag gecontracteerd op een dagelijkse capaciteitsmarkt. Inzet gebeurt intraday op basis van de *merit order* (op prijs gerangschikte biedingen) van het gecontracteerde vermogen.
- *Tertiair Regelvermogen (mFRR - manual Frequency Restoration Reserve)*: Dit vermogen wordt handmatig geactiveerd om langdurige onevenwichtigheden te corrigeren en de secundaire reserve weer vrij te maken voor een volgende actie. Inzet hiervan vindt plaats vanaf enkele minuten tot enkele uren na het optreden van de verstoring. Alle mogelijke bronnen kunnen hiervoor worden ingezet, waarvoor elektriciteitscentrales, vraagrespons en andere opwek- en verbruiksbronnen die beschikbaar zijn. Ook dit vermogen wordt via een capaciteitsmarkt en een activatiemarkt gecontracteerd en afgeroepen.

De resultaten van de 2050 scenario's zonder en met kernenergie zijn onderling vergeleken om de beschikbaarheid van voldoende regelvermogen voor de verschillende markten te beoordelen.

Workshop 'Overige systeemaspecten'

Om de resultaten in bredere context te plaatsen heeft op 15 mei 2025 een workshop plaatsgevonden met beleidsmakers uit verschillende afdelingen van het ministerie van Klimaat en Groene Groei. Hierin is een inventarisatie gedaan van die aspecten die doorslaggevend zouden kunnen of moeten zijn bij de besluitvorming over kernenergie – los van de systeemkosten. Naar deze onderwerpen is een zeer beknopte literatuurstudie uitgevoerd.

Elektriciteitsprijsanalyse

Om het effect van kernenergie op de elektriciteitsprijzen te onderzoeken zijn met het elektriciteitsmarktmodel COMPETES-TNO (zie paragraaf 5.8) elektriciteitsprijsprofielen gesimuleerd. Deze analyse is uitgevoerd voor ADAPT en TRANSFORM met en zonder kernenergie en de what-if case *Invloed van het beperken tot twee kerncentrales*.

3 ADAPT en TRANSFORM met en zonder kernenergie

In dit hoofdstuk worden de kosteneffecten van het opnemen of uitsluiten van kernenergie in het Nederlandse energiesysteem besproken. In paragraaf 3.1 komt het ADAPT-scenario aan bod, in paragraaf 3.2 het TRANSFORM-scenario en in paragraaf 3.3 een TRANSFORM-variant met een kleinere industrie.

In het ADAPT-scenario spelen CCS en fossiele brandstoffen een grotere rol dan in TRANSFORM, en is het energiepotentieel voor zonne- en windenergie lager. Het toevoegen van kernenergie in concurrentie met wind op zee heeft slechts een minimale invloed op de totale systeemkosten. Het Nederlandse energiesysteem is in ADAPT minder afhankelijk van elektrificatie door gebruik van fossiele en biomassa alternatieven. Daardoor kan de stijging in de kosten voor de energiesector worden gecompenseerd door het toevoegen van kernenergie door aanpassingen in brandstofconversie en eindgebruik. Met name de vervanging van wind op zee door 6 GW kernenergie (in equivalente opwekkingsvolumes) leidt tot een aanzienlijke verlaging van de kosten voor de invoer van fossiele brandstoffen en infrastructuur, ondanks hogere uitgaven voor de elektriciteitssector.

In het TRANSFORM-scenario zijn CCS, biomassa en fossiele brandstoffen minder beschikbaar en is het potentieel aan zonne- en windenergie groter dan in het ADAPT-wereldbeeld. Ook hier leidt de vervanging van offshore-windenergie door 6 GW kernenergie (in equivalente opwekkingsvolumes) niet tot een significante stijging van de totale systeemkosten. In dit geval vindt de kostenbalancering echter voornamelijk plaats binnen de elektriciteitssector. Met beperkte alternatieven buiten het elektriciteitssysteem is de kostenverlaging hier te danken aan een verbeterde dynamiek van de elektriciteitsinvoer en -uitvoer, zowel qua volume als qua prijs, waardoor de extra kosten in verband met kernenergie worden gecompenseerd.

In de TRANSFORM-variant met kleinere industrie worden er richting 2050 geen kerncentrales gebouwd. Door minder industriële activiteit en meer import van brandstoffen en halffabricaten is het systeem minder krap. Daarom is de analyse omgedraaid: in plaats van kernenergie uit te sluiten, is in de “met kernenergie”-case kernvermogen exogeen geforceerd. Dat geeft vergelijkbare systeemeffecten, vooral in de elektriciteitssector; andere delen van het energiesysteem veranderen nauwelijks. Het toevoegen van kernenergie leidt hier wel tot significant hogere systeemkosten.

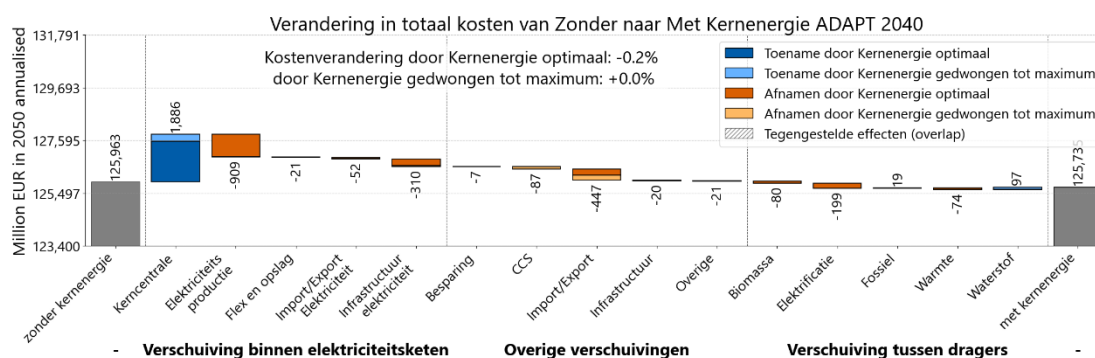
3.1 ADAPT

3.1.1 Zichtjaar 2040

In 2040 laat het ADAPT-scenario, dat relatief meer nadruk legt op CCS, fossiele brandstoffen en industrie (vergeleken met TRANSFORM), een kleine daling van de totale systeemkosten zien van ongeveer 230 miljoen euro, ofwel ongeveer 0,2% bij de overgang van een situatie zonder naar met kernenergie. Zoals te zien is in Figuur 3.1, worden de belangrijkste kostenveranderingen veroorzaakt door exogeen vastgestelde parameters: een stijging van de kosten voor kernenergie met ongeveer

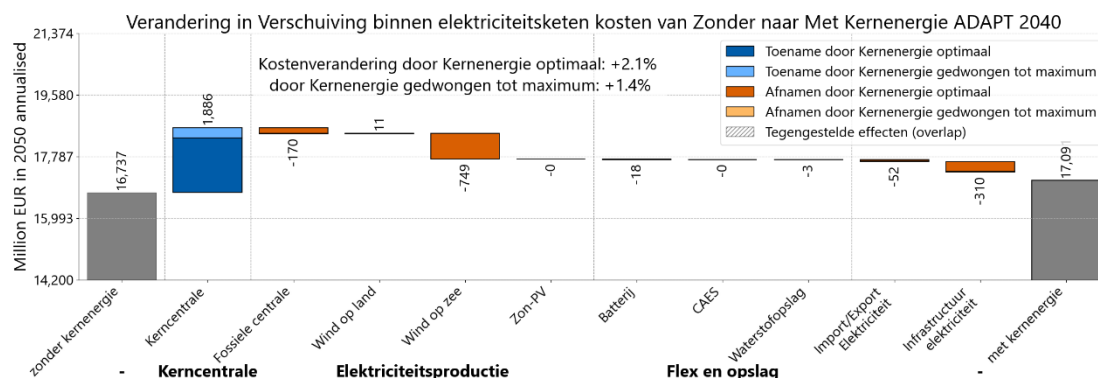
€ 1,9 miljard, een daling van de kosten voor elektriciteitsproductie met ongeveer € 0,9 miljard (grotendeels wind op zee) en ‘infrastructuur elektriciteit’ (grotendeels net op zee). Andere categorieën, zoals “Overige verschuivingen” en “Verschuiving tussen dragers”, laten kleinere veranderingen zien. Dit suggereert dat de totale impact op de systeemkosten voornamelijk het gevolg is van de verschuiving van een systeem dat uitsluitend op offshore windenergie is gebaseerd naar een systeem dat offshore windenergie en kernenergie combineert. Binnen “Overige verschuivingen” zijn de meest opvallende veranderingen een daling van € 447 miljoen in import- en exportkosten (minder import aardgas en biomassa) en een daling van € 199 miljoen in elektrificatiekosten onder “Verschuiving tussen dragers” (minder kosten aan grondgebonden warmtepompen).

Het is belangrijk op te merken dat in dit scenario kernenergie niet tot zijn maximale potentieel wordt benut, aangezien slechts 2,5 GW van de mogelijke 3 GW wordt gerealiseerd. Als het systeem wordt gedwongen om de laatste 0,5 GW aan nucleaire capaciteit te realiseren, stijgen de totale systeemkosten met 0,004%. Als de volledige 3 GW wordt gebouwd, dalen de import- en exportkosten verder, terwijl de nucleaire kosten natuurlijk stijgen. Dit betekent dat het opnemen van meer kernenergie in het systeem de afhankelijkheid van geïmporteerde brandstoffen kan verminderen.



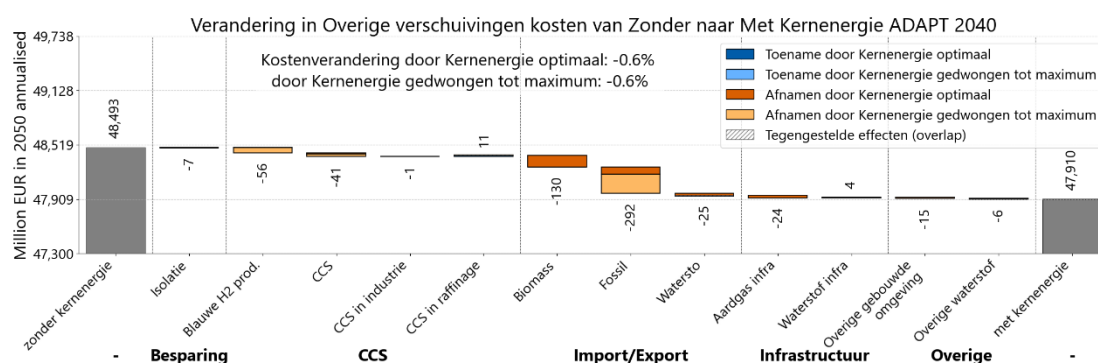
Figuur 3.1: Watervalgrafiek van de totale energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2040. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie optimaal (bereikt niet het maximale potentieel) en Kernenergie gedwongen tot max. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Het ADAPT-scenario voor 2040 laat de veranderingen zien in de categorie ‘Verschuiving binnen elektriciteitsketen’. In Figuur 3.2 zoomen we hier verder op in. In totaal stijgen de kosten in deze categorie met ongeveer € 600 miljoen, ofwel 3,5%. € 240 miljoen daarvan, gelijk aan 1,4%, is afkomstig van het forceren van de laatste 0,5 GW aan kernenergie. De directe effecten van de exogeen vastgestelde parameters zijn een stijging van € 1,9 miljard in de kosten voor kernenergie en een daling van € 750 miljoen in de kosten voor offshore windenergie. Alle andere kostenveranderingen in deze categorie worden veroorzaakt door indirecte systeemeffecten. De grootste daarvan is een daling van € 310 miljoen in de kosten voor elektriciteitsinfrastructuur, voornamelijk als gevolg van verminderde behoefte aan hoogspanningskabels voor wind op zee. Er is ook een daling van € 170 miljoen in de kosten voor fossiele energiecentrales, als gevolg van lagere behoefte aan aardgasturbines voor systeemflexibiliteit, aangezien door de lagere capaciteit wind op zee de behoefte aan flexibele reservecapaciteit vermindert.



Figuur 3.1: Watervalgrafiek van ‘Verschuiving binnen elektriciteitsketen Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2040. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie optimaal (bereikt niet het maximale potentieel) en Kernenergie gedwongen tot max. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024

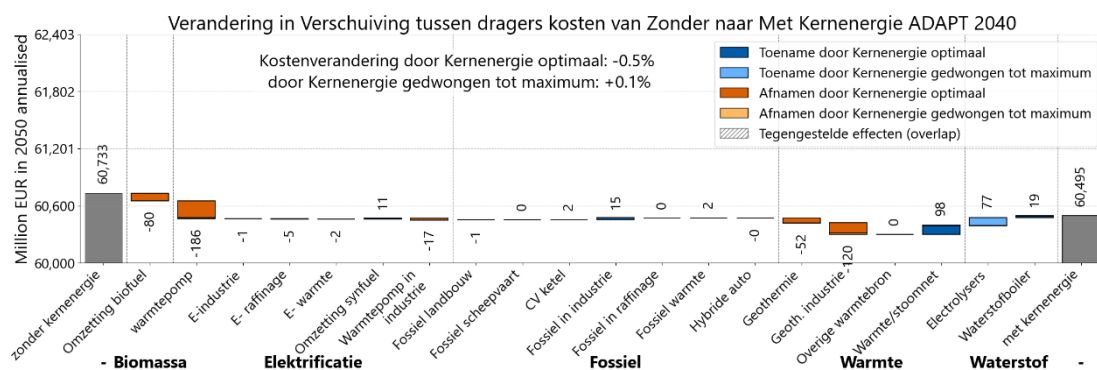
Figuur 3.3 zoomt in op de categorie “Overige verschuivingen”. Daarin zien we een totale kostenvermindering van ongeveer 580 miljoen euro, ofwel 1,2%, wanneer kernenergie wordt geïntroduceerd. De grootste verminderingen doen zich voor in de import- en exportgerelateerde kosten: de import van fossiele brandstoffen daalt met 292 miljoen euro, de import van biomassa met 130 miljoen euro en de import van waterstof met 25 miljoen euro. De daling van de invoer van fossiele brandstoffen wordt voornamelijk verklaard door een vermindering van 21 PJ, of ongeveer 4%, van de invoer van aardgas, wat wijst op een milde concurrentie tussen kernenergie en aardgas in het systeem. Voor biomassa blijft het totale ingevoerde volume relatief stabiel, maar het type biomassa verandert enigszins, aangezien kernenergie leidt tot een afname van 7,7 PJ in het geval van de duurste invoer van houtige biomassa, wat resulteert in lagere kosten. Een ander opvallend effect is te zien in de categorie blauwe waterstof binnen de categorie CCS. Wanneer de laatste 0,5 GW aan nucleaire capaciteit exogeen wordt opgelegd, neemt de productie van blauwe waterstof aanzienlijk af. Het totale systeem is een fractie goedkoper wanneer een deel van de productie van blauwe waterstof wordt gecombineerd met 2,5 GW aan kernenergie, maar blauwe waterstof verdwijnt bijna volledig wanneer de volledige 3 GW aan nucleaire capaciteit wordt gerealiseerd.



Figuur 3.3: Watervalgrafiek van “Overige verschuivingen” kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2040. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie optimaal (bereikt niet het maximale potentieel) en Kernenergie gedwongen tot max. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Ten slotte zoomt Figuur 3.4 in op ‘Verschuiving tussen dragers’. In deze categorie laten we zien in welke installaties moet worden geïnvesteerd door eindgebruikers en voor brandstofconversies. We zien hier een complex samenspel aan verschuivingen in biomassaverbruik, elektrificatie en waterstofproductie wanneer we overschakelen van

een systeem dat, naast wind op land en zonne-energie, op offshore windenergie is gebaseerd naar een systeem met een mix van offshore windenergie en kernenergie. Hier dalen de totale kosten met ongeveer 301 miljoen euro, ofwel 0,4% (vergeleken met gedwongen kernenergie). Binnen “Verschuiving tussen dragers” is het grootste effect een daling van € 193 miljoen in de elektrificatiekosten, met name in verband met warmtepompen. In dit geval neemt de vraag naar warmtepompen niet af, maar worden er goedkopere en minder efficiënte warmtepompen geïnstalleerd naarmate het systeem zich aanpast aan lagere kosten. Een andere opvallende daling is € 120 miljoen aan geothermische capaciteit in de industrie, meestal omdat in plaats daarvan kleine modulaire reactoren (SMR's) worden gebruikt voor industriële warmteproductie. Wanneer het systeem gedwongen wordt om de laatste 0,5 GW aan nucleaire capaciteit te realiseren, stijgen de kosten in deze categorie licht met ongeveer 63 miljoen euro (0,1%). Dit wordt voornamelijk veroorzaakt door hogere kosten voor waterstofelektrolyse, die gedeeltelijk de productie van blauwe waterstof vervangt.

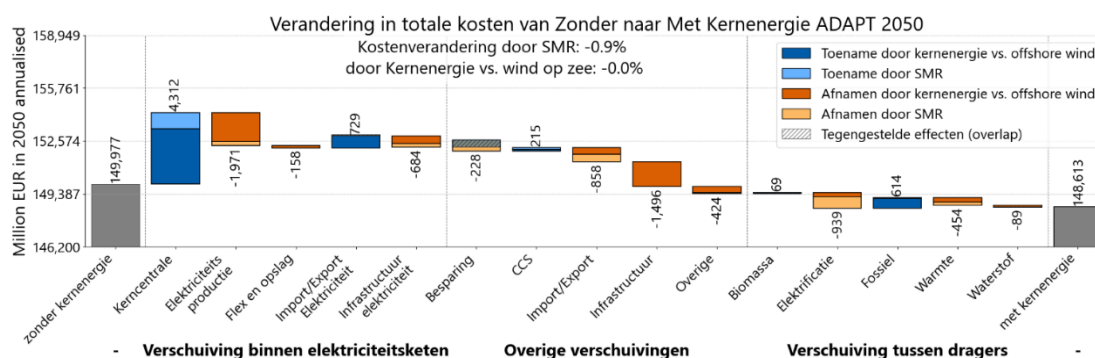


Figuur 3.4: Watervalgrafiek van ‘Verschuiving tussen dragers’ kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2040. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie optimaal (bereikt niet het maximale potentieel) en Kernenergie gedwongen tot max. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Over het algemeen laat het ADAPT-scenario voor 2040 relatief kleine verschuivingen in de totale systeemkosten zien, waarbij de meeste veranderingen worden veroorzaakt door exogeen vastgestelde aannames in plaats van door interne systeemdynamiek. De meest opvallende veranderingen in Figuur 3.4 zijn de verminderde invoer van aardgas dankzij kernenergie, goedkopere elektrificatieopties zoals goedkopere maar minder efficiënte warmtepompen, en lagere kosten voor elektriciteitsinfrastructuur doordat er minder hoogspanningskabels op zee nodig zijn als gevolg van de verminderde offshore windcapaciteit.

3.1.2 Zichtjaar 2050

Voor het ADAPT-scenario blijkt uit de analyse dat de totale systeemkosten met 1,3 miljard euro of 1,2% dalen als kernenergie wordt toegevoegd aan het energiesysteem. Kernenergie, zowel grote kerncentrales als SMR's, kost 4,3 miljard euro (Figuur 3.5). Houd er rekening mee dat in de analyse voor 2050 ook de kostenimpact van SMR's naast grote kerncentrales wordt onderzocht. Dit maakt het mogelijk om te onderscheiden welke kosteneffecten voortkomen uit de concurrentie tussen grote kerncentrales en offshore wind, en welke voortkomen uit de mogelijkheid om SMR's te gebruiken. Deze kosten worden meer dan gecompenseerd door kostenreducties in de rest van het energiesysteem. Wanneer alleen offshore windenergie en grote kerncentrales worden vergeleken, zonder rekening te houden met de impact van SMR's, zijn de totale systeemkosten vrijwel identiek.



Figuur 3.5: Waterfallgrafiek van totaal energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Het inzetten van kernenergie in plaats van offshore windenergie leidt tot een marginale kostenbesparing van 17 miljoen euro of 0,0 % van de totale systeemkosten. Het grootste deel van de kostenbesparingen op het gebied van kernenergie is dus te danken aan de toevoeging van SMR's.

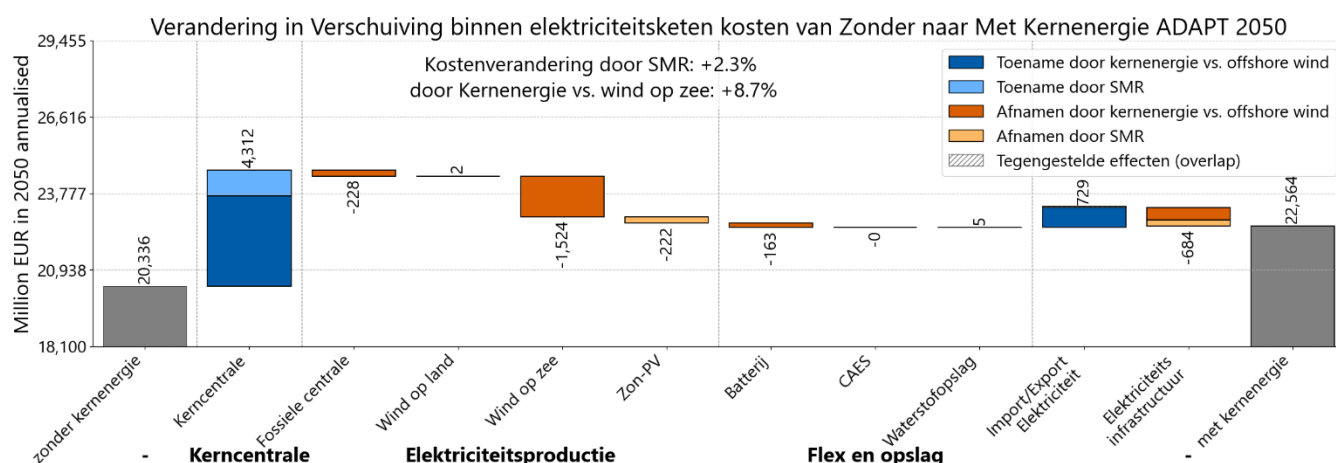
De belangrijkste kostenbesparingen in verband met SMR's zijn het gevolg van een toename van de elektrificatie van het energiesysteem en een afname van de invoer van fossiele brandstoffen. De toevoeging van SMR's vervangt een deel van de invoer van fossiele brandstoffen door warmte en elektriciteit uit SMR's. Deze extra elektriciteitsproductie maakt extra elektrificatie bij eindgebruikers mogelijk.

Hoewel de totale systeemkostenverschillen minimaal zijn, is er een aanzienlijke verschuiving in de verdeling van de kosten over de sectoren. De kosten voor elektriciteitsvoorziening stijgen met 2,2 miljard euro als gevolg van nucleaire investeringen, gedeeltelijk gecompenseerd door een verminderde behoefte aan offshore windenergie, netuitbreidingen, flexibiliteit en import. In andere sectoren leiden deze veranderingen echter tot een besparing van 3,3 miljard euro, voornamelijk door lagere kosten voor de import van primaire energie en goedkopere elektrificatie-opties. Een stabiele nucleaire productie leidt ook tot een "Verschuiving tussen dragers" (rechterkant van Figuur 3.6), wat goed is voor 0,8 miljard euro aan kostenbesparingen voor het hele systeem. Door de toegenomen binnenlandse waterstofproductie kunnen meer synthetische brandstoffen voor bunkers en waterstof als grondstof worden gebruikt. In bunkers vervangt synthetische brandstoffen (van waterstof) fossiele brandstoffen en bij grondstoffen vervangt het een deel van de biomassa. Hierdoor komt waardevolle biomassa vrij voor andere toepassingen in de industrie en voor bunkerbrandstoffen, wat een kosteneffectiever systeem mogelijk maakt. In de volgende sub paragrafen gaan we dieper in op de drie hoofdcategorieën.

3.1.2.1 Verdieping 'Verschuiving binnen elektriciteitsketen'

Het opnemen van kernenergie in het energiesysteem leidt tot een aantal belangrijke verschuivingen in de elektriciteitssector. Ten eerste stijgen de kosten door de bouw van kerncentrales met 4,3 miljard euro (inclusief SMR) (Figuur 3.6). Tegelijkertijd zijn er minder gasgestookte elektriciteitscentrales nodig, waardoor aardgas kan worden ingezet voor andere sectoren. De offshore windcapaciteit wordt verminderd (als gevolg van een bovengrens die is opgelegd om de totale elektriciteitsproductie gelijk te houden), wat een besparing van 1,5 miljard euro oplevert. Bovendien wordt er ter waarde van 222 miljoen euro per jaar minder geïnvesteerd in zonne-energie. Als gevolg van deze laatste twee factoren daalt de totale binnenlandse elektriciteitsproductie met

ongeveer 3% en neemt de behoefte aan flexibiliteitsopties af. De flexibiliteitskosten dalen dus wanneer kernenergie wordt opgenomen, ondanks dat kernenergie niet als flexibele bron wordt ingezet. Kernenergie fungeert hier als een constante basislastbron²², die continu in bedrijf is en de output niet aanpast aan de behoeften van het systeem. De vermindering van de vraag naar flexibiliteit komt voort uit de lagere capaciteit voor wind op zee en zon-PV. De volcontinue nucleaire output kan leiden tot elektriciteitsoverschotten, die worden gebruikt om waterstof te produceren. Bij ongewijzigde elektrolysecapaciteit stijgt de waterstofproductie met 11% als gevolg van meer vollasturen dankzij de stabiele nucleaire voorziening.



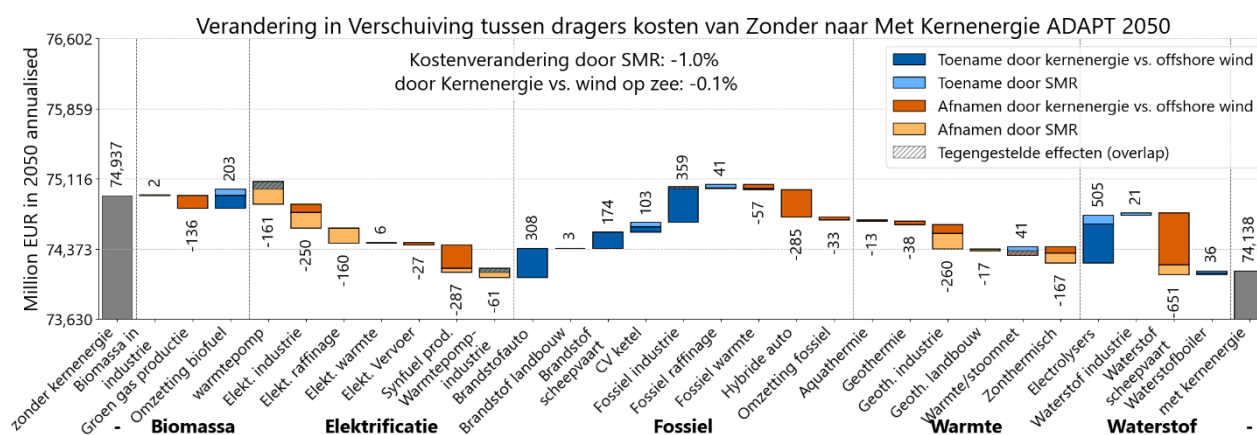
Figuur 3.6: Watervalgrafiek van totaal 'Verschuiving binnen elektriciteitsketen' kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en SMR inclusie. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

De netto invoer van elektriciteit stijgt met 40 PJ, wat resulteert in een kostenstijging van 597 miljoen euro, terwijl de gemiddelde invoerprijzen niet significant veranderen. Er is een bijkomend prijseffect door veranderingen in de gemiddelde invoer- en uitvoerprijzen. Deze toegenomen invoer ondersteunt de mogelijkheid om flexibiliteitsopties en elektriciteitsinfrastructuur te verminderen, door flexibiliteit te bieden en de druk op de infrastructuur te verlichten (piekvermindering). Daardoor kunnen ook de infrastructuurkosten met 685 miljoen euro dalen. Het grootste deel hiervan is te danken aan lagere investeringen in het net op zee (583 miljoen euro), samen met kleinere dalingen in de laadinfrastructuur voor elektrische voertuigen (63 miljoen euro) en het laagspanningsnet (39 miljoen euro).

²² Methodologische verschillen tussen OPERA en COMPETES-TNO leiden ertoe dat er verschillen zijn in de uitkomsten tussen beide modellen. Het OPERA-model kiest ervoor kernenergie als basislast in te zetten en COMPETES als lastvolgende technologie.

3.1.2.2 Verdieping ‘Verschuiving tussen dragers’

De toepassing van kernenergie, en met name SMR's, leidt tot een kostenbesparing van 788 miljoen euro of 1,3% in de categorie ‘Verschuiving tussen energiedragers’ (Figuur 3.73.2). Deze daling wordt voornamelijk veroorzaakt door de impact van SMR's. Er is een aanzienlijke daling van de elektrificatiekosten bij eindverbruikers, welke met name bestaan uit de kosten voor warmtepompen en industriële elektrificatie. Tegelijkertijd stijgen de kosten voor technologieën die fossiele brandstoffen verbruiken.

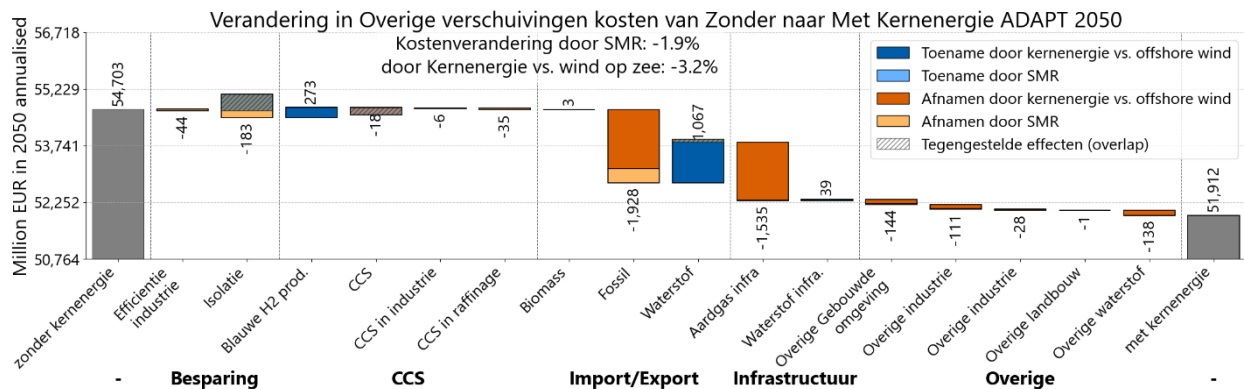


Figuur 3.7: Watervalgrafiek van totaal ‘Verschuiving tussen dragers’ kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en SMR inclusie. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Warmtepompen laten een gemengd beeld zien. Het toevoegen van SMR's leidt tot minder kosten, terwijl de concurrentie tussen offshore windenergie en centrale kernenergie de kosten doet stijgen. Het netto-effect is een kostenverlaging dankzij het toevoegen van SMR's. Ook de kosten in verband met waterstof verschuiven. De kosten voor elektrolyse stijgen met 505 miljoen euro, doordat de vraag naar waterstof sterk toeneemt, vooral door meer direct waterstofgebruik in de industrie (+49%) en voor feedstock (+79%). Tegelijkertijd daalt het gebruik van synthetische brandstoffen op basis van waterstof in de scheepvaart met 651 miljoen euro, omdat goedkopere elektrificatie-opties beschikbaar komen. De toevoeging van kernenergie maakt zowel efficiëntere directe elektrificatie (rechtstreeks gebruik van elektriciteit) als indirecte elektrificatie (groter gebruik van waterstof) mogelijk, wat leidt tot goedkopere bunkerbrandstoffen en meer mogelijkheden om te elektrificeren. Dit leidt tot goedkopere bunkerbrandstoffen en meer mogelijkheden om te elektrificeren. In de categorie warmte maakt kernenergie meer betaalbare warmteoplossingen mogelijk door de noodzaak van dure geothermische en thermische zonne-energietechnologieën weg te nemen. Doordat het systeem minder beperkingen is opgelegd zijn deze dure technologieën niet meer noodzakelijk.

3.1.2.3 Verdieping ‘Overige verschuivingen’

Door de toevoeging van SMR's neemt het beschikbare productievermogen toe, waardoor er iets minder nadruk op energiebesparende maatregelen nodig is. Dit vertaalt zich in minder isolatiemaatregelen en levert een kostenbesparing op van circa€ 184 miljoen (Figuur 3.8). Zo worden kantoren opgewaardeerd naar energielabel B in plaats van A. Buiten de invloed van SMR's (dus bij de vergelijking tussen kernenergie en offshore wind) zouden de isolatiekosten juist toenemen wanneer kernenergie wordt toegevoegd.



Figuur 3.8: Watervalgrafiek van totaal ‘Overige verschuivingen’ kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en SMR inclusie. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

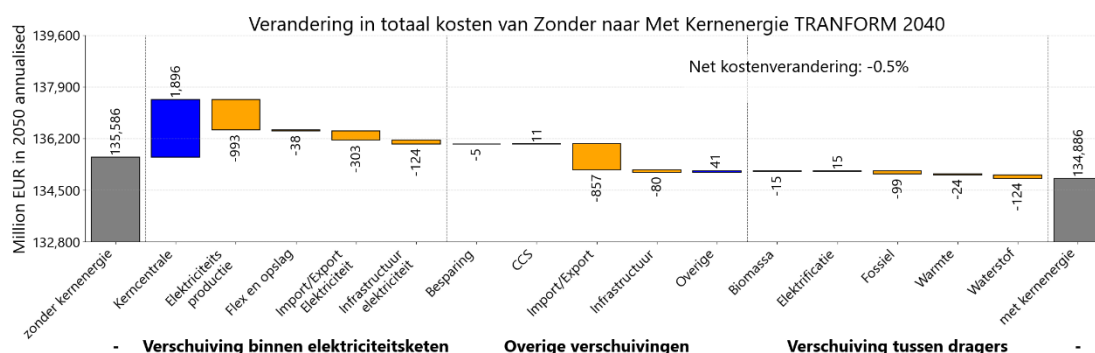
Er is een stijging van 273 miljoen euro in de kosten voor blauwe waterstof via autothermische reforming van aardgas (ATR) met CO₂-afvang. De productievolumes blijven gelijk, maar de kosten nemen toe door capaciteitsuitbreidingen in 2040 en 2045; in 2050 lopen nog kapitaallasten (capex) door omdat resterende capaciteit dan nog aanwezig is. De waterstofimport stijgt met bijna 1,3 miljard euro. Tegelijkertijd daalt de import van fossiele brandstoffen aanzienlijk, met 3,7 miljard euro minder aan aardgasimport. Dit wordt gedeeltelijk gecompenseerd door 1,8 miljard euro meer aan LNG voor de scheepvaart en ongeveer 263 miljoen euro aan extra dieselimport. Met lagere aardgasimporten neemt ook de behoefte aan infrastructuur aanzienlijk af, wat leidt tot een kostenbesparing van 1,5 miljard euro.

In de gebouwde omgeving worden de investeringen in thermische zonne-energie technologieën verminderd. De gecombineerde jaarlijkse uitgaven voor deze technologieën dalen van 790 miljoen euro naar 646 miljoen euro.

3.2 TRANSFORM

3.2.1 Zichtjaar 2040

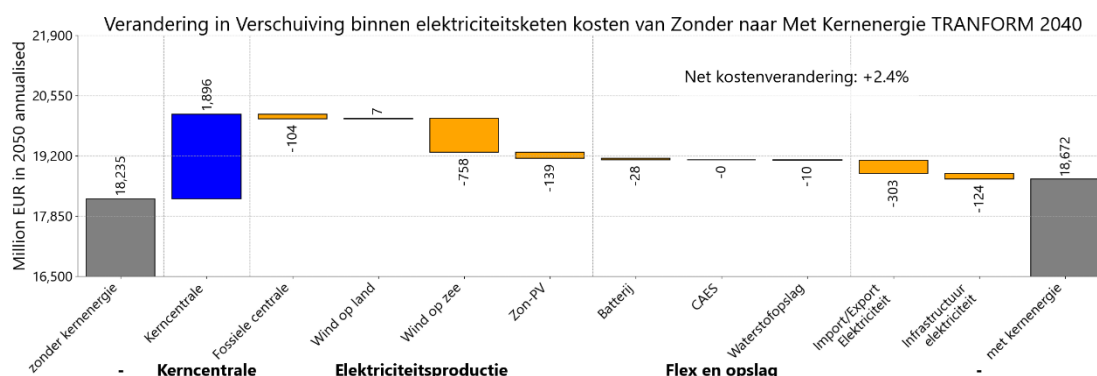
In 2040 vertoont het TRANSFORM-scenario, dat meer steunt op hernieuwbare energiebronnen zoals wind en zon en minder op CCS en fossiele brandstoffen, andere resultaten dan het ADAPT-scenario wanneer offshore windenergie (“zonder kernenergie”) wordt vervangen door een mix van kernenergie en offshore windenergie (“met kernenergie”). In dit scenario is het maximale nucleaire potentieel volledig benut, met 3 GW (twee centrales) geïnstalleerd, in tegenstelling tot ADAPT. In plaats van de totale kostenverlaging van 0,2% in ADAPT, laat het TRANSFORM scenario een grotere daling zien van ongeveer 0,5%, hetgeen neerkomt op ongeveer 300 miljoen euro aan totale energiesysteemkosten (zie Figuur 3.9).



Figuur 3.9: Watervalgrafiek van totaal energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

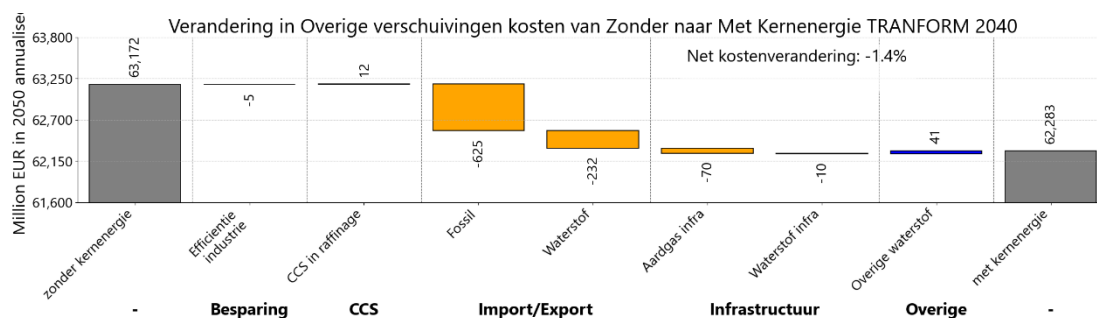
Het directe effect van de exogeen opgelegde veranderingen van kernenergie en offshore windenergie in Figuur 3.9, leidt met name in de eerste categorie “Verschuiving binnen elektriciteitsketen”, tot een kostenstijging van € 1,9 miljard. Dit is het gevolg van de opname van kernenergie en een kostenverlaging van € 758 miljoen door verminderde offshore windenergiecapaciteit. Deze twee verschuivingen domineren dit deel van de watervalgrafiek. Alle andere kostenverschuivingen binnen “Overige verschuivingen” en “Verschuiving tussen dragers” zijn indirecte veranderingen op systeemniveau. Sommige indirecte verschuivingen vinden ook plaats binnen “Verschuiving binnen elektriciteitsketen”, zoals een daling van € 303 miljoen in de import/export van elektriciteit en een daling van € 124 miljoen in de kosten voor elektriciteitsinfrastructuur (voornamelijk op zee). In de categorie “Overige verschuivingen” is er een aanzienlijke kostenvermindering van € 857 miljoen in de subcategorie “Import/export”, terwijl de laatste categorie in de grafiek, “Verschuiving tussen dragers”, meer gematigde veranderingen laat zien, met als grootste verandering een daling van € 124 miljoen in waterstof gerelateerde kosten.

Als we inzoomen op “Verschuiving binnen elektriciteitsketen”, de eerste categorie in de grafiek met totale systeemkosten, krijgen we een beter inzicht in de verschuivingen in de energiesector. In deze categorie stijgen de kosten met € 437 miljoen, ofwel 2,4%. Hoewel bijna alle subcategorieën binnen deze sectie een kostenverlaging laten zien, zijn deze besparingen niet voldoende om de grote kostenstijging van € 1,9 miljard als gevolg van kernenergie te compenseren. Naast de directe effecten van aanpassingen op het gebied van kernenergie en offshore windenergie, vinden er ook opmerkelijke indirecte verschuivingen plaats: een daling van € 303 miljoen in de import/export van elektriciteit, een daling van € 139 miljoen in de installatiekosten van zonne-energie, een daling van € 124 miljoen in de elektriciteitsinfrastructuur (gedreven door € 141 miljoen op zee) en een daling van € 104 miljoen in de kosten van aardgasturbines voor elektriciteitsproductie (CCGT).



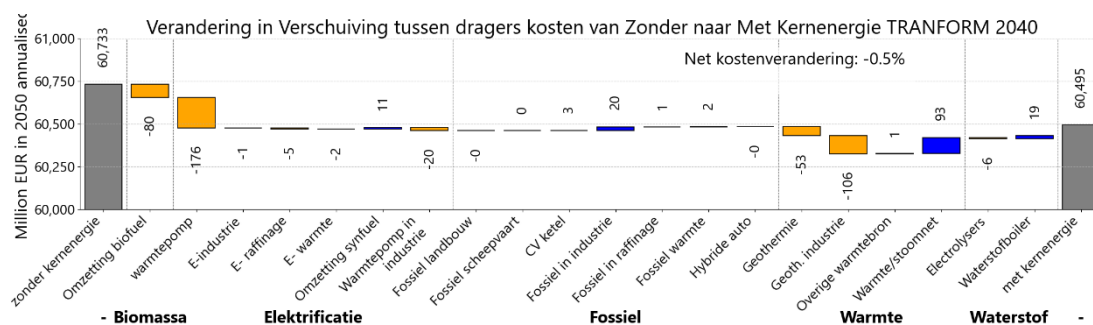
Figuur 3.10: Waterfallgrafiek van “Verschuiving binnen elektriciteitsketen” Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Figuur 3.11 geeft voor de categorie “Overige verschuivingen” een beter inzicht in de veranderingen op systeemniveau buiten de elektriciteitssector wanneer wind op zee (“zonder kernenergie”) wordt vervangen door een mix van kernenergie en wind op zee (“met kernenergie”). In deze categorie is er een totale kostenvermindering van 889 miljoen euro, of ongeveer 1,4%. Bijna de helft van de extra kosten van kernenergie worden gecompenseerd door de besparingen in deze categorie. De belangrijkste drijvers voor deze daling zijn een vermindering van ongeveer 41 PJ, ofwel 8%, in de invoer van aardgas, hetgeen resulteert in € 625 miljoen lagere kosten, en een daling van € 232 miljoen in de kosten voor de invoer/uitvoer van waterstof (zie het gedeelte “Import/Export”). Net als in het ADAPT-scenario voor 2040 laat dit zien dat de toevoeging van kernenergie de afhankelijkheid van geïmporteerde brandstoffen vermindert.



Figuur 3.11: Waterfall chart van “Overige verschuivingen” kosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024

Figuur 3.12 toont “Verschuiving tussen dragers” in meer detail, waardoor de systemische kostenveranderingen in het eindgebruik van energie beter te begrijpen zijn. In deze categorie is er een totale netto kostenvermindering van ongeveer 238 miljoen euro, ofwel 0,5%. Net als in ADAPT 2040 zijn de grootste bijdragen aan deze kostenreductie te danken aan besparingen op het gebied van elektrificatie, met € 176 miljoen aan goedkopere warmtepompinstallaties en € 106 miljoen aan lagere geothermische kosten in de industrie. Er is ook een lichte stijging van € 20 miljoen in het gebruik van fossiele brandstoffen binnen de industrie en een extra stijging van € 93 miljoen in de kosten voor warmte- en stoomnetten, wat verband houdt met de introductie van kleine modulaire reactoren (SMR's) voor industriële warmteproductie.

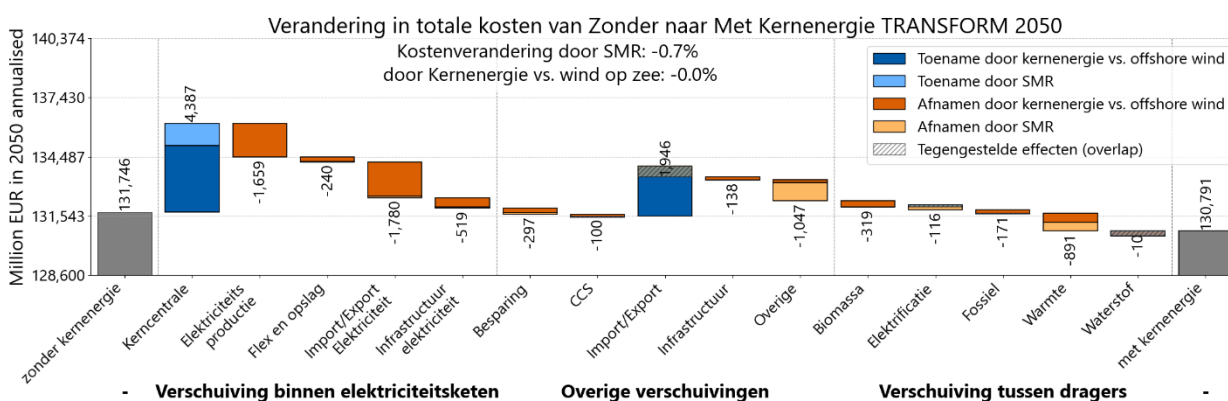


Figuur 3.12: Watervalgrafiek van “Verschuiving tussen dragers” kosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Over het algemeen laat het TRANSFORM-scenario voor 2040 aanzienlijke kostenverschuivingen zien, met name in de import- en exportgerelateerde kosten wanneer offshore windenergie wordt vervangen door een combinatie van offshore windenergie en kernenergie. De grootste effecten komen voort uit verminderingen in de import en export, waarbij het voor aardgas voornamelijk om volume-effecten gaat, terwijl het voor waterstof en elektriciteit vooral prijseffecten betreft. Bovendien leiden veranderingen in kernenergie binnen het elektriciteitssysteem tot minder aardgas- en zonne-energie-installaties, terwijl bij de elektrificatie van eindgebruik goedkopere warmtepomptopties worden gekozen, wat verder bijdraagt aan kostenbesparingen in het hele systeem.

3.2.2 Zichtjaar 2050

Door kernenergie op te nemen in het TRANSFORM-scenario dalen de totale systeemkosten met 958 miljoen euro. Zonder toevoeging van SMR's en met alleen grote kerncentrales dalen de besparingen met 53 miljoen euro of 0,0% van de totale systeemkosten. In tegenstelling tot het ADAPT-scenario stijgen de kosten voor de elektriciteitsketen niet. De stijging van 4,3 miljard euro als gevolg van kernenergie wordt volledig gecompenseerd door kostenbesparingen in de elektriciteitsvoorziening: 1,7 miljard euro door een verminderde behoefte aan andere elektriciteitsproductie, 2,0 miljard euro door hogere elektriciteitsexporten en lagere importen, en meer dan 759 miljoen euro door besparingen op flexibiliteit en infrastructuur.



Figuur 3.13: Watervalgrafiek van de totale energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Het verschil wordt veroorzaakt door de grotere capaciteit aan hernieuwbare energie in het TRANSFORM-referentiescenario (met kernenergie). In dit scenario staat meer dan 90% meer windenergie opgesteld en 10% meer zonne-energie in vergelijking met ADAPT. Door de aanzienlijk grotere capaciteiten hernieuwbare energie is het aandeel kernenergie relatief kleiner, waardoor de impact op de energievoorziening minder groot is.

Kernenergie wordt hier als basislast gebruikt²³, waardoor er een overschot aan elektriciteit ontstaat tijdens uren met een hoge opwekking van hernieuwbare energie. Deze overschotten worden tegen gunstiger prijzen geëxporteerd dan dat als deze alleen door wind op zee worden veroorzaakt. Dit leidt tot een stijging van 10% in de gemiddelde exportprijs van elektriciteit, omdat de stabiele output van kernenergie een betere optimalisatie van het exportmoment mogelijk maakt. Dit export-effect is niet toe te schrijven aan de SMR's, maar vloeit voort uit de concurrentie tussen offshore windenergie en kernenergie.

Door kernenergie op te nemen in het TRANSFORM-scenario worden totale systeemkostenbesparingen van 958 miljoen euro gerealiseerd. Zonder SMR's en met alleen centrale kernenergie dalen de besparingen tot 52,5 miljoen euro of 0,03%. In tegenstelling tot het ADAPT-scenario stijgen de kosten voor de energiesector niet. De stijging van 4,3 miljard euro als gevolg van kernenergie wordt volledig gecompenseerd door kostenbesparingen in de elektriciteitsvoorziening: 1,7 miljard euro door een verminderde behoefte aan andere elektriciteitsproductie, 2,0 miljard euro door hogere elektriciteitsexporten en lagere importen, en meer dan 656 miljoen euro door besparingen op flexibiliteit en infrastructuur.

Tegelijkertijd stijgen de kosten voor de import/export van waterstof met 1,8 miljard euro als gevolg van een stijging van 14% (74 PJ) in de import van waterstof wanneer kernenergie wordt meegerekend. De prijs van waterstof verandert nauwelijks; de kostenstijging komt voornamelijk door de grotere importvolumes.

Andere sectoren worden in TRANSFORM minder beïnvloed dan in ADAPT. In dit scenario is er minder verschuiving naar andere energiedragers, voornamelijk door de striktere CO₂-opslagrestricties en de hogere duurzaamheidsambities bij chemie en bunkerbrandstoffen. Het systeem was al afhankelijker van elektrificatie dan ADAPT, hetgeen op zijn beurt het systeem meer afhankelijk maakt van hernieuwbare energiebronnen. Als gevolg daarvan heeft kernenergie met eenzelfde omvang een kleiner effect op zowel de energiesector als de algehele systeemdynamiek dan bij het ADAPT-scenario.

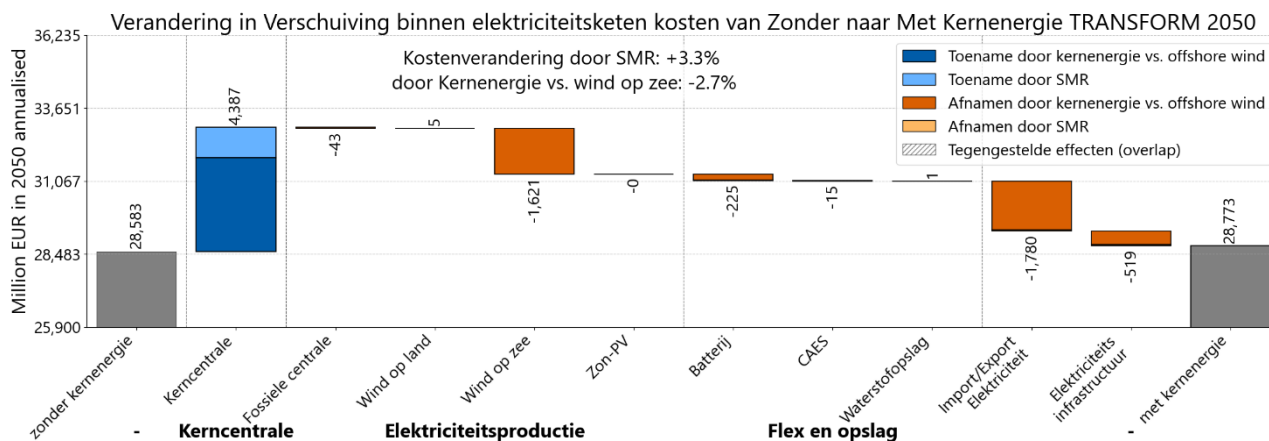
Naast de toename van waterstof zijn andere opvallende effecten onder meer minder kosten in het eindgebruik van biomassa en warmte, met een gecombineerde vermindering van 1,2 miljard euro. Ongeveer de helft van de vermindering van de warmtekosten is afkomstig van SMR's die industriële warmte leveren; de andere helft is het resultaat van concurrentie tussen kernenergie en offshore windenergie.

3.2.2.1 Verdieping 'Verschuiving binnen elektriciteitsketen'

Door in te zoomen op "Verschuiving binnen elektriciteitsketen", de eerste categorie in de grafiek met de totale systeemkosten van TRANSFORM (Figuur 3.14), ontstaat een beter inzicht in de kostenverschuivingen in de energiesector. In 2050 laat deze categorie een totale kostenstijging zien van 0,6%, wat neerkomt op ongeveer 190 miljoen euro. Dit is

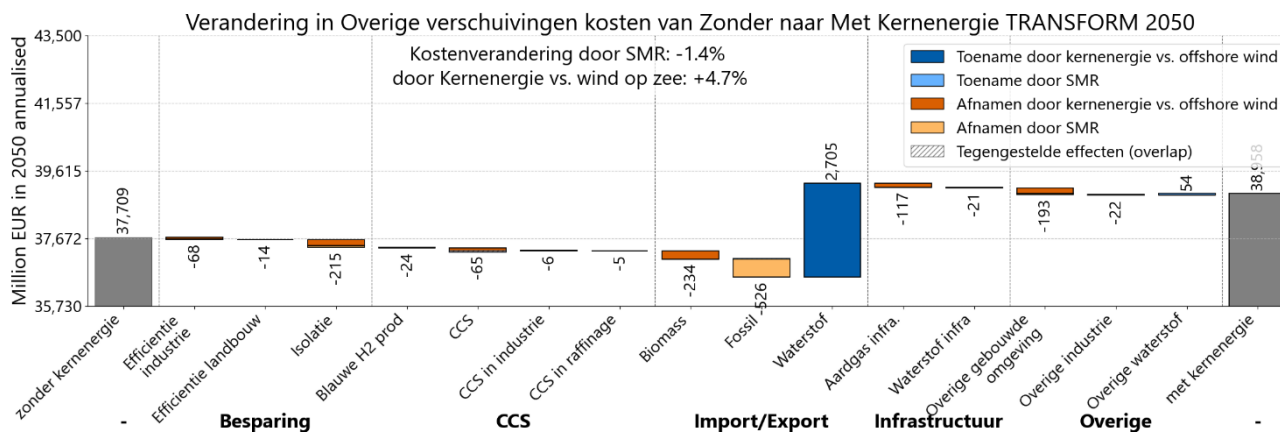
²³ Methodologische verschillen tussen OPERA en COMPETES-TNO leiden ertoe dat er verschillen zijn in de uitkomsten tussen beide modellen. Het OPERA-model kiest ervoor kernenergie als basislast in te zetten en COMPETES als lastvolgende technologie.

aanzienlijk lager dan de kostenstijging van meer dan 2 miljard euro die in ADAPT voor dezelfde categorie wordt geraamd. Het kleinere effect in TRANSFORM wordt voornamelijk verklaard door de aanzienlijke daling van 1.780 miljoen euro in de kosten voor de import/export van elektriciteit wanneer kernenergie wordt meegerekend.



Figuur 3.14: Watervalgrafiek van “Verschuiving binnen elektriciteitsketen” Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024

Daarnaast leiden de directe effecten van de toevoeging van kernenergie tot een kostenstijging van 4.387 miljoen euro, terwijl de vermindering van offshore windenergie resulteert in een kostenvermindering van 1.621 miljoen euro. De grootste indirecte impact is echter de aanzienlijke besparing op de import/export van elektriciteit. Interessant is dat deze besparing niet wordt veroorzaakt door veranderingen in de verhandelde volumes, maar door betere prijzen. Ongeveer 7% van deze besparing is afkomstig van de export van elektriciteit tegen hogere prijzen, terwijl 93% afkomstig is van de import van elektriciteit tegen lagere prijzen. Dit betekent dat de toevoeging van kernenergie in het TRANSFORM-scenario de planning en timing van de import en export van elektriciteit verbetert, waarbij de volumes gelijk blijven maar gunstigere prijzen worden bereikt. Andere belangrijke verschuivingen in “Verschuiving binnen elektriciteitsketen” zijn onder meer een kostenbesparing van 519 miljoen euro op elektriciteitsinfrastructuur, voornamelijk als gevolg van verminderde behoefte aan offshore hoogspanningskabels, en een kostenbesparing van 225 miljoen euro op batterijen (zie “Flex en opslag” in Figuur 3.15).



Figuur 3.15: Watervalgrafiek van ‘Overige verschuivingen’ kosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024

3.2.2.2 Verdieping ‘Overige verschuivingen’

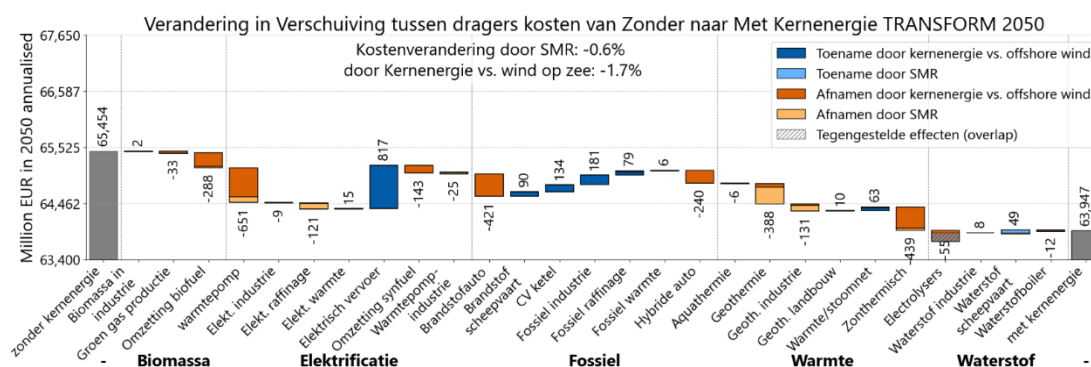
Figuur 3.16 toont voor “Overige verschuivingen” systeemveranderingen buiten de elektriciteitssector in meer detail bij de overgang van offshore windenergie (“zonder kernenergie”) naar een mix van offshore windenergie en kernenergie (“met kernenergie”). In deze categorie is er een totale kostenstijging van € 1.249 miljoen, of ongeveer 3,3%. De belangrijkste oorzaak van deze stijging is een stijging van € 2.705 miljoen in de import-/exportkosten van waterstof, die gedeeltelijk wordt gecompenseerd door een gecombineerde daling van € 1.456 miljoen in verschillende andere subcategorieën binnen “Overige verschuivingen”.

De totale kostenbesparing van € 1.456 miljoen is afkomstig uit verschillende gebieden, waaronder de import/export van fossiele brandstoffen (€ 526 miljoen), de import van biomassa (€ 234 miljoen) en isolatiemaatregelen in de categorie “Besparing” (€ 215 miljoen). De sterke stijging van de kosten voor de import/export van waterstof is opvallend. Binnen dit kader vertoont de export van waterstof een kostenbesparing van 1.945 miljoen euro, terwijl de kosten voor de import van waterstof sterk stijgen met 4.650 miljoen euro. Deze kostenstijging wordt veroorzaakt door grotere importvolumes: de import van waterstof stijgt van 535 PJ in het scenario “zonder kernenergie” tot 610 PJ in het scenario “met kernenergie”. Het grootste deel van de extra waterstof wordt gebruikt voor synthetische brandstoffen en grondstoffen, maar ongeveer 45 PJ wordt direct opnieuw geëxporteerd, wat betekent dat een deel van de geïmporteerde waterstof via Nederland wordt doorgevoerd.

Binnen deze categorie houdt de kostenreductie van € 526 miljoen in “Fossiele import/export” verband met de opname van SMR's, en niet met de concurrentie tussen offshore windenergie en kernenergie. Alle andere kostenwijzigingen in “Overige verschuivingen” zijn voornamelijk het gevolg van deze concurrentie tussen technologieën.

3.2.2.3 Verdieping ‘Verschuiving tussen dragers’

De categorie, ‘Verschuiving tussen dragers’, wordt in meer detail weergegeven in Figuur 3.16. Dit is de enige categorie waarin de kosten aanzienlijk dalen, met een totale vermindering van € 1.500 miljoen, ofwel 2,3%. Deze kostenbesparingen zijn het resultaat van een combinatie van vele kleinere dalingen, in plaats van één grote verandering. De grootste dalingen zijn onder meer € 651 miljoen door warmtepompen in elektrificatie, € 439 miljoen door thermische zonne-energie in de categorie ‘Warmte’, € 421 miljoen door fossiel wegtransport en € 288 miljoen door de omschakeling naar biobrandstoffen in de categorie ‘Biomassa’.



Figuur 3.16: Watervalgrafiek van 'Verschuiving tussen dragers' kosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Ondanks de totale netto daling zijn er ook opvallende kostenstijgingen in deze categorie. De grootste stijgingen doen zich voor in het elektrische wegvervoer binnen de elektrificatie (+817 miljoen euro) en in de subcategorieën fossiele brandstoffen, waaronder CV-ketels, fossiel gebruik in de industrie en fossiel gebruik in raffinaderijen, met een gezamenlijke kostenstijging van 484 miljoen euro (zie fossiele categorie in Figuur 3.16). Dit wijst erop dat de opname van kernenergie leidt tot een verschuiving in het gebruik van fossiele brandstoffen: er wordt minder fossiele brandstof gebruikt in het wegvervoer, terwijl er meer wordt gebruikt in de industrie en raffinaderijen, naast een toename van het gebruik van elektrische vervoersopties.

Over het algemeen laat het TRANSFORM-scenario voor 2050 aanzienlijke kostenverschuivingen zien bij de overgang van een systeem dat uitsluitend op offshore windenergie is gebaseerd ("zonder kernenergie") naar een systeem met een mix van offshore windenergie en kernenergie ("met kernenergie"). Hoewel de totale systeemkosten relatief stabiel blijven, zijn er systeemwijzigingen op een schaal van miljarden euro's. De categorieën "Verschuiving binnen elektriciteitsketen" en "Overige verschuivingen" laten beide een netto kostenstijging zien wanneer kernenergie wordt geïntroduceerd, voornamelijk als gevolg van de kosten van kerncentrales en hogere waterstofimporten. De laatste categorie, "Verschuiving tussen dragers", laat daarentegen aanzienlijke kostenbesparingen zien, dankzij goedkopere opties voor biomassa, elektrificatie en warmte.

3.3 TRANSFORM – Minder competitief & import

Het scenario *TRANSFORM – Minder competitief & import* (ook wel aangeduid als TRANSFORM met Kleinere Industrie) vertegenwoordigt een mogelijke toekomst voor Nederland waarin de omvang van de Nederlandse zware industrie afneemt en de toegang tot geïmporteerde halffabricaten toeneemt²⁴. Dit scenario is een variant van TRANSFORM, wat betekent dat het uitgaat van een hoog potentieel voor hernieuwbare energie en een lage afhankelijkheid van CO₂-opslag. In deze situatie worden er tot 2050 geen nieuwe kerncentrales gebouwd, waarschijnlijk omdat de combinatie van aantrekkelijke importmogelijkheden en een hoge beschikbaarheid van hernieuwbare energie kernenergie niet concurrerend maakt.

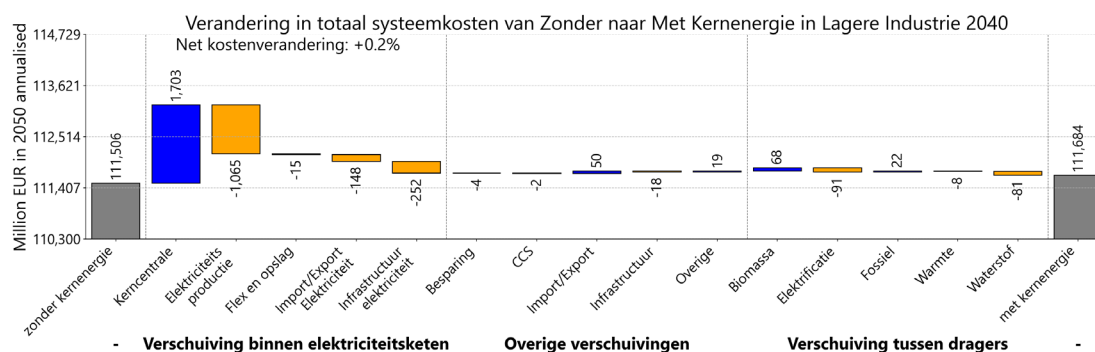
²⁴ Onder de zware industrie wordt in de context van deze studie de staalproductie, kunstmestproductie, raffinaderijen/brandstoffenproductie en organische basischemie verstaan. Halffabricaten zijn onder meer waterstof, ammoniak en bio-nafta.

Om deze reden is de analyse met en zonder kernenergie in dit hoofdstuk omgekeerd ten opzichte van eerdere scenario's. Waar kernenergie eerder werd uitgesloten om de impact daarvan te testen, is het nu juist verplicht in het systeem opgenomen. Belangrijk hierbij is dat er – anders dan in andere scenario's – geen exogeen opgelegde concurrentie bestaat tussen offshore wind en kernenergie. Door deze aangepaste scenariocondities wordt de limiet voor wind op zee niet bereikt. In beide varianten is de optimale capaciteit van SMR's 0,9 GW.

De analyse richt zich op de kostenimpact in 2040 en 2050 bij het vergelijken van de goedkopere referentievariant voor de elektriciteitsproductie zonder kernenergie en de duurdere variant met gedwongen kernenergie.

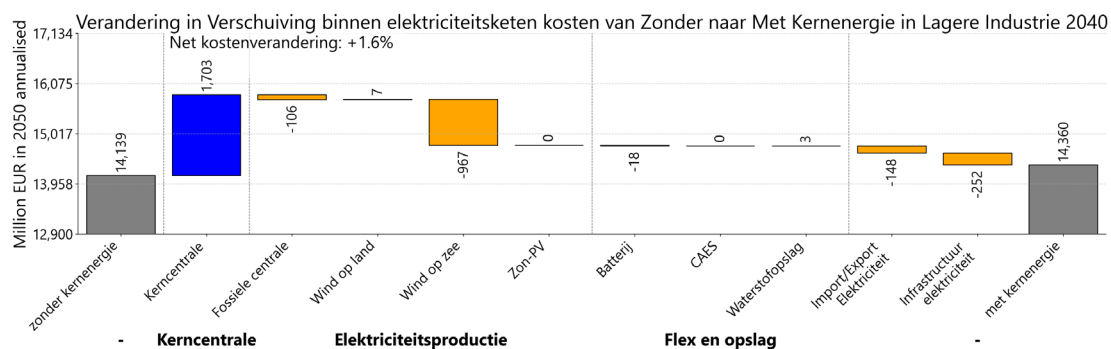
3.3.1 Zichtjaar 2040

In 2040 zorgt de toevoeging van kernenergie in dit scenario voor een stijging van de totale systeemkosten met ongeveer 180 miljoen euro, ofwel 0,2% (zie Figuur 3.17). De meeste kostenverschuivingen vinden plaats in de categorie “Verschuiving binnen elektriciteitsketen”, waar de toevoeging van kernenergie 1,7 miljard euro aan extra kosten met zich meebrengt. Dit wordt echter gedeeltelijk gecompenseerd door kostenbesparingen in andere elektriciteitsproductietechnologieën, voor een totaalbedrag van ongeveer 1 miljard euro, in combinatie met een daling van 148 miljoen euro in de kosten voor de import/export van elektriciteit en een vermindering van 252 miljoen euro in de elektriciteitsinfrastructuur. De veranderingen in andere sectoren zijn klein, met verschuivingen die beperkt blijven tot maximaal 90 miljoen euro in de ene of andere richting.



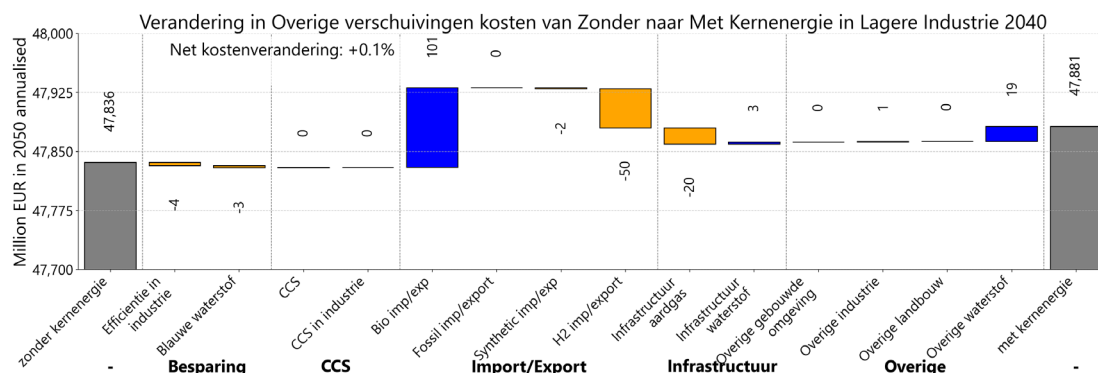
Figuur 3.17: Watervalgrafiek van totaal energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM Minder Competitief & Import 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Als we inzoomen op de elektriciteitssector onder “Verschuiving binnen elektriciteitsketen”, zien we dat de opname van kernenergie vooral de kosten van offshore windenergie vermindert. Hoewel in dit scenario geen concurrentie tussen offshore wind en kernenergie van buitenaf wordt opgelegd, ontstaat er binnen het model dus vanzelf een vorm van concurrentie tussen beide. De offshore windcapaciteit daalt met ongeveer 5,6 GW, of 14%, wat overeenkomt met een kostenbesparing van 967 miljoen euro. Door de afname van de capaciteit wind op zee dalen ook de kosten voor het net op zee met nog eens 252 miljoen euro (zie Figuur 3.18). Bovendien maakt de opname van kernenergie ongeveer 2 GW aan aardgascentrales overbodig. Er is geen significante verdringing van windenergie op land of zonne-energie. Ondanks deze compenserende effecten stijgen de kosten in de elektriciteitssector nog steeds met ongeveer 220 miljoen euro, of 1,6%, wanneer kernenergie wordt toegevoegd.



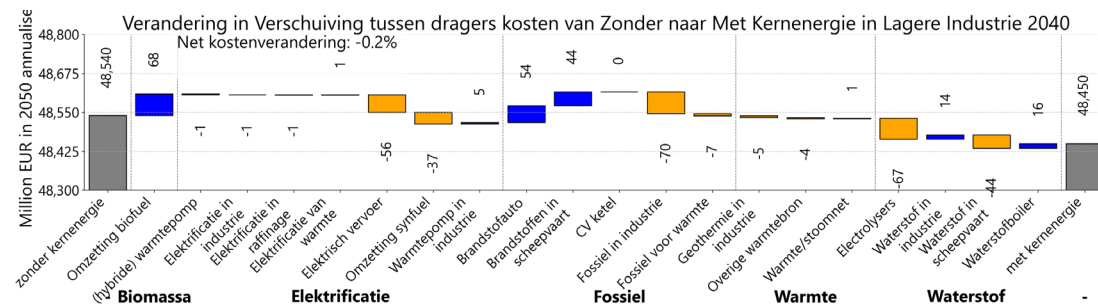
Figuur 3.18: Watervalgrafiek van “Verschuiving binnen elektriciteitsketen” kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

In de andere twee hoofdcategorieën, “Overige verschuivingen” en “Verschuiving tussen dragers”, zijn de netto kostenverschuivingen klein (zie Figuur 3.19 en Figuur 3.20). De import-/exportkosten voor biomassa stijgen met ongeveer 100 miljoen euro, terwijl de import-/exportkosten voor waterstof licht dalen met ongeveer 50 miljoen euro.



Figuur 3.19: Watervalgrafiek van “Overige verschuivingen” kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

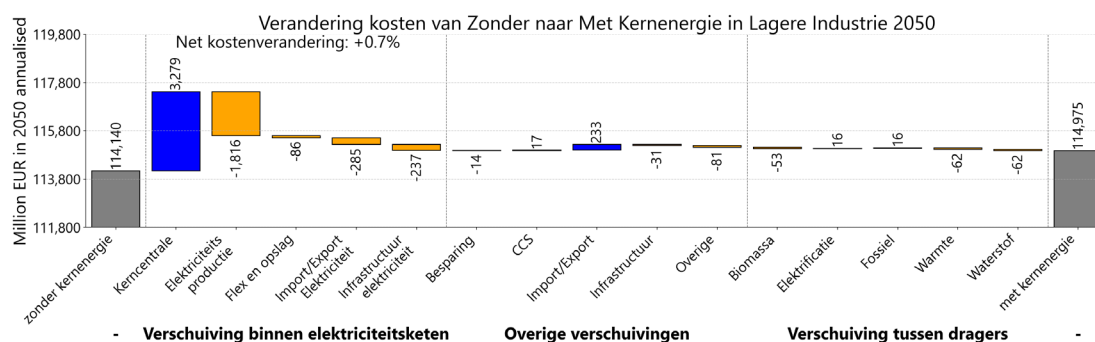
Over het geheel genomen laat de analyse voor 2040 slechts een geringe totale kostenstijging van 0,2% zien wanneer kernenergie wordt toegevoegd in het scenario met een lagere industrie en import. De belangrijkste veranderingen doen zich voor in de elektriciteitssector, waar de directe kostenstijging als gevolg van kernenergie gedeeltelijk wordt gecompenseerd door verminderingen in offshore windenergiecapaciteit en bijbehorende infrastructuur, wat leidt tot slechts een klein netto-effect op de totale systeemkosten.



Figuur 3.20: Watervalgrafiek van “Verschuiving tussen dragers” kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

3.3.2 Zichtjaar 2050

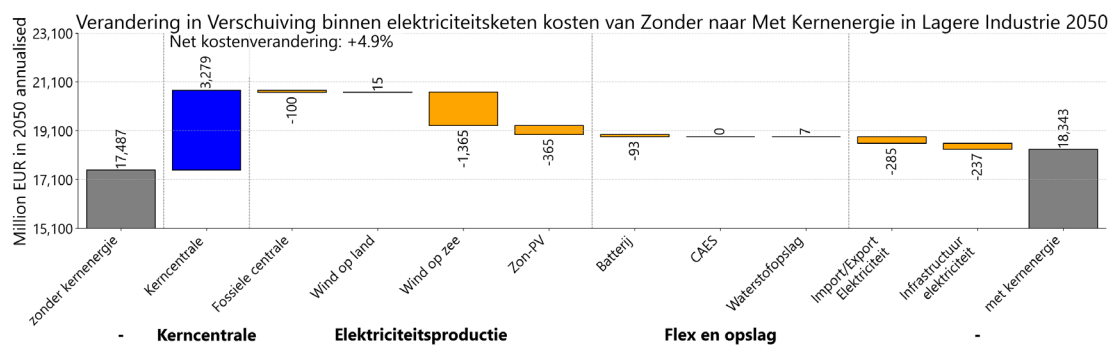
In 2050 laat dit scenario patronen zien van kostenverschuiving die vergelijkbaar zijn met die in 2040, met een totale stijging van de systeemkosten van 835 miljoen euro, ofwel 0,7%, bij de overstap naar de variant met kernenergie. In “Verschuiving binnen elektriciteitsketen” leidt de toevoeging van kernenergie tot een directe kostenstijging van 3,3 miljard euro, terwijl de kosten voor andere elektriciteitsproductietechnologieën met 1,8 miljard euro dalen. De andere twee hoofdcategorieën, “Overige verschuivingen” en “Verschuiving tussen dragers”, hebben minder invloed op de systeemkosten, vergelijkbaar met 2040, met één uitzondering: de subcategorie import/export in “Overige verschuivingen” laat een kostenstijging zien van 233 miljoen euro wanneer kernenergie wordt meegenomen.



Figuur 3.21: Watervalgrafiek van totaal energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2050. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

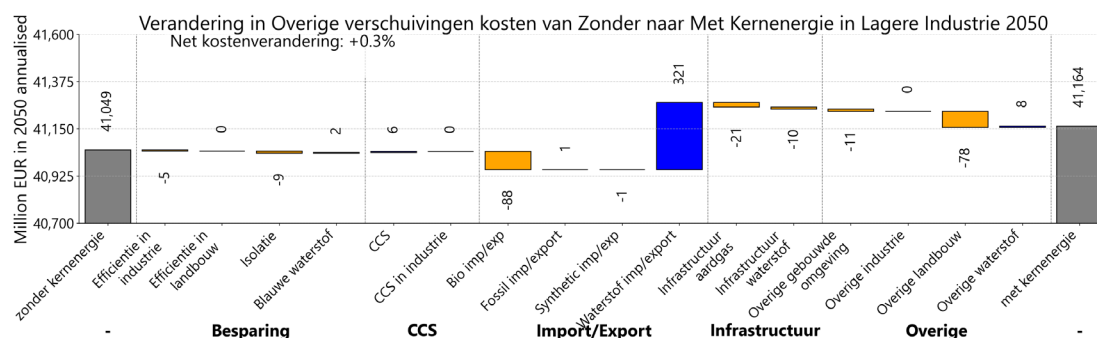
Als we inzoomen op ‘Verschuiving binnen elektriciteitsketen’, zien we de gedetailleerde kostenverschuivingen binnen de energiesector. De directe kostenstijging van 3,3 miljard euro is het gevolg van het opnemen van kernenergie in het systeem, maar dit leidt tot verschillende indirecte aanpassingen. Veel andere technologieën voor elektriciteitsproductie worden teruggeschoefd. Gascentrales in de categorie ‘*fossiele centrales*’ nemen met ongeveer 10 GW (ongeveer 15%) af, de capaciteit wind op zee neemt met ongeveer 8 GW (15%) af en de capaciteit van zonne-energie neemt met 2 GW (50%) af. Deze verminderingen leiden tot een kostenbesparing van respectievelijk ongeveer 100 miljoen euro, 1.365 miljoen euro en 365 miljoen euro. Wind op zee wordt het sterkst verdrongen, wat opnieuw laat zien dat de inzet van kernenergie aanzienlijke concurrentie tussen deze twee opties veroorzaakt.

Omdat er minder intermitterende opwekking nodig is wanneer kernenergie wordt toegevoegd, neemt ook de behoefte aan flexibiliteit af. De batterijcapaciteit in de categorie “Flex en opslag” wordt verminderd, wat leidt tot een kostenvermindering van 93 miljoen euro. Ook de kosten voor de import/export van elektriciteit dalen met ongeveer 285 miljoen euro. Hoewel de import- en exportvolumes niet significant veranderen, maakt de toevoeging van kernenergie een kostenefficiëntere planning van de elektriciteitsstromen mogelijk, waardoor import tegen lagere prijzen en export tegen hogere prijzen mogelijk wordt. Ook de infrastructuurkosten dalen, voornamelijk als gevolg van een lagere capaciteit wind op zee, aangezien het net op zee tot de duurste onderdelen van het systeem behoren.



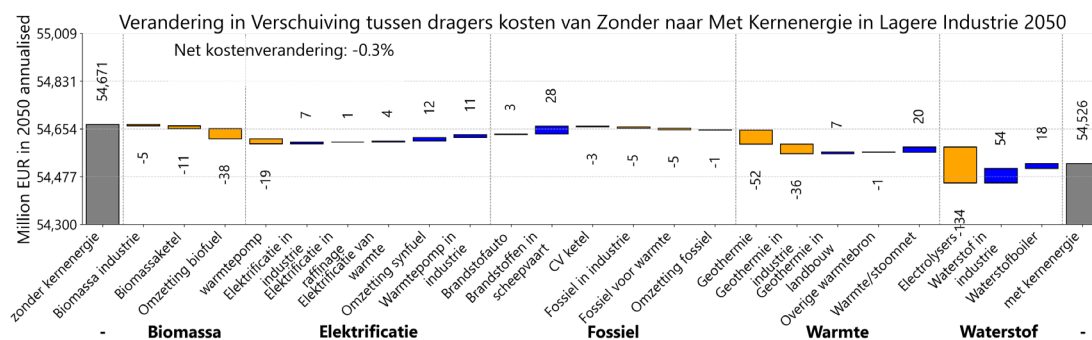
Figuur 3.22: Watervalgrafiek van 'Verschuiving binnen elektriciteitsketen' kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2050. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Als we inzoomen op 'Overige verschuivingen', zien we of de inzet van kernenergie ook gevolgen heeft voor andere onderdelen van het energiesysteem. De meeste subcategorieën, zoals 'Besparing' en 'CCS', ondervinden nauwelijks gevolgen. De subcategorie 'Import/Export' laat echter een aanzienlijke kostenstijging zien van 321 miljoen euro, voornamelijk als gevolg van een lichte stijging van de waterstofimport in combinatie met een daling van de waterstofexport.



Figuur 3.23: Watervalgrafiek van 'Overige verschuivingen' kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2050. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

De categorie 'Verschuiving tussen dragers' laat de effecten zien op het eindverbruik van energie. Dit is de enige categorie waarin de kosten licht dalen, met een afname van ongeveer 145 miljoen euro, ofwel 0,3%. Deze daling komt voort uit meerdere kleinere effecten, waaronder lagere kosten voor geothermie en een grotere daling van 134 miljoen euro door minder behoefte aan elektrolysecapaciteit en waterstofproductie. Hoewel de vraag naar waterstof gelijk blijft, neemt de behoefte aan elektrolyse af doordat het lagere windvermogen op zee leidt tot minder uren met lage elektriciteitsprijzen door een kleiner aanbod van goedkope stroom.



Figuur 3.24: Watervalgrafiek van 'Verschuiving tussen dragers' kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2050. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Over het algemeen vinden in dit scenario voor 2050 de grootste kostenverschuivingen plaats in de energiesector, waar concurrentie bestaat tussen kernenergie en wind op zee. Het verplicht opnemen van kernenergie leidt tot een vermindering van de capaciteit voor wind op zee, zonne-energie en batterijen, terwijl de timing van de import/export van elektriciteit wordt verbeterd en de daarmee samenhangende kosten worden verlaagd. Buiten de energiesector leidt de opname van kernenergie tot een stijging van de import-/exportkosten voor waterstof met 321 miljoen euro, maar tot een daling van de binnenlandse investeringen in elektrolyse met 134 miljoen euro. Dit duidt op een verschuiving van het systeem van binnenlandse waterstofproductie naar een grotere afhankelijkheid van waterstofimport wanneer kernenergie wordt opgenomen.

4 Gevoeligheidsanalyse

Dit hoofdstuk over gevoeligheidsanalyses beantwoordt het tweede deel van de hoofdvraag: door welke factoren worden de systeemkosten bepaald en welke mate van onzekerheid speelt daarbij een rol. De belangrijkste kostencomponenten van het systeem zijn: elektriciteitsproductie met respectievelijk wind op zee en kernenergie, flexibiliteit in het systeem, netinfrastructuur en de afhankelijkheid van het buitenland. Op ieder van die vlakken zijn gevoeligheidsanalyses gedefinieerd (zie ook paragraaf 2.4).

Voor iedere gevoeligheid is geanalyseerd:

- of er een verschil is in het opgestelde vermogen aan kernenergie en/of wind op zee,
- wat het verschil is in de totale systeemkosten,
- welke factoren dit verschil verklaren, en
- welke inzichten hieruit volgen.

In de presentatie maken we onderscheid tussen directe en indirecte effecten. Directe effecten zijn aanpassingen die rechtstreeks voortkomen uit de nieuwe parameterkeuzes, zoals een stijging van de kosten van kernenergie door hogere investeringskosten. Indirecte effecten ontstaan uit het nieuwe systeemoptimum dat volgt uit deze parameterisering. Een voorbeeld hiervan is een gewijzigde elektriciteitsmix, doordat hogere investeringskosten leiden tot de inzet van andere technologieën. De directe effecten worden dus bepaald door de gekozen parameterisering van de gevoeligheidsanalyse. Bij iedere grafiek staat aangegeven welke effecten als direct worden beschouwd.

In paragraaf 2.4 zijn de uitgevoerde gevoeligheids- en what-if analyses beschreven. Omwille van de leesbaarheid en de inhoudelijke samenhang is ervoor gekozen de resultaten van sommige analyses in samenhang te presenteren. In tabel 4.1 staat beschreven waar de resultaten van elke analyse behandeld worden.

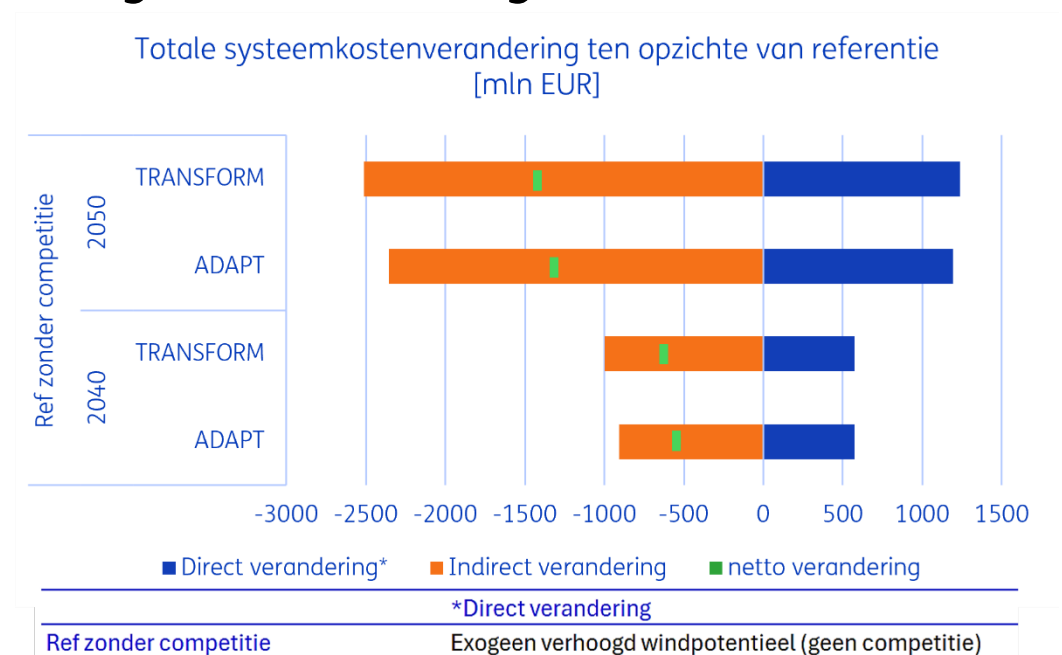
Tabel 4.1: Plek van resultaten per uitgevoerde gevoeligheids- en what-if analyse

Beschreven what-if in paragraaf 2.4	Presentatie resultaten
Isoleren van het effect van SMR en grote kerncentrales	Hoofdstuk 3
Geen competitie tussen hernieuwbare elektriciteitsproductie en kernenergie	Paragraaf 4.1
Gevoeligheid voor hogere investeringskosten kernenergie	Paragraaf 4.3
Gevoeligheid voor investeringskosten hernieuwbare bronnen	Paragraaf 4.4
Gecombineerde gevoeligheid hogere investeringskosten kernenergie én hernieuwbare bronnen	Paragraaf 4.5
Verandering in aanbod hernieuwbare elektriciteit	Paragraaf 4.4
Gevoeligheid voor investeringskosten flexibiliteitstechnieken	Paragraaf 4.6
Invloed uitloop bouwtijd kerncentrales	Paragraaf 4.3
Invloed van het beperken tot twee nieuwe kerncentrales	Paragraaf 4.2

Beschreven what-if in paragraaf 2.4	Presentatie resultaten
Loslaten van de beperking van maximaal 6GW kerncentrales	Paragraaf 4.2
Locatie van kerncentrales niet aan de kust	Paragraaf 4.3
Gevoeligheid kosten van de elektriciteitsinfrastructuur	Paragraaf 4.7
Andere energietransitiestrategie buitenland	Paragraaf 4.8
Andere industriële ontwikkeling in het buitenland	Paragraaf 4.9

De belangrijkste lessen uit deze analyses zijn hieronder per gevoeligheid samengevat. Deze analyses worden vergeleken met de referentiesituatie met kernenergie.

4.1 Geen competitie tussen hernieuwbare energie en kernenergie



Figuur 4.1: Systeemkosteneffect bij geen concurrentie tussen hernieuwbare energie en kernenergie in vergelijking met de referentiecase en onderscheid tussen direct en indirect effect.

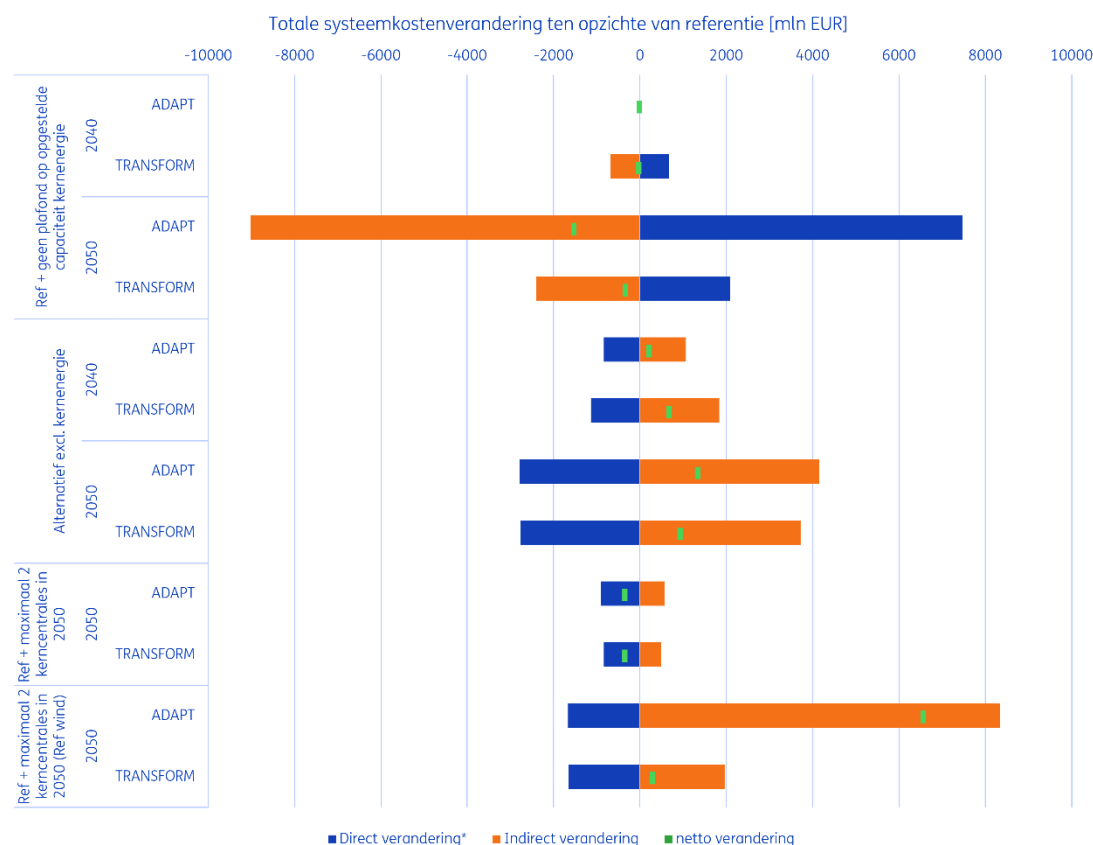
In de hoofdscenario's van deze studie is aangenomen dat de totale elektriciteitsopwekcapaciteit constant blijft bij het toevoegen van kernenergie aan het energiesysteem. Om dit te modelleren, is de maximale opwekcapaciteit van wind op zee evenredig verminderd met de opwekcapaciteit van kernenergie. Hiermee wordt impliciet een concurrentie gesimuleerd tussen wind op zee en kernenergie.

In deze gevoeligheidsanalyse wordt deze concurrentie losgelaten: het model heeft de vrijheid om zowel de maximale potentie van kernenergie als die van wind op zee volledig te benutten. Dit leidt tot lagere systeemkosten. In 2040 resulteert dit in een systeem met de maximale capaciteit voor wind op zee (36/45 GW in ADAPT/TRANSFORM), maar slechts een gedeeltelijke benutting van het potentieel voor grote kerncentrales. In tegenstelling tot het basisscenario zonder kernenergie (zie Hoofdstuk 3), worden in dit geval wel SMR's (Small Modular Reactors) ingezet. Dit

resulteert in een verlaging van de totale systeemkosten met circa €250 miljoen per jaar ten opzichte van de referentie met kernenergie.

Ook in 2050 dalen de systeemkosten aanzienlijk: met €886 miljoen per jaar in het ADAPT-scenario en €973 miljoen per jaar in het TRANSFORM-scenario. In beide scenario's wordt zowel de maximale wind-op-zee-capaciteit als de maximale kernenergiecapaciteit benut. Hoewel dit de totale opwekkosten verhoogt, wordt elders in het systeem een kostenvoordeel gerealiseerd door te kiezen voor goedkopere eindgebruikersopties, zoals iets minder of voordeligere alternatieven voor isolatie, warmtepompen, transportmiddelen en industriële elektrificatie. Deze keuzes beïnvloeden tevens de import, export en productie van energie binnen het systeem en de bijbehorende kosten.

4.2 Gevoeligheidsanalyse meer of minder kerncentrales



What-if	*Direct verandering
Ref + geen plafond op opgestelde capaciteit	Het directe effect is de kostprijs van extra kernenergie.
Alternatief excl. kernenergie	Exogeen uitgesloten kernenergie en verhoogd potentieel voor offshore windenergie.
Ref + maximaal 2 kerncentrales in 2050	Exogeen verminderde kernenergie en verhoogd potentieel voor offshore windenergie (om competitie te behouden).
Ref + maximaal 2 kerncentrales in 2050 (Ref wind)	Exogeen verminderde kernenergie en geen verhoogde windenergie (geen behoud van competitie).

Figuur 4.2: Systeemkosten in vergelijking met de referentie bij verschillende aantallen kerncentrales. De effecten worden onderverdeeld in directe en indirecte effecten.

In deze gevoeligheidsanalyse onderzoeken we de invloed van het aantal kerncentrales op de systeemkosten. In hoofdstuk 3 zijn reeds de resultaten gepresenteerd voor een systeem met en zonder kernenergie in 2050, waarbij werd uitgegaan van vier grote kerncentrales. Hieruit bleek dat het verschil in systeemkosten nihil is: respectievelijk €19 miljoen per jaar in het ADAPT-scenario en €40 miljoen per jaar in het TRANSFORM-scenario.

Als eerste is gekeken naar een systeem met twee in plaats van vier kerncentrales. Wanneer in dit scenario niet wordt gecompenseerd voor de weggevallen opwekcapaciteit van wind op zee, stijgen de systeemkosten met €5.091 miljoen per jaar in ADAPT en €233 miljoen per jaar in TRANSFORM. Met name het ADAPT-scenario blijkt zeer gevoelig voor het wegvallen van opwekcapaciteit. Het model wordt gedwongen om andere keuzes te maken aan de eindgebruikerszijde, bijvoorbeeld in de voorziening van mobiliteit (minder elektrificatie), minder isolatie en minder of een efficiënter type warmtepompen voor de gebouwde omgeving. Deze verschuivingen hebben impact op het hele energiesysteem, inclusief de omzetting en import van aardgas en waterstof.

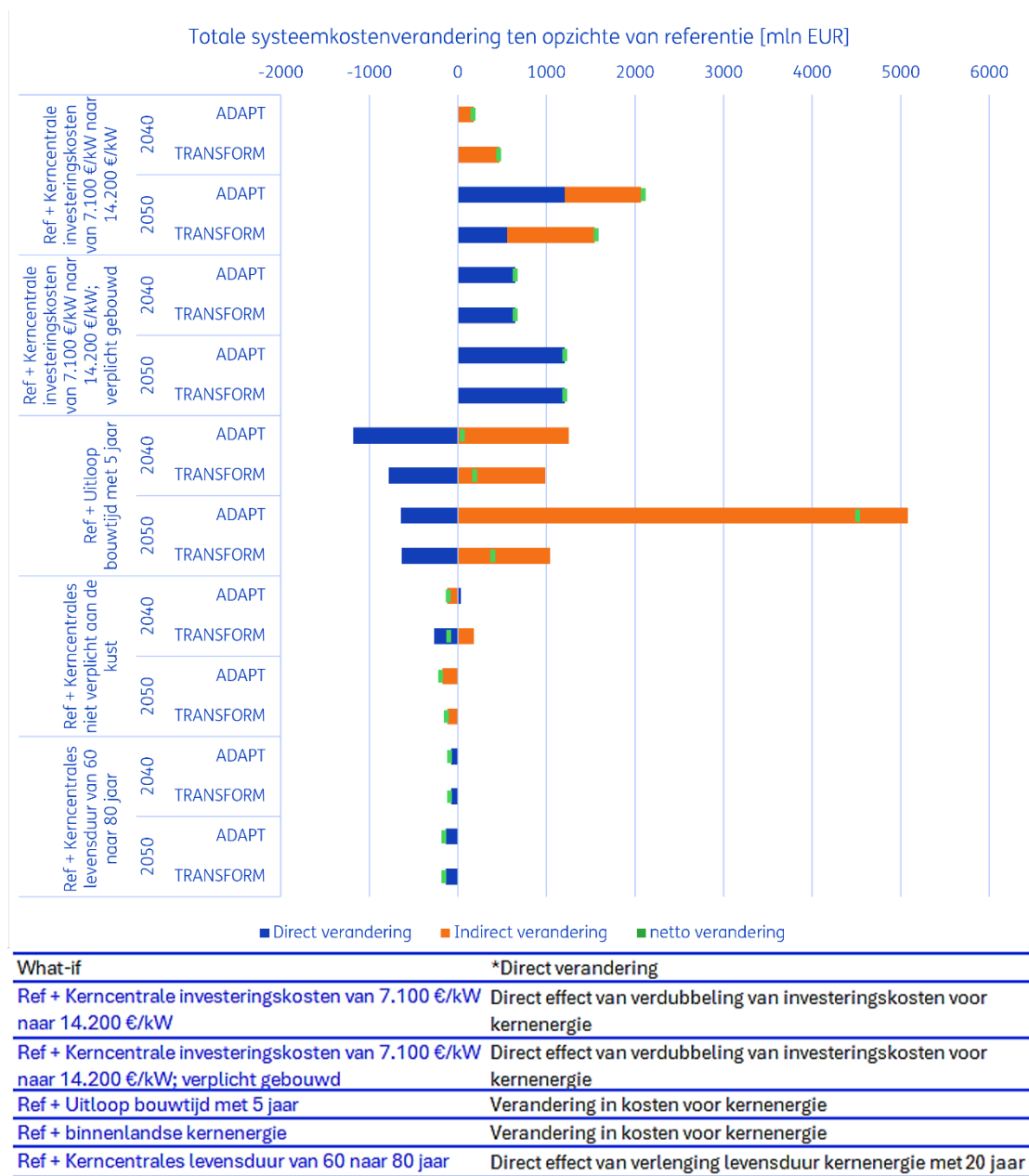
Wanneer de opwekcapaciteit van wind op zee zodanig wordt verhoogd dat deze het wegvallen van de twee kerncentrales compenseert, daalt het kostenniveau juist met €262 miljoen (ADAPT) en €259 miljoen (TRANSFORM) per jaar ten opzichte van het systeem met vier kerncentrales.

Tot slot is een scenario onderzocht waarin het maximum op het kernenergievermogen volledig wordt losgelaten. Dit biedt inzicht in de bovengrens van het kostenoptimaal inzetbare kernenergievermogen binnen het energiesysteem. Deze uitkomst moet worden beschouwd als een theoretische exercitie, bedoeld om de robuustheid van het model en de uiterste bandbreedte van de resultaten te verkennen. Beleidsmatige overwegingen over de wenselijkheid en realiseerbaarheid van deze mate van kernenergieopwekking zijn buiten beschouwing gelaten.

Het resultaat laat zien dat het loslaten van de capaciteitsgrens in 2050 leidt tot een systeem met circa 19,6 GW kernenergie in ADAPT en 10 GW in TRANSFORM. ADAPT is in dit geval gevoeliger voor dezer verruiming dan TRANSFORM, mede omdat het potentieel hernieuwbare energie lager ligt. Vergeleken met het referentiesysteem met vier grote kerncentrales resulteert dit in een verlaging van de systeemkosten met respectievelijk €248 miljoen en €1.176 miljoen per jaar.

Het is belangrijk op te merken dat dit kostenvoordeel niet specifiek het gevolg is van de inzet van kernenergie, maar voortkomt uit de toegenomen vrijheid in elektriciteitsopwekking. Een vergelijkbaar kostenvoordeel zou ook optreden bij het verruimen van de maximale capaciteit voor andere vormen van opwek, zoals wind- of zonne-energie. Binnen de simultaan uitgebrachte studie over de inpassing van kernenergie (Integration of nuclear energy in the energy system - Scenario analysis for the Dutch energy system) hebben we de impact onderzocht van het loslaten van zowel de limiet op kerncentrales als op hernieuwbare bronnen. Dit leidde in die studie tot een systeem zonder kernenergie met meer hernieuwbare opwek.

4.3 Gevoeligheidsanalyses kerncentrales



Figuur 4.3: Systeemkosten ten opzichte van de referentie onder verschillende nucleaire aannames. De effecten worden ingedeeld in directe en indirecte effecten.

Er zijn meerdere gevoeligheidsanalyses uitgevoerd om de robuustheid van het energiesysteem ten opzichte van onzekerheden rond de realisatie van kernenergie in kaart te brengen.

De eerste analyse ('Kerncentrale investeringskosten van 7.100 naar 14.200 €/kW; verplicht gebouwd') onderzoekt het effect van een verdubbeling van de investeringskosten voor kernenergie van 7.100 naar 14.200 €/kW. Daarbij zijn twee varianten doorerekend. In de eerste variant wordt de verhoging van de investeringskosten toegepast, maar krijgt het energiesysteem geen kans om daarop te

anticiperen. In dat geval resulteert de bouw van 3 GW kernenergie in 2040 en 6 GW in 2050 in extra systeemkosten van respectievelijk 0,7 en 1,3 miljard euro per jaar.

In de tweede variant (*'Kerncentrale investeringskosten van 7.100 naar 14.200 €/kW'*) wordt het energiesysteem wel geoptimaliseerd op basis van de hogere investeringskosten, waardoor andere technologieën kunnen worden gekozen. In 2040 wordt dan geen kernenergie geselecteerd. In 2050 wordt in het ADAPT-scenario alsnog het volledige potentieel van 6 GW kernenergie ingezet, terwijl in het TRANSFORM-scenario slechts 2,8 GW wordt gerealiseerd. De resulterende meerkosten bedragen in 2040 respectievelijk 183 miljoen euro (ADAPT) en 468 miljoen euro (TRANSFORM). In 2050 lopen de meerkosten op tot 2,1 miljard euro (ADAPT) en 1,5 miljard euro (TRANSFORM).

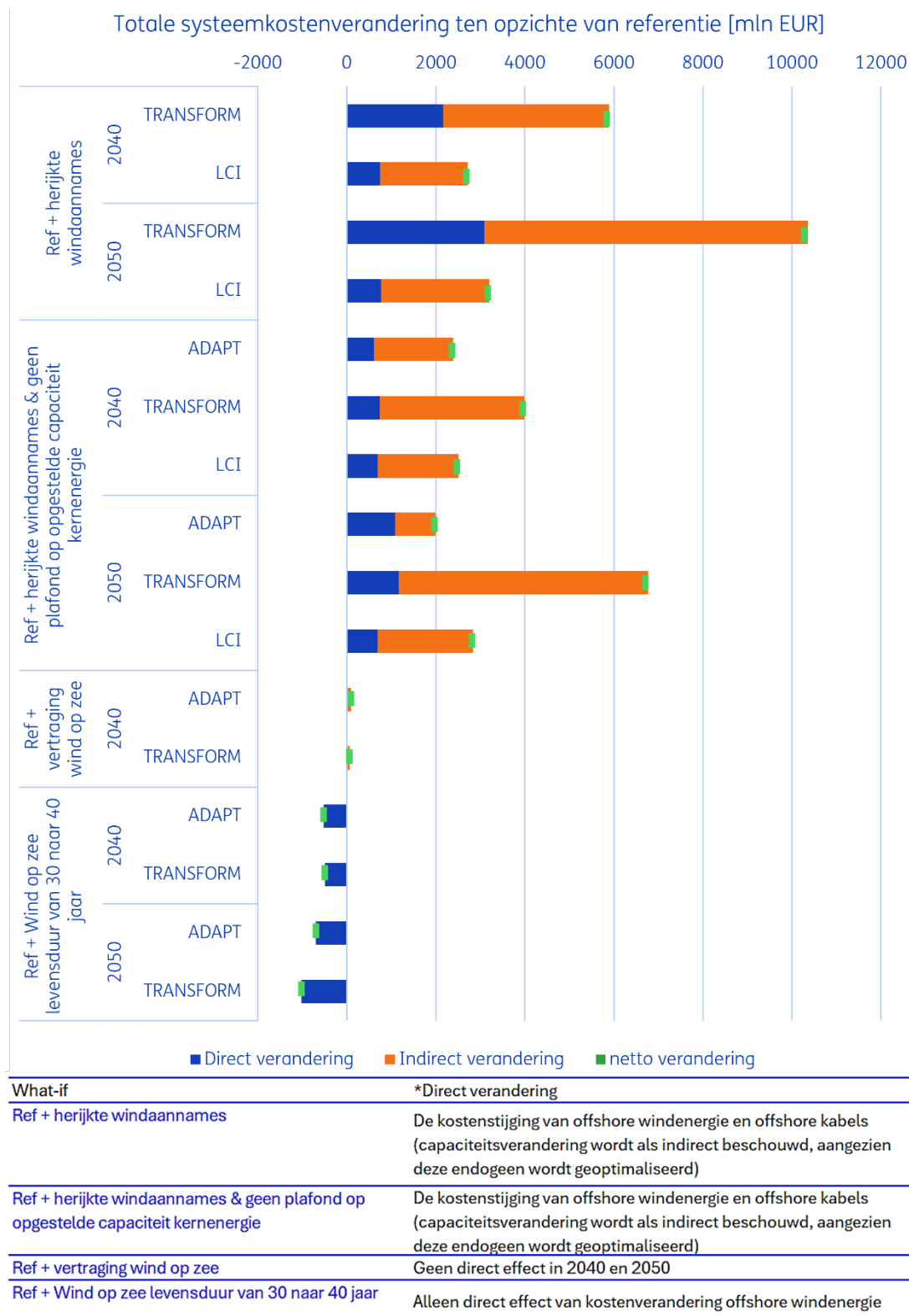
Een opvallende uitkomst is dat het anticiperen op de hogere investeringskosten uiteindelijk tot hogere systeemkosten leidt dan het niet anticiperen. Dit hangt samen met de manier waarop het model jaar-op-jaar optimaliseert. In 2040 kiest het model voor goedkopere alternatieven (waaronder gascentrales), maar in 2050 blijkt kernenergie alsnog nodig om de klimaatdoelen te halen. De eerder gebouwde gascentrales worden daardoor deels overbodig, terwijl de kosten ervan wel blijven doorwerken. In een model dat over de tijd optimaliseert zou dit effect niet optreden. Dergelijke modellen zijn echter veel rekenkundig intensiever, en kunnen daardoor niet met dezelfde detailniveaus (uurbasis, regionale differentiatie) worden doorgerekend.

De tweede analyse ("uitloop bouwtijd met 5 jaar" in figuur 4.3) betreft een vertraging van vijf jaar in de bouwtijd van kerncentrales, waardoor één centrale minder gebouwd kan worden en de rentelasten stijgen. Ondanks de hogere kosten wordt het resterende potentieel grotendeels gerealiseerd, met uitzondering van het ADAPT-scenario in 2040, waarin slechts 0,4 GW van de geplande 1,5 GW wordt gerealiseerd. In de meeste gevallen blijven de meerkosten beperkt. Uitzondering vormt ADAPT in 2050, waarin het niet realiseren van 1,5 GW aan kernenergie aanzienlijke systeemimpact heeft. In dat scenario stijgen de systeemkosten met 4,4 miljard euro per jaar. Het systeem kan dan alleen functioneren door een combinatie van alternatieve maatregelen, zoals extra elektriciteitsopwekking via gascentrales en bifaciale zonnepanelen, intensievere isolatie, inzet van brandstofgedreven trucks en schepen, en extra productie en import van deze brandstoffen.

In de derde analyse ("Ref + Kerncentrales niet verplicht aan de kust" in figuur 4.3) is onderzocht wat het effect is van het toestaan van plaatsing van kerncentrales landinwaarts. Ondanks de extra kosten voor de dan veronderstelde benodigde koeltorens kiest het model er in sommige gevallen voor om een deel van de centrales binnenlands te situeren (75% bij TRANSFORM, 66% bij ADAPT). Het kostenvoordeel hiervan is beperkt, met een orde van grootte van circa 100 miljoen euro per jaar in 2040 en 200 miljoen euro per jaar in 2050. Dit komt onder meer doordat binnenlandse plaatsing in sommige gevallen leidt tot vermeden investeringen in elektriciteitsinfrastructuur, variërend van 36 tot 41 miljoen euro per jaar, en in ADAPT 2050 zelfs 130 miljoen euro per jaar. Dit komt doordat wordt gekozen voor sterk onderling verbonden regio's, waardoor de infrastructuur minder hoeft te worden verzwakt.

Het verlengen van de levensduur van kerncentrales van 60 naar 80 jaar verlaagt de totale systeemkosten met €74 miljoen in 2040 (0,02%–0,04% van de totale kosten in 2040) en met €137 miljoen in 2050 (0,07%–0,1% van de totale kosten in 2050) (zie "Ref + Kerncentrales levensduur van 60 naar 80 jaar" in figuur 4.3).

4.4 Gevoeligheidsanalyses wind op zee



Figuur 4.4: Systeemkosten effecten vergeleken met de referentie op basis van aannames over offshore windenergie. De effecten worden ingedeeld in directe en indirecte effecten. LCI: Less competitive & import ook wel aangeduid als *Minder competitief & import of Kleinere Industrie variant van TRANSFORM*

Er zijn meerdere gevoeligheidsanalyses uitgevoerd om de robuustheid van het energiesysteem te toetsen aan onzekerheden rond de realisatie van wind op zee.

In de eerste analyse is onderzocht hoe het systeem reageert op minder gunstige omstandigheden: hogere investeringskosten, lagere capaciteitsfactor en hogere infrastructuurkosten. Deze variant is doorgerekend voor het TRANSFORM-scenario. De productiecapaciteit blijft gelijk: dezelfde hoeveelheid wind op zee wordt opgesteld. Wel verandert de aanlanding: om offshore infrastructuur te vermijden, kiest het systeem voor meer waterstofproductie op zee en minder directe elektriciteitsaanlanding.

Qua kosten zijn twee effecten zichtbaar. Er zijn directe kostenstijgingen door hogere investerings- en infrastructuurkosten (2,1/3,1 mld. euro per jaar in 2040/2050). Ook zijn er indirecte kostenstijgingen doordat meer waterstof wordt aangeland en minder elektriciteit beschikbaar is (lagere capaciteitsfactor en minder aanlanding van zee). Dit leidt tot extra systeemaanpassingen met 3,7/7,2 mld. euro aan meerkosten. In totaal stijgen de systeemkosten met 5,9 mld. euro per jaar in 2040 en 10,4 mld. euro per jaar in 2050.

In het scenario TRANSFORM - *Minder competitief & import* waren initieel geen kerncentrales aanwezig en de maximale capaciteit wind op zee niet beperkt. Door een extra gevoeligheidsanalyse uit te voeren met herijkte parameters voor wind, ontstaat een uitruil: minder wind op zee en meer kernenergie. Hierdoor stijgen de kosten veel minder sterk: 2,7 mld. euro in 2040 en 3,2 mld. euro in 2050.

In een extra gevoeligheid is het maximum op kernenergiecapaciteit losgelaten²⁵. Ten opzichte van de ADAPT- en TRANSFORM-referentie (met kernenergie), leidt dit in de basisvarianten van ADAPT en TRANSFORM tot een aanzienlijke verschuiving: in 2050 wordt respectievelijk 26 en 32 GW kernenergie opgesteld. Tegelijkertijd daalt het vermogen aan offshore windenergie flink, naar 22 GW in ADAPT en 25 GW in TRANSFORM. In TRANSFORM resulteert dit in een beperking van de kostenstijging van 1,9 mld. (2040) en 3,5 mld. euro (2050) ten opzichte van het scenario met plafond. In het scenario met minder industrie wordt minder extra kernenergie toegevoegd en zijn de kostenvoordelen minder groot.

De analyse onderzocht wat er gebeurt als investeringen in offshore wind tussen 2030 en 2040 worden uitgesteld vanwege de verwachte uitbreiding van kernenergie in 2040 en 2050. Hiervoor is het potentieel voor offshore wind verlaagd om terughoudende investeerders te simuleren. Dit had echter weinig invloed op de resultaten voor 2040 en 2050. Omdat de jaren 2030 en 2035 minder afhankelijk zijn van hernieuwbare energie, zoals offshore wind, waren er nauwelijks aanpassingen nodig in het systeem en zijn er geen veranderingen waargenomen in de kernenergie- en windinstallaties in 2040 en 2050.

Het verlengen van de levensduur van offshore wind van 30 naar 40 jaar verlaagt de totale systeemkosten met €523 miljoen in ADAPT en €492 miljoen in TRANSFORM in 2040, en met €693 miljoen in ADAPT en €1.018 miljoen in TRANSFORM in 2050. Dit komt overeen met een kostenreductie van 0,5%–0,6% in 2040 en 0,5%–0,7% in 2050.

²⁵ Zie ook het eerder gemaakte voorbehoud over kernenergie: de uitkomst van deze extra gevoeligheid, waarbij het maximum voor kernenergiecapaciteit is losgelaten, moet eveneens als een theoretische exercitie worden beschouwd. Beleidsmatige overwegingen over wenselijkheid en realiseerbaarheid zijn hierbij buiten beschouwing gelaten.

4.5 Gecombineerde gevoeligheidsanalyse wind op zee en kernenergie

Tabel 4.2: Opgestelde capaciteit kerncentrales en wind op zee voor verschillende what-if analyses [GWe]

	TRANSFORM		ADAPT		Minder Competitief & Import	
	Kernenergie	Wind op zee	Kernenergie	Wind op zee	Kernenergie	Wind op zee
2040						
Referentie	3,0	40,3	2,5	31,3		29,4
Herijkte windaannames	3,0	40,3			3,0	11,5
Herijkte windaannames & hogere investeringskosten kernenergie	3,0	40,3	3,0	15,7	2,1	11,5
Herijkte windaannames & geen plafond op opgestelde capaciteit kernenergie	18,6	15,1	9,9	11,5	5,8	11,5
Ref + herijkte windaannames & hogere investeringskosten kernenergie & geen plafond op opgestelde capaciteit kernenergie	7,1	31,6	6,1	11,5		
Geen plafond op opgestelde capaciteit kernenergie	4,2	40,3	2,5	31,3		
2050						
Referentie	6,0	60,5	6,0	30,5		41,1
Herijkte windaannames	6,0	60,5			6,0	11,9
Herijkte windaannames & hogere investeringskosten kernenergie	6,0	60,5	6,0	30,5	2,1	14,2
Herijkte windaannames & geen plafond op opgestelde capaciteit kernenergie	32,0	24,4	26,1	21,8	7,4	11,5

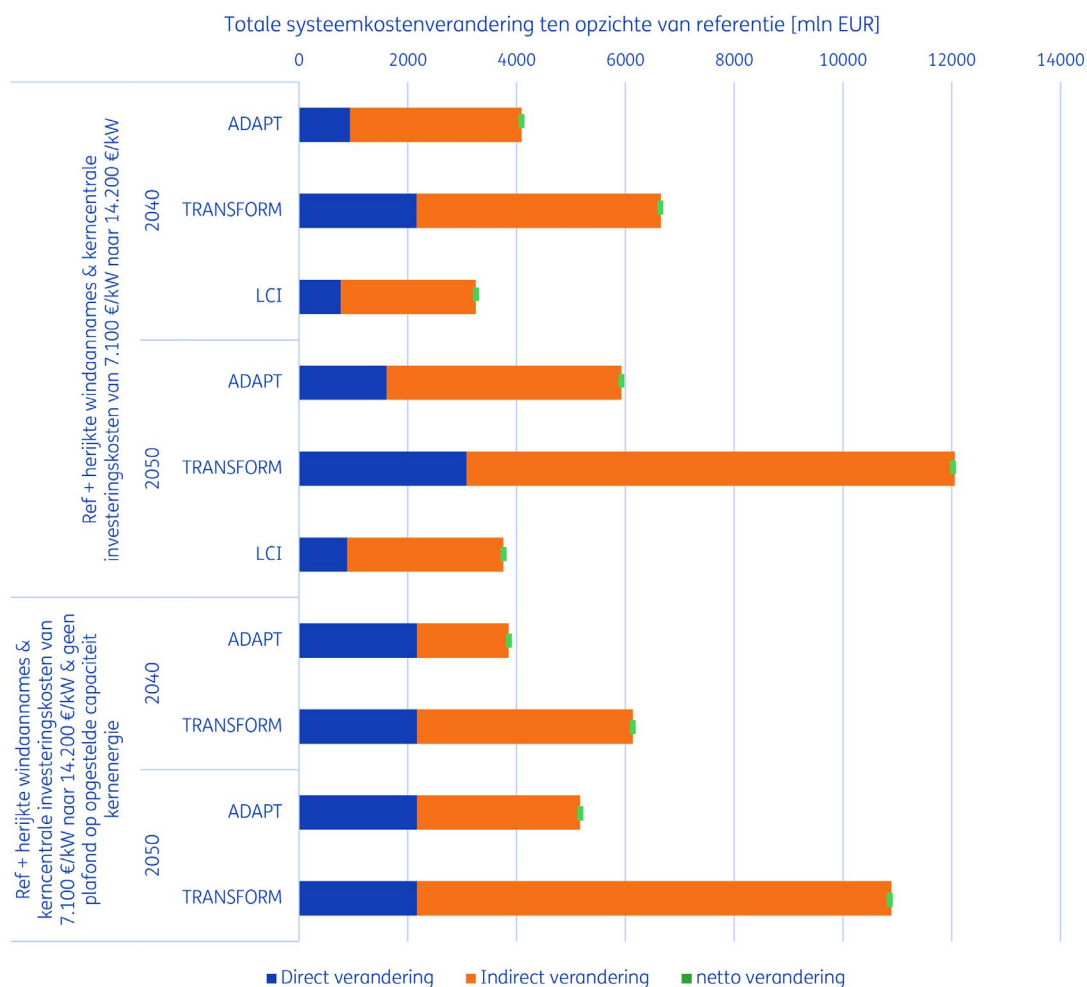
	TRANSFORM		ADAPT		Minder Competitief & Import	
Herijkte windaannames & hogere investeringskosten kernenergie & geen plafond op opgestelde capaciteit kernenergie	10,4	60,5	11,4	30,5		
Geen plafond op opgestelde capaciteit kernenergie	10,0	60,5	19,6	30,5		

Aanvullend op de voorgaande gevoeligheidsanalyses is een scenario doorgerekend met zowel verslechterde omstandigheden voor wind op zee (hogere investeringskosten, duurder net op zee en lagere capaciteitsfactor) als een verdubbeling van de investeringskosten voor kerncentrales. Deze combinatie is interessant om te zien hoe de balans tussen wind op zee en kernenergie in dat geval uitvalt.

Over het geheel genomen laat dit systeem – ten opzichte van de referentiesituatie – een lichte verschuiving zien richting meer kernenergie ten koste van wind op zee:

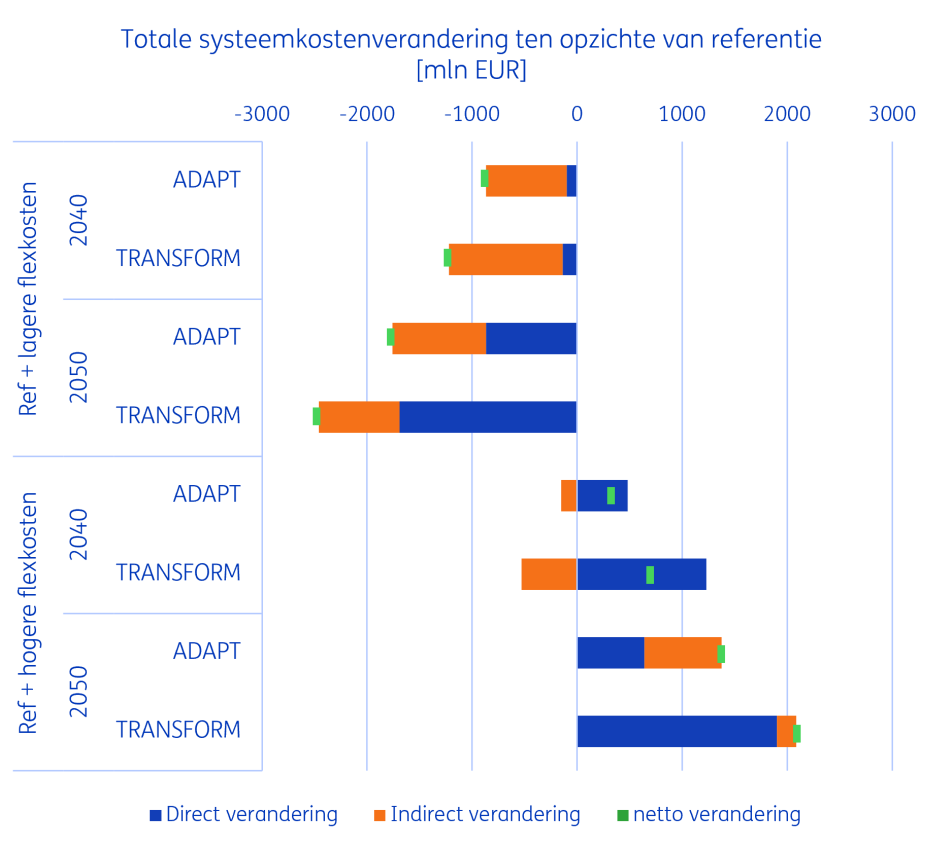
- **TRANSFORM:** in de meeste gevallen wordt het maximale potentieel voor beide technologieën benut. Uitzondering vormen de varianten zonder plafond op kernenergie. Hier kiest het model voor meer kernenergie in 2040 (ten koste van wind op zee) en iets meer in 2050 (zonder reductie van wind op zee).
- **ADAPT:** in 2040 wordt aanzienlijk minder wind op zee geplaatst (15 GW met plafond; 20 GW zonder plafond) en slechts beperkt extra kernenergie toegevoegd (0,5 GW met plafond; 3,6 GW zonder plafond). In 2050 wordt in alle varianten het maximale windpotentieel benut, en alleen bij het opheffen van het plafond komt er 5,4 GW extra kernenergie bij.
- **Minder Competitief & Import (LCI):** in zowel 2040 als 2050 wordt beduidend minder wind op zee gerealiseerd (11,5 respectievelijk 14,2 GW), slechts deels gecompenseerd door kernenergie (2,1 GW in beide jaren).

Het spreekt voor zich dat de systeemkosten in de gecombineerde gevoeligheidsanalyses hoger uitvallen. Bij TRANSFORM is de toename in systeemkosten in het gecombineerde scenario gelijk aan de som van de toenames in de afzonderlijke scenario's.



Figuur 4.5: Systeemkosteneffecten vergeleken met referentie naar gecombineerde pessimistische offshore windenergieontwikkeling met hoge investeringskosten van kernenergie. De effecten worden ingedeeld in directe en indirecte effecten. Direct verandering: De kostenstijging van offshore windenergie en offshore kabels (capaciteitsverandering wordt als indirect beschouwd, aangezien deze endogeen wordt geoptimaliseerd)

4.6 Gevoeligheidsanalyses Flexibiliteit



Figuur 4.6: Systeemkostenvergelijking met referentie op basis van aannames over flexibiliteitsopties. Het effect wordt onderverdeeld in direct en indirect. Direct verandering: De kostenverandering als gevolg van variërende flexibiliteitsinvesteringskosten (kostenverandering als gevolg van capaciteitsverandering wordt als indirect beschouwd, aangezien deze endogeen wordt geoptimaliseerd)

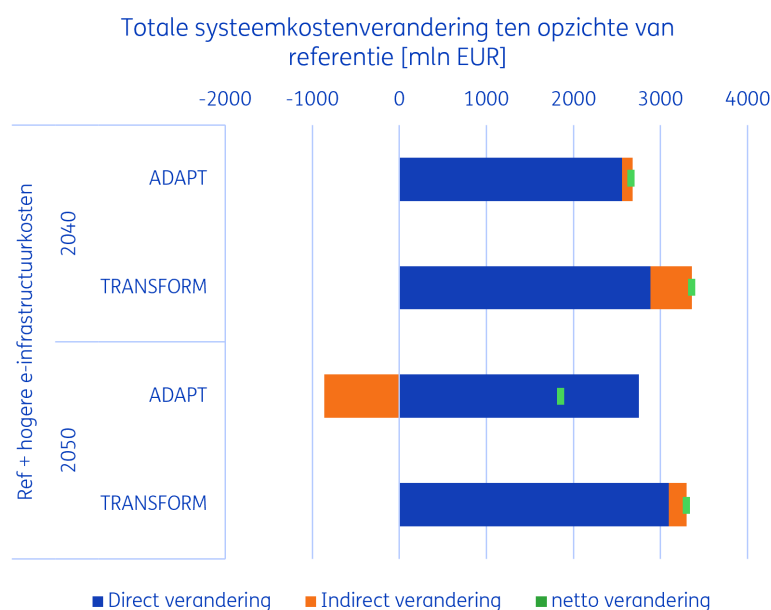
In deze gevoeligheidsanalyse is gekeken naar twee aspecten. Enerzijds naar de gevoeligheid voor veranderingen in de investeringskosten van flexibiliteitsopties, en anderzijds de mogelijkheid voor de industrie om extra productiecapaciteit bij te bouwen om flexibiliteit te leveren aan het energiesysteem. Voor deze aspecten gezamenlijk is zowel een scenario doorgerekend met gunstigere omstandigheden als een scenario met ongunstiger omstandigheden.

De rol van wind op zee en kernenergie verandert nauwelijks. Alleen in het ADAPT 2040-scenario wijzigt het opgestelde vermogen aan kernenergie. Dit scenario was in de referentie met kernenergie al het enige waarin slechts een deel van het volledige potentieel aan wind op zee werd benut. In de gevoeligheid met gunstige omstandigheden voor flexibiliteit wordt het volledige potentieel ingezet, terwijl in de gevoeligheid met ongunstige omstandigheden slechts 0,8 GW kerncentrales wordt gerealiseerd in plaats van 2,5 GW.

De resultaten laten zien dat de totale systeemkosten relatief gevoelig reageren op deze veranderingen. TRANSFORM – met het grootste geïnstalleerde vermogen aan zon- en windenergie – blijkt het meest gevoelig voor deze kostenverschillen. De variatie loopt van –1,2 tot +0,7 miljard euro in 2040 en van –2,4 tot +2,1 miljard euro in 2050. Een groot deel van deze variatie (47–81% bij TRANSFORM in 2050) wordt direct verklaard door de hogere of lagere investeringskosten. Het resterende verschil is het gevolg van de systeemrespons.

De investeringskosten van elektrolyzers lijken een van de meest bepalende factoren. Ze hebben zowel een directe invloed op de systeemkosten als op de manier waarop het systeem zich aanpast. Goedkopere flexibiliteit verlaagt de prijs van waterstofproductie, waardoor het systeem hierop optimaliseert. De trend is dat lagere waterstofkosten leiden tot minder beschikbare elektriciteit voor directe elektrificatie, waardoor vaker voor een niet-elektrificatieroute wordt gekozen. Bovendien maken lagere flexibiliteitskosten het mogelijk om aanzienlijk te besparen op infrastructuur. In een systeem met goedkopere flexibiliteit wordt daarnaast vaker gekozen voor duurdere zonne-energietechnologieën en aanzienlijk minder opwekcapaciteit uit elektriciteitscentrales in 2050.

4.7 Elektriciteitsinfrastructuur



Figuur 4.7: Systeemkostenvergelijking met referentie op basis van aannames over de elektriciteitsinfrastructuur. Het effect wordt onderverdeeld in direct en indirect. Direct verandering: De kostenverandering als gevolg van hogere investeringskosten voor transmissie (kostenverandering als gevolg van capaciteitsverandering wordt als indirect beschouwd, aangezien deze endogeen wordt geoptimaliseerd)

In deze gevoeligheidsanalyse onderzoeken we de impact van hogere kosten voor het aanleggen van elektriciteitsinfrastructuur.

In zowel ADAPT als TRANSFORM heeft dit geen effect op de opgestelde vermogens wind op zee en kernenergie, met uitzondering van ADAPT in 2040. In dat jaar wordt het volledige potentiële vermogen ingezet, wat 0,5 GW meer is dan in het referentiescenario.

De totale systeemkosten stijgen met 1,8 tot 3,3 miljard euro per jaar. Hiervan wordt 60–68% direct veroorzaakt door de hogere kosten voor elektriciteitsinfrastructuur (aanpassing van de parameters). Een uitzondering is ADAPT in 2050, waar dit aandeel 146% bedraagt. In tegenstelling tot de andere scenario's is de systeemrespons een kostendaling.

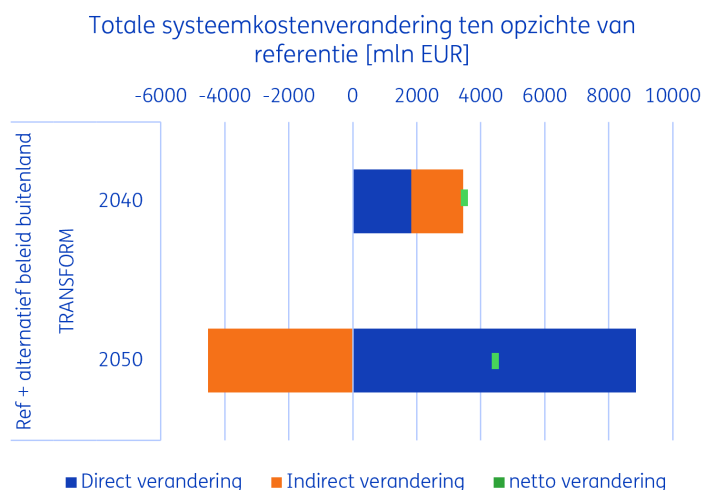
Deze systeemrespons bestaat uit:

- Grotere inzet van batterijen, elektrolyzers en waterstofopslag om netkosten te verlagen.
- Minder elektrificatie van de gebouwde omgeving, waarbij in TRANSFORM eerst meer warmtenetten worden ingezet en later meer aardgasgestookte ketels²⁶.
- In 2040 minder zonne-energie-capaciteit, deels verschoven van kleinschalige (residentiële) naar grote (utility) installaties; dit effect verdwijnt in 2050.
- Een verschuiving naar meer brandstofgebruik in de eindtoepassing (biobrandstoffen, synthetische brandstoffen en fossiele brandstoffen²⁶, afhankelijk van de resterende opties binnen het systeem).

Hoewel de stijging van de systeemkosten fors lijkt, is het in relatieve zin een beperkte toename. In deze modellering leidt een kostenstijging van factor 1,45 (onshore) of 4,5 (offshore) tot een toename van slechts 35–56% in de infrastructuurkosten. Als de hogere infrastructuurkosten direct tot kostenstijging hadden geleid, waren de kosten dus nog veel meer toegenomen.

Belangrijk is dat aan deze resultaten slechts beperkte conclusies mogen worden verbonden. De relatief kleine kostenstijging is hoogstwaarschijnlijk het gevolg van beperkingen in het model: elektriciteitsinfrastructuur wordt hierin nog onvoldoende nauwkeurig weergegeven. Dit wordt nader bediscussieerd in hoofdstuk 6. De cijfers geven daarmee vooral een indicatie van mogelijke richtingen, maar zijn niet bedoeld als robuuste kwantitatieve uitspraken.

4.8 Transitiestrategie buitenland



Figuur 4.8: Systeemkosten effecten in vergelijking met de referentie als gevolg van verschillende aannames over de energiesystemen van de omringende landen. De effecten worden ingedeeld in directe en indirecte effecten. Direct verandering: veranderingen als gevolg van de import en export van waterstof en elektriciteit.

Om de impact van een andere transitiestrategie in het buitenland te onderzoeken, is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd op basis van het TRANSFORM-scenario. In dit basisscenario is geen concurrentie verondersteld tussen wind op zee en kernenergie.

²⁶ Het emissiedoel voor het scenario is hetzelfde. Emissies hier worden dus gebalanceerd door emissiereducties elders.

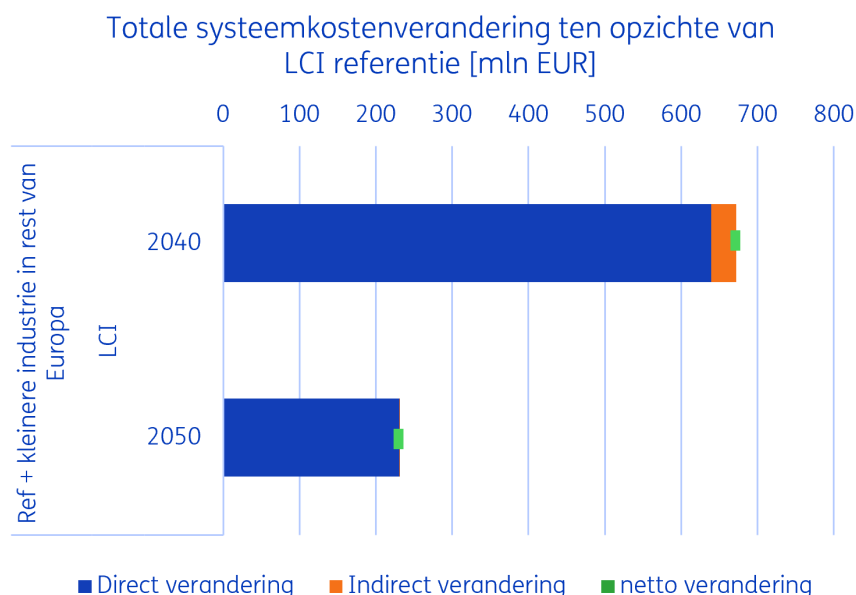
Voor het buitenland is in eerste instantie uitgegaan van de TYNDP-studie uit 2022 als uitgangspunt voor de elektriciteits- en waterstofvraag binnen de EU (exclusief Nederland). In de gevoeligheidsvariant is gebruik gemaakt van de in 2024 verschenen actualisatie van deze studie, waarin de nadruk meer ligt op directe elektrificatie en minder op waterstofgebruik als transitiestrategie.

De resultaten laten zien dat zowel de systeemkosten als het aandeel kernenergie gevoelig zijn voor deze gewijzigde uitgangspunten. De geïnstalleerde kernenergiecapaciteit daalt van 1,5 naar 0,9 GW in 2040 en van 6 naar 4,3 GW in 2050. Daarnaast nemen de jaarlijkse systeemkosten toe met €3,5 miljard in 2040 en €4,3 miljard in 2050.

Een belangrijk deel van deze kostenstijging komt voort uit een verslechterde handelsbalans, met name op het gebied van waterstof. In 2050 wordt er netto 38 TWh per jaar méér waterstof geïmporteerd dan in het basisscenario, wat leidt tot een extra kostenpost voor 'Overige verschuivingen – Import/Export' van € 4,9 miljard per jaar in 2040 en € 9,9 miljard per jaar in 2050. Deze hogere importkosten worden slechts gedeeltelijk gecompenseerd door een gunstigere elektriciteitshandelsbalans, die het systeem respectievelijk € 2,8 miljard (2040) en € 1,0 miljard (2050) extra oplevert.

Opvallend is verder dat in 2050 minder wordt geïnvesteerd in elektrificatie (€5,4 miljard per jaar minder), terwijl de uitgaven aan fossiel aangedreven technologie juist toenemen (€3,3 miljard per jaar). Deze verschuiving is grotendeels toe te schrijven aan de keuze voor brandstofgedreven vrachtwagens in plaats van elektrische alternatieven.

4.9 Industriële strategie buitenland



Figuur 4.9: Systeemkosten effecten in vergelijking met de referentie als gevolg van verschillende aannames over de vraag vanuit de industrie in omringende landen. De effecten worden ingedeeld in directe en indirecte effecten. Directe veranderingen: veranderingen als gevolg van de import en export van waterstof en elektriciteit.

In deze gevoeligheidsanalyse is onderzocht wat het effect is van een kleinere industrie in Europa. Daarbij is gekeken naar een variant op het wereldbeeld 'TRANSFORM – Minder Competitief & Import', waarin ook de rest van Europa een kleinere industriële sector kent, net als Nederland.

Met betrekking tot kernenergie blijkt dat een kleinere Europese industrie geen invloed heeft op de opgestelde capaciteiten van wind op zee en kernenergie in Nederland. De capaciteit voor wind op zee blijft onveranderd. Voor kernenergie zijn de opgestelde vermogens ook identiek: slechts een deel van het potentieel aan Small Modular Reactors (SMR's) wordt gerealiseerd; grote kerncentrales worden niet ingezet.

De verschuivingen in systeemkosten worden vrijwel volledig veroorzaakt door prijsveranderingen in de internationale handel in elektriciteit en waterstof. In 2040 bedraagt het totale verschil in systeemkosten 672 miljoen euro per jaar. Hiervan wordt 648 miljoen euro verklaard door veranderingen in de import- en exportbalans (voornamelijk waterstof). In 2050 bedraagt het verschil 231 miljoen euro per jaar. Dit komt voort uit 309 miljoen euro aan extra kosten uit een verslechterde import- en exportbalans, deels gecompenseerd door 81 miljoen euro aan overige handelsstromen (voornamelijk waterstof).

In beide jaren blijven de import- en exportvolumes van waterstof en elektriciteit gelijk. Wanneer in de hele EU de industriële vraag lager is, exporteert Nederland minder en stijgen de prijzen, omdat het voordeel verdwijnt dat Nederland had toen het als enige land met lagere industriële vraag optimaal kon profiteren van import en export.

5 Overige systeemaspecten

Naast de effecten op de systeemkosten zijn er verschillende andere aspecten die relevant kunnen zijn bij de integratie van extra kernenergie in het Nederlandse energiesysteem. Om deze in beeld te brengen, is een workshop georganiseerd met beleidsmakers. Daarin is hen gevraagd welke factoren zij belangrijk vinden bij de afweging om wel of niet voor kernenergie te kiezen. Deze systeemaspecten worden behandeld in paragrafen 5.1 tot en met 5.7. Voor elk aspect is aanvullend literatuuronderzoek gedaan om de inzichten uit de workshop te onderbouwen en verder te contextualiseren.

Daarnaast zijn op verzoek van de opdrachtgever drie verdiepingen toegevoegd: in paragraaf 5.8 de impact op elektriciteitsprijzen, in paragraaf 5.9 de gevolgen voor balanshandhaving en draaiende reserves, en in paragraaf 5.10 de effecten van het ‘achter de meter’ plaatsen van een kerncentrale.

5.1 Geopolitieke afhankelijkheid

De wereldwijde energietransitie intensificeert de geopolitieke concurrentie om bepaalde grondstoffen en technologieën, wat leidt tot een grotere importafhankelijkheid voor landen als Nederland (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022). Een goed begrip van deze afhankelijkheden is cruciaal bij het evalueren van de langetermijnstrategieën voor kernenergie en wind op zee. Een overzicht van de afhankelijkheden en risico's van kritische grondstoffen is in Figuur 5.1 weergegeven voor een aantal technologieën.

Technologieën / Grondstoffen		(U) Uranium	Kritische Grondstoffen lijst van de Europese Unie (2020)														Materialen opgenomen in de verkenningstudie van de Europese Commissie (2020)											
			Zeer belangrijk				Belangrijk				Redelijk belangrijk		Weinig belangrijk						Potentieel belangrijk									
			HREE	LREE	(Pr) Prasodymium	(La) Lanthaan	(Y) Yttrium	(Tb) Terbium	(Dy) Dysprosium	(Nb) Niobium	(Ge) Germanium	(In) Indium	(Ga) Gallium	(Si) Silicium Metaal	(Hf) Hafnium	(Mo) Molybdeen	(Mn) Mangaan	(Sn) Tin	(Cr) Chroom	(Zr) Zirkonium	(Ag) Zilver	(Al) Aluminium	(Te) Telluurium	(Ni) Nikkel	(Fe) IJzer/Staal*	(Cu) Koper	(Pb) Lood	
1	Nucleair																											
2	Zon-PV																											
3	Wind																											
4	Electrolyzers (groen waterstof)																											
5	Waterstofcentrale																											
6	Electriciteitsnet																											
7	Carbon capture and storage																											
8	Batterijen																											

Figuur 5.1: Een overzicht van de eindbeoordeling van de risico's voor verschillende grondstoffen uit (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022). Benodigde materialen per technologie in grijs aangegeven. In de andere kleuren de materialen met een zeker toeleveringsrisico.

Voor kernenergie is het risico van importafhankelijkheid groot, maar het risico relatief beperkt. De belangrijkste grondstof, uranium, is afkomstig van een diverse, wereldwijde markt. Hoewel er staatsbedrijven uit landen als Kazachstan en Rusland actief zijn, is het risico beheersbaar (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022). Dit komt doordat er relatief kleine hoeveelheden nodig zijn en, nog belangrijker, omdat uranium als vaste stof gemakkelijk voor vele jaren kan worden opgeslagen. Hierdoor kunnen landen strategische voorraden aanleggen, wat een groot voordeel is voor de leveringszekerheid. Hoewel voor de bouw van een centrale enkele kritieke materialen

nodig zijn, is de totale mineraalintensiteit laag, zeker gezien de lange levensduur van 60 jaar of meer, waardoor de vraag naar nieuwe bouwmaterialen beperkt blijft (IRENA, 2023).

De afhankelijkheid voor wind op zee zit in de constructiematerialen, en is van een fundamenteel andere en grotere orde. Windturbines hebben een hoge mineraalintensiteit en zijn, met name de efficiënte 'direct-drive' modellen, sterk afhankelijk van zeldzame aardmetalen zoals neodymium voor hun permanente magneten (IRENA, 2023; Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022). Het geopolitieke risico hier is significant, omdat de toeleveringsketens voor deze materialen – van winning en verfijning tot de productie van de magneten zelf – extreem geconcentreerd zijn in China (HCSS, 2020; IEA, 2022). Dit gebrek aan diversificatiemogelijkheden creëert een directe kwetsbaarheid voor Europa. Dit risico wordt verder versterkt door de snel stijgende vraag naar deze mineralen, gedreven door de uitrol van windparken, en door indirecte afhankelijkheden: de variabele aard van wind vereist meer batterijopslag, die op zijn beurt afhankelijk is van andere kritieke materialen zoals lithium en kobalt, met eveneens geconcentreerde en risicovolle toeleveringsketens. Daar bovenop is de levensduur van windturbines een stuk korter dan de levensduur van kerncentrales.

Wanneer we beide technologieën vergelijken, heeft kernenergie vanuit het perspectief van grondstofafhankelijkheid een relatief voordeel. De beheersbare risico's van de uraniummarkt en de lage algehele mineraalbehoefte over de lange levensduur verschillen sterk met de grote afhankelijkheid van windenergie van een door China gedomineerde toeleveringsketen.

5.2 Lang levend kernafval

Een veilige en effectieve aanpak van kernafval is cruciaal voor de duurzaamheid en publieke acceptatie van kernenergie. In Nederland is de COVRA (Centrale Organisatie Voor Radioactief Afval) in Borsele de enige instantie die al dit afval verzamelt, verwerkt en opslaat (COVRA, 2025). Radioactief afval kent drie classificaties: Hoogradioactief Afval (HLW), Middelradioactief Afval (ILW) en Laagradioactief Afval (LLW). LLW en ILW worden geborgen op enkele tot een paar honderd meter diepte, hetgeen al gedaan wordt in landen zoals Finland, Zweden en Frankrijk. In Nederland wordt dit afval nog in een bovengrondse tussenopslag gehouden (NRG Pallas, 2025). De huidige bovengrondse opslagcapaciteit van COVRA is naar verwachting toereikend tot circa 2080, maar de capaciteit kan eerder worden bereikt in het geval dat er meer kerncentrales bij komen (Mott MacDonald, 2025; NRG Pallas, 2025).

Voor HLW is de huidige methode eerst een tijdelijke bovengrondse tussenopslag voor een periode van minstens 100 jaar (Antea Group, 2025). Dit is een tijdelijke en veilige oplossing, maar niet als een definitieve. De huidige bovengrondse opslagcapaciteit van COVRA is naar verwachting toereikend tot circa 2080 (Mott MacDonald, 2025). De oplossing voor de lange termijn is diepe geologische eindberging, waarbij het afval permanent wordt geïsoleerd van de leefomgeving in diepe, stabiele aardlagen. In Nederland richt het onderzoek zich op zoutkoepels en kleilagen, die het afval voor honderdduizenden jaren veilig kunnen insluiten (Antea Group, 2025). Hoewel wereldwijd nog geen enkel land een eindberging voor hoogradioactief afval volledig operationeel heeft, staat Finland op het punt om de eerste ter wereld te openen, wat de technische haalbaarheid van het concept aantoont. De Nederlandse overheid wil het besluitvormingsproces voor een eigen eindberging versnellen. Er zal in 2050 al een keuze gemaakt worden in plaats van in 2100 (COVRA, 2025).

Naast directe eindberging is opwerking van verbruikte splijtstof een andere strategie. Hierbij wordt tot 95% van het bruikbare materiaal (uranium en plutonium) uit de splijtstof gehaald voor hergebruik, wat het uiteindelijke afvalvolume verkleint (NRG Pallas, 2025). Nederland laat dit momenteel in Frankrijk doen. De geplande bouw van nieuwe kerncentrales in Nederland zal de totale hoeveelheid afval doen toenemen, wat de druk op de opslagcapaciteit verhoogt (NRG Pallas, 2025). Terwijl de COVRA zelf voldoende ruimte heeft tot circa 2080, dreigt er voor laagradioactief afval een tekort aan capaciteit op stortplaatsen rond 2036.

De grootste uitdaging is de verantwoordelijkheid op de lange termijn en het garanderen van veiligheid. Dit wordt ondervangen door een streng wettelijk kader, met de ANVS (Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming) als nationale toezichthouder die internationale standaarden van het IAEA en Euratom handhaaft (Antea Group, 2025; Mott MacDonald, 2025). Een belangrijke externe drijfveer is de EU Taxonomie, die vereist dat er in 2050 een concreet en operationeel plan is voor een diepe geologische eindberging om kernenergie als duurzaam te kunnen labelen (NRG Pallas, 2025).

Vanwege de hoge eenmalige kosten van een eindberging wordt internationale samenwerking gezien als een zeer kansrijke route voor landen met een relatief klein afvalprogramma, zoals Nederland. Samenwerking met bijvoorbeeld België, dat vergelijkbare geologische omstandigheden heeft, wordt actief onderzocht (COVRA, 2025).

Concluderend vereist de aanpak van kernafval een robuuste, transparante strategie die technische oplossingen, strenge regelgeving, financiering, publieke betrokkenheid en internationale samenwerking integreert. Nederland heeft met COVRA een robuust systeem en een duidelijke langetermijnvisie, maar er blijven significante uitdagingen op het gebied van locatiekeuze, internationale samenwerking, het verwerken van toekomstige afvalvolumes en de capaciteit van stortplaatsen.

5.3 Ruimtelijke voetafdruk

De energietransitie legt een aanzienlijk beslag op de beschikbare ruimte in Nederland, zowel op land als op zee. De ruimtelijke impact van kernenergie en wind op zee verschilt fundamenteel en vereist een strategische afweging.

Kernenergie heeft een relatief klein en geconcentreerd direct ruimtebeslag; voor twee nieuwe grote kerncentrales is circa 50-60 hectare nodig (Antea Group, 2025). De belangrijkste ruimtelijke impact is echter indirect, en wordt veroorzaakt door de veiligheidszones die rondom een centrale gelden. Binnen een contour van enkele kilometers worden beperkingen opgelegd aan onder meer de bouw van nieuwe woonwijken (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022). Daarnaast zijn er strenge locatie-eisen op het gebied van koelwater, geologische stabiliteit en de nabijheid van een sterk hoogspanningsnet.

Wind op zee heeft een ander profiel. Hoewel de turbines zelf geen land bezetten, vereisen windparken enorme oppervlaktes op zee, wat leidt tot beperkingen voor andere activiteiten zoals scheepvaart en visserij en een significante impact heeft op mariene ecosystemen (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022; Galparso, et al., 2022). De belangrijkste impact op land komt voort uit de netinfrastructuur die nodig is om de stroom aan land te brengen en aan te sluiten op het hoogspanningsnet (HZ University of Applied Sciences and Lysias Advies, 2025; Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022).

Een cruciale afweging betreft de ruimtelijke efficiëntie op systeemniveau. Om dezelfde hoeveelheid betrouwbare energie te leveren als een planbare energiebron, zoals gas- en kerncentrales, is bij wind en zon een groter totaal oppervlak aan installaties nodig, inclusief opslag- en flexibiliteitsopties, vanwege hun variabele karakter. Studies tonen aan dat kernenergie, door zijn hoge energiedichtheid en constante productie, de totale behoefte aan ruimte-intensieve hernieuwbare bronnen kan verminderen. Per gigawatt kan kernenergie zo op systeemniveau tot wel 180 km² aan land- en zeeoppervlak besparen in Nederland (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022).

Concluderend is de strategische keuze voor Nederland een afweging tussen verschillende soorten ruimtelijke impact. Kernenergie betekent een geconcentreerde, diepgaande en langdurige impact op een specifieke locatie, inclusief veiligheidszones. Wind op zee betekent een uitgestrekte en diffuse impact op de Noordzee en, in mindere mate, impact op het landschap via de netaansluiting.

5.4 Veiligheid

Om de veiligheid van nucleaire stroom te garanderen is het belangrijk om stil te staan bij alle aspecten waarbij er risico's voorkomen. Hierbij gaat het om het risico op kernrampen, maar ook om het risico op milieueffecten en proliferatie, zowel in de toeleveringsketen als de berging (Antea Group, 2025; NRG Pallas, 2025). Daarom opereert de sector onder een regime van nationaal en internationaal toezicht. In Nederland is de ANVS (Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming) de onafhankelijke toezichthouder die vergunningen verleent en de naleving van de regels controleert, gebaseerd op de wereldwijde veiligheidsstandaarden van het IAEA (NRG Pallas, 2025).

De veiligheid van de reactor is een veelzijdig en streng gereguleerd domein dat continu in ontwikkeling is. Het fundamentele principe is "gelaagde verdediging" (defense-in-depth): het gebruik van meervoudige, onafhankelijke en redundante veiligheidssystemen om te allen tijde controle te houden over de reactor en radioactieve stoffen (ANVS, 2025). Moderne Generatie III+-reactoren bouwen hierop voort met geavanceerde passieve veiligheidssystemen die functioneren op basis van natuurwetten (zoals zwaartekracht), of met robuuste actieve koelsystemen (ANVS, 2025; Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022). De verwachting is dat toekomstige Small Modular Reactors (SMR's) de veiligheid verder zullen verbeteren, terwijl lessen uit eerdere incidenten voortdurend worden geïntegreerd. Soms betekent dit dat aangescherpte veiligheidseisen ('backfits') na verloop van tijd retroactief kunnen worden opgelegd. Dit verhoogt de veiligheid, maar creëert ook financiële onzekerheid voor exploitanten (Cour des comptes, 2025).

Een ander veiligheidsaspect is de langetermijnopslag van kernafval. De gekozen eindoplossing, diepe geologische eindberging, is gebaseerd op een multi-barrièresysteem dat natuurlijke geologie (stabiele klei- of zoutlagen) combineert met door de mens gemaakte barrières (COVRA, 2025). Onderzoek toont aan dat het stralingsrisico van een dergelijke eindberging verwaarloosbaar is, minder dan 1% van de natuurlijke achtergrondstraling, wat de veiligheid op de zeer lange termijn waarborgt.

De veiligheid van een kerncentrale wordt ook bepaald door de locatie. Er gelden strikte locatie-eisen met betrekking tot geologische stabiliteit, koelwater en de afstand tot bevolking (Antea Group, 2025). Rondom grote centrales worden veiligheidszones van

enkele kilometers gehanteerd die bepaalde ontwikkelingen, zoals woningbouw, beperken. Bij de locatiekeuze worden alle externe risico's zorgvuldig geanalyseerd, van natuurrampen en klimaatverandering tot menselijk handelen en de cumulatieve risico's in industriegebieden zoals het Sloegebied (HZ University of Applied Sciences and Lysias Advies, 2025).

Concluderend is nucleaire veiligheid een geïntegreerd systeem dat steunt op geavanceerde reactorontwerpen, robuust en onafhankelijk toezicht, een technisch veilige oplossing voor afvalbeheer en een zorgvuldige afweging van alle externe risico's. In Nederland waarborgt de ANVS veiligheid op al deze vlakken.

5.5 Projectrisico's bouw kerncentrale

Nucleaire bouwprojecten worden historisch gekenmerkt door structurele vertragingen en aanzienlijke kostenoverschrijdingen. Recente, beruchte voorbeelden zoals de Olkiluoto 3-reactor in Finland (meer dan 10 jaar vertraging), Hinkley Point C in het VK en de Vogtle-centrale in de VS (kosten verdrievoudigd tot bijna \$ 15.000 per kilowatt) bevestigen dit patroon (IEA, 2025) (Portugal-Pereira, Ferreira, Cunha, Szklo, & Schaeffer, 2018). Een cruciaal inzicht is dat de leercurve voor kerntechnologie doorbroken lijkt: in plaats van goedkoper te worden door leerervaring, zijn nieuwe reactoren gemiddeld duurder dan die uit eerdere generaties (Portugal-Pereira, Ferreira, Cunha, Szklo, & Schaeffer, 2018). Deze "kosten van vertraging", inclusief de oplopende rente tijdens de bouw, maken kernenergie qua kostenescalatie tot de meest risicovolle energietechnologie.

De oorzaken hiervoor zijn divers. Moderne Gen III+-reactoren zijn technisch complexer en arbeidsintensiever dan eerdere generaties door strengere, passieve veiligheidseisen. Daarnaast dragen een gebrek aan standaardisatie, optimisme bij investeringsbeslissingen, complexe en veranderende vergunningstrajecten (zeker na Fukushima), en tekorten aan gespecialiseerd personeel en componenten bij aan de onvoorspelbaarheid. De door de Nederlandse overheid beoogde reactoren lijken aan de hand van recente voorbeelden een bouwtijd te hebben van rond de 15 jaar (HZ University of Applied Sciences and Lysias Advies, 2025). Dat terwijl het huidige tijdspad hier zeven jaar voor uittrekt (Antea Group, 2025).

Vanwege deze risico's en de grote kapitaalbehoefte (vaak meer dan 10 miljard dollar) is private financiering alleen vrijwel onmogelijk (IEA, 2025). Actieve overheidsbetrokkenheid is daarom essentieel, bijvoorbeeld via staatsdeelnemingen, leninggaranties of subsidiesystemen zoals 'Contracts for Difference' (CfD's) om investeerders zekerheid te bieden (OECD & NEA, 2019).

Concluderend zijn de projectrisico's van nieuwe kerncentrales substantieel en goed gedocumenteerd. Financiële betrokkenheid van de overheid is onvermijdelijk om deze projecten te realiseren, maar dit brengt een aanzienlijke publieke financiële blootstelling met zich mee.

5.6 Draagvlak

De publieke opinie over kernenergie is de afgelopen jaren sterk geëvolueerd. Na de ramp in Fukushima daalde de acceptatie wereldwijd aanzienlijk, maar door de toenemende urgentie van de klimaatcrisis en de zorgen over leveringszekerheid is er een verschuiving zichtbaar naar een meer pragmatische houding (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022).

De aard van het debat is echter fundamenteel veranderd. Waar in de jaren '70 en '80 de discussie werd gedomineerd door zorgen over de operationele veiligheid en de dreiging van een kernoorlog, wordt de publieke opinie nu sterker gevormd door percepties van kosten, klimaatverandering en de vergelijking met hernieuwbare energiebronnen zoals wind- en zonneparken (TNO & NRG Pallas, 2025).

In 2023 bleek uit een pol dat 36% van de gevraagde Nederlanders vóór het verhogen van de hoeveelheid kernenergie was, vergeleken met 25% in 2020 (CBS, 2023). Echter was nog bijna de helft van de Nederlanders onzeker of huiverig, en wilde de rest het houden bij de huidige capaciteit. De zorgen van het publiek zijn divers en diepgeworteld. Volgens recent onderzoek van TNO en NRG PALLAS kan de houding van het publiek worden geanalyseerd aan de hand van drie centrale, dynamische factoren: de perceptie van risico's, het waargenomen nettovoordeel en de waargenomen eerlijkheid (TNO & NRG Pallas, 2025).

- **Waargenomen nettovoordeel**

Dit omvat de afweging van baten (energiezekerheid, economische groei, lage CO₂-uitstoot) tegen de kosten. Er is een duidelijke voorkeur voor overheidstoezicht in plaats van private exploitatie, uit angst dat winst boven veiligheid wordt gesteld.

- **Perceptie van risico's**

Veiligheid blijft de voornaamste zorg. Dit betreft zowel de kans op ongevallen (door menselijke fouten, technisch falen of terrorisme) als de langetermijnopslag van radioactief afval. Hoewel studies gecoördineerd door COVRA concluderen dat diepe geologische berging technisch "haalbaar, betaalbaar en veilig" is, blijft dit een maatschappelijk gevoelig onderwerp. Het vereist een verbintenis die generaties overstijgt. De publieke acceptatie voor de eventuele opslag van buitenlands afval is zeer gering, en een importverbod wordt doorgaans als een essentiële voorwaarde voor draagvlak gezien.

- **Waargenomen eerlijkheid**

Dit raakt de kern van het maatschappelijk draagvlak. Op lokaal niveau spelen concrete zorgen over de directe leefomgeving een grote rol. Dit omvat overlast door de bouw en exploitatie, verkeersveiligheid en de huisvesting van duizenden arbeiders. Een cruciaal punt hierbij is de vraag naar distributieve rechtvaardigheid: wie draagt de lasten en waarom moet een centrale op een specifieke plek komen? In Zeeland leeft de angst om behandeld te worden als een "wingewest", wat leidt tot de beladen uitspraak "Zeeland is het nieuwe Groningen" (HZ University of Applied Sciences and Lysias Advies, 2025). Dit sentiment onderstreept de noodzaak om de zorgen van omwonenden serieus te nemen.

Of er voldoende maatschappelijk draagvlak kan worden gerealiseerd en behouden, lijkt afhankelijk van het proces (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022; TNO & NRG Pallas, 2025). Het is hierbij belangrijk om betekenisvolle participatie, structurele samenwerking en transparante communicatie te onderhouden (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022). Daarnaast ondertekent het rapport van Pallas en TNO dat mensen feiten interpreteren door verschillende 'frames' of wereldbeelden, die bepalen welke argumenten het zwaarst wegen. De drie meest dominante frames zijn het ecomodernisme, energie-rechtvaardigheid en veiligheid & autonomie (TNO & NRG Pallas, 2025). Deze frames verklaren waarom een debat puur op basis van technische feiten vaak gepolariseerd raakt. Een simpele 'ja' of 'nee' is onvoldoende. De overheid moet hierin optreden als een betrouwbare partner die gemaakte afspraken nakomt en structureel samenwerkt met alle betrokkenen (NRG Pallas, 2025).

Concluderend is de acceptatie van kernenergie onzeker. Het ontstaan van voldoende draagvlak is een balans tussen het ervaren voordeel, de geloofwaardige beheersing van risico's en, bovenal, een inclusief en transparant bestuursproces waarin de zorgen van burgers over afval en lokale impact aantoonbaar serieus worden genomen.

5.7 Impact op elektriciteitsprijzen

In dit deel worden de effecten van kernenergie op de elektriciteitsprijzen in 2050 onderzocht voor de drie scenario's. Daarnaast is een analyse uitgevoerd voor de variant met maximaal twee kerncentrales in 2050 binnen ADAPT en TRANSFORM, zodat een vergelijking mogelijk is tussen situaties met maximaal 0, 2 of 4 kerncentrales.

Daarvoor is het elektriciteitsmarktmodel COMPETES-TNO gebruikt (zie paragraaf 2.2 voor details) om de resultaten van het OPERA-scenario te simuleren en elektriciteitsprijsprofielen te verkrijgen. Het is belangrijk te benadrukken dat er methodologische onzekerheden bestaan: het model gaat uit van ideale omstandigheden en perfecte prognoses, en houdt geen rekening met negatieve elektriciteitsprijzen, waardoor operationele beperkingen en marktonzekerheden in de werkelijkheid slechts beperkt worden weergegeven. Daarnaast wijkt de inzet van kerncentrales in COMPETES af van OPERA, niet alleen door de tijdsresolutie en flexibiliteitsopties, maar vooral doordat de optimalisatie anders werkt: OPERA bepaalt de inzet vanuit de totale systeemefficiëntie, terwijl COMPETES enkel het elektriciteitssysteem bekijkt en daarbij de kortetermijn marginale kosten als uitgangspunt neemt. Dit verschil in modelbenadering verklaart de afwijkende productieprofielen en capaciteitsfactoren van kernenergie tussen de modellen. Voor het bepalen van elektriciteitsprijzen is dit onderscheid echter aanvaardbaar.

De Nederlandse elektriciteits- en waterstofvraag en de resulterende geïnstalleerde capaciteiten van de scenario's liggen vast in COMPETES-TNO, met uitzondering van batterijen en piekgas-centrales (aardgas-STEAG en H₂-STEAG), die het model verder kan optimaliseren. Dit is noodzakelijk omdat de OPERA-resultaten zijn gebaseerd op regionale optimalisatie met een verlaagde temporele resolutie van 85 'time slices' in plaats van uurlijks, vanwege rekenkundige beperkingen. Hierdoor wordt de behoefte aan flexibiliteitsmiddelen door OPERA op meer gedetailleerde tijdsresoluties onderschat. COMPETES-TNO werkt op uurbasis, waardoor extra investeringen in batterijen en piekgeneratoren in deze analyse zijn toegestaan om deze onderschatting te compenseren en een realistischer beeld van flexibiliteit en kosten te krijgen.

Tabel 5.1 geeft een overzicht van de extra opgestelde vermogens in 2050 door COMPETES-TNO bovenop de capaciteiten van de scenario's die door OPERA zijn geoptimaliseerd. De rest van de geïnstalleerde capaciteiten voor andere Europese landen is eerder geoptimaliseerd op basis van de energievraag van het TYNDP-22 "Distributed Energy" scenario om de import/export profielen aan OPERA te leveren. Deze resulterende capaciteiten zijn daarom in COMPETES-TNO vastgelegd met de OPERA-inputs om vergelijkbare handelsstromen te creëren als die welke in de optimalisatie van OPERA zijn gebruikt.

Tabel 5.1: Extra piek- en opslagcapaciteit in 2050 geïnstalleerd door COMPETES-TNO en het resulterende totaal, rekening houdend met de initiële capaciteit van OPERA.

	TRANSFORM		ADAPT		Minder Competitie & Import	
Toegevoegd (COMPETES-TNO) [MW]	Li-Ion Batterij	Waterstof-centrale	Li-Ion Batterij	Waterstof-centrale	Li-Ion Batterij	Waterstof-centrale
Zonder kernenergie	2651	4586	2960	1270	172	0
Maximaal 2 kerncentrales	5037	1401	4237	985	-	-
Met 4 kerncentrales	5405	0	5007	0	1352	0
Totaal (OPERA + COMPETES-TNO) [MW]	Li-Ion Batterij	Waterstof-centrale	Li-Ion Batterij	Waterstof-centrale	Li-Ion Batterij	Waterstof-centrale
Zonder kernenergie	11300	5454	11388	5811	4754	3869
Maximaal 2 kerncentrales	9628	3465	9844	3430	-	-
Met 4 kerncentrales	9988	2064	10652	2445	3868	2654

De rol van kernenergie in de verschillende scenario's, waaronder het aandeel in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening en de vollasturen (FLH's), is samengevat in Tabel 5.2. De belangrijkste bijdrage aan de elektriciteitsproductie komt van wind en zon-PV, die in de drie scenario's tussen 80 en 97% van de elektriciteitsvoorziening uitmaken. Kernenergie speelt een grotere rol in ADAPT, met 16% van het binnenlandse aanbod (ongeveer 55 TWh in het scenario 'Met 4 kerncentrales' en 33,4 TWh in 'Max 2 kerncentrales'), en in TRANSFORM, met circa 11% (47 TWh in 'Met 4 kerncentrales' en 29 TWh in 'Max 2 kerncentrales'). In het scenario "Minder Competitie & Import" levert kernenergie 43 TWh, ongeveer 14% van het Nederlandse aanbod in het scenario 'Met 4 kerncentrales'. In het scenario 'Zonder kerncentrales' beschikt "Minder Competitie & Import" nog over een kleine SMR-capaciteit, goed voor 5 TWh aan elektriciteitsproductie.

Over het geheel genomen liggen de vollasturen van kernenergie relatief laag vergeleken met typische basislastcentrales, in een bereik van 5.500–6.800 uur in de drie scenario's²⁷. Dit geeft aan dat kernenergie zich in deze context eerder gedraagt als een technologie die de belasting volgt dan als klassieke basislast, waarbij de productie afneemt bij een overaanbod van zonne- en windenergie. TRANSFORM, met de grootste integratie van deze variabele bronnen, vertoont dan ook de laagste vollasturen van de drie scenario's. De bijdrage van kernenergie in Noordwest-Europa blijft voor alle scenario's en kernenergievormen vergelijkbaar, circa 7–9% van de totale opwekking, waarbij Frankrijk in 2050 de grootste productiebijdrage levert.

²⁷ Methodologische verschillen tussen OPERA en COMPETES-TNO leiden ertoe dat er verschillen zijn in de uitkomsten tussen beide modellen. Het OPERA-model kiest ervoor kernenergie als basislast in te zetten en COMPETES als lastvolgende technologie.

Tabel 5.2: Aandeel van kernenergie in de binnenlandse energievoorziening van Nederland en de daaruit voortvloeiende vollasturen.

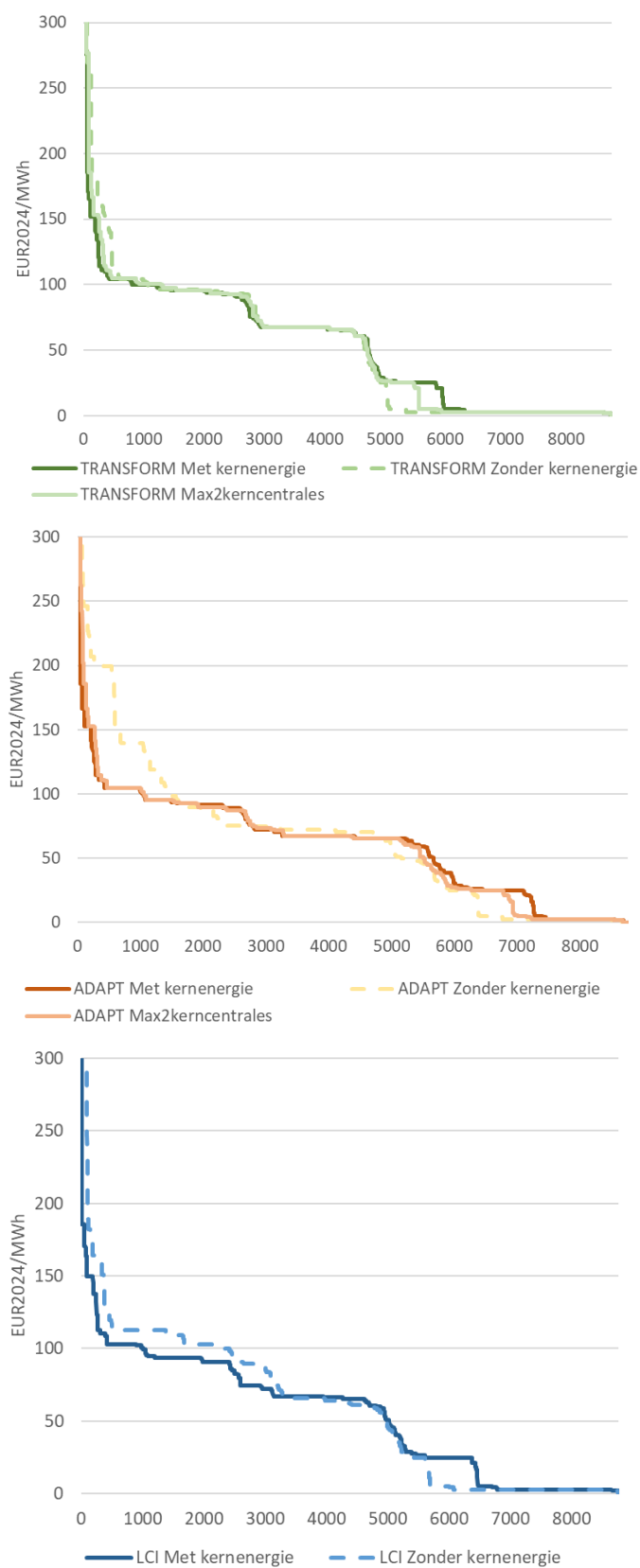
		TRANSFORM	ADAPT	Minder Competitief & Import
Zonder kernenergie	% van de Nederlandse energiemix ingevuld door Gen III+ kerncentrales	0 %	0 %	0 %
	Vollasturen Gen III+ kerncentrales	nvt	nvt	nvt
	% van de Nederlandse energiemix ingevuld door SMR	0 %	0 %	2 %
	Vollasturen SMR	nvt	nvt	5793
Maximaal 2 kerncentrales	% van de Nederlandse energiemix ingevuld door Gen III+ kerncentrales	3 %	10 %	nvt
	Vollasturen Gen III+ kerncentrales	5695 u	6673 u	nvt
	% van de Nederlandse energiemix ingevuld door SMR	3 %	4 %	nvt
	Vollasturen SMR	5532 u	6374 u	nvt
Met 4 kerncentrales	% van de Nederlandse energiemix ingevuld door Gen III+ kerncentrales	7 %	12 %	12 %
	Vollasturen Gen III+ kerncentrales	5853 u	6854 u	6244 u
	% van de Nederlandse energiemix ingevuld door SMR	3 %	4 %	2 %
	Vollasturen SMR	5585 u	6503 u	6201 u

Elektriciteitsprijzen in scenario's

Figuur 5.1 toont de prijsduurcurves van de geanalyseerde scenario's, dat wil zeggen de prijzen in volgorde van hoogste naar laagste over de uren van het jaar. De figuur toont het prijsniveau tot 300 €/MWh omwille van de visualisatie; enkele uren met extreem hoge prijsspieken tot maximaal 13.100 €/MWh vallen hierdoor buiten de weergave. Uit de figuur kunnen voor de drie scenario's enkele gemeenschappelijke trends worden afgeleid:

- Het grootste aantal uren met een elektriciteitsprijs van bijna nul komt voor in het scenario “Zonder kernenergie”. De productie van wind en zon bepaalt de prijs voor een aanzienlijk aantal uren per jaar, met name in TRANSFORM. In het geval kernenergie is opgenomen in het systeem, komen deze bijna-nulprijzen minder vaak voor omdat kernenergie de marginale eenheid is (op het prijsniveau van 25 €/MWh), als gevolg van concurrentie, voornamelijk met windenergie op zee.
- De uren met lage prijzen, die bij “Met 4 kerncentrales” hoger zijn dan bij “Zonder kernenergie”, worden (gedeeltelijk) gecompenseerd door een daling in het hoge prijssegment van de curve. “Zonder kernenergie” vertoont in de loop van het jaar een groter aantal uren met hogere prijzen dan de scenario's met kernenergie, wat kan wijzen op een verdringing van duurdere eenheden uit de ‘merit order’ (d.w.z. piekgeneratoren op basis van aardgas of waterstof, industriële vraagresponsof onvrijwillige curtailment (d.w.z. VoLL²⁸).

²⁸ Value of Lost Load. In COMPETES-TNO is de VoLL vastgesteld op een waarde van 13.126€/2024/MWh.



Figuur 5.2: Elektriciteitsprijsduurcurves in 2050 voor TRANSFORM (boven), ADAPT (midden) en Minder Competitief & Import (LCI) (onder).

Tabel 5.2 geeft een samenvatting van de gewogen gemiddelde marktprijzen voor elektriciteit (WAMP²⁹) voor de geanalyseerde scenario's in EUR2024/MWh. De resultaten laten verschillende trends zien in het effect van kernenergie op de WAMP, met prijzen die stijgen in “Met 4 kerncentrales” vergeleken met “Zonder kernenergie” voor TRANSFORM, maar dalen voor ADAPT en Minder Competitief & Import.

De twee effecten die worden waargenomen in de prijsprofielen – (1) het vervangen van lagere prijzen van zonne- en windenergie, en (2) het verlagen van hogere prijzen van duurdere opties –, wordt gekwantificeerd in de tabel om te identificeren welk effect meer meeweegt bij het verschil tussen de twee scenario's met kernenergie en “Zonder kernenergie”. Het effect wordt berekend door een onderscheid te maken tussen de kernenergie-cases en “Zonder kernenergie”-prijsvolumes van de eerste 4000 uur van het jaar, die het hoge-prijssegment van de scenario's vertegenwoordigen, waarbij de rest van het jaar het lage-prijssegment omvat. De resultaten geven aan welk effect het zwaarst weegt bij het bepalen van de verschillen tussen de elektriciteitsprijzen met en zonder kernenergie.

Tabel 5.3: WAMP en onderliggende prijseffecten als gevolg van kernenergie in vergelijking met het scenario zonder kernenergie voor de hoge en lage elektriciteitsprijzen in 2050.

			Niet gecorrigeerd voor extreme prijzen	Gecorrigeerd voor extreme prijzen
TRANSFORM	Zonder kernenergie	WAMP	€ 41.7	€ 41.7
	Effect op lage prijzen	> 4000u	€ 1.8	€ 1.8
	Effect op hoge prijzen	< 4000u	€ 2.1	€ 1.1
	Max 2 kerncentrales	WAMP	€ 45.5	€ 42.4
	Zonder kernenergie	WAMP	€ 41.7	€ 41.7
	Effect op lage prijzen	> 4000u	€ 3.2	€ 3.2
	Effect op hoge prijzen	< 4000u	€ 0.7	€ 0.3
	Met 4 kerncentrales	WAMP	€ 45.5	€ 44.5
ADAPT	Zonder kernenergie	WAMP	€ 56.4	
	Effect op lage prijzen	> 4000u	€ 2.1	
	Effect op hoge prijzen	< 4000u	€ 3.9	
	Max 2 kerncentrales	WAMP	€ 54.6	
	Zonder kernenergie	WAMP	€ 56.4	
	Effect op lage prijzen	> 4000u	€ 3.6	
	Effect op hoge prijzen	< 4000u	€ 4.6	
	Met 4 kerncentrales	WAMP	€ 55.4	

²⁹ De WAMP (Weighted Average Market Price) is de som van het product van de uurprijzen met het vraagvolume per uur en gedeeld door de totale vraag per jaar.

			Niet gecorrigeerd voor extreme prijzen	Gecorrigeerd voor extreme prijzen
Minder Competitief & Import	Zonder kernenergie	WAMP	€ 50.0	
	Effect on low prices	> 4000u	€ 3.0	
	Effect on high prices	< 4000u	€ 4.0	
	Met 4 kerncentrales	WAMP	€ 49.1	

Voor ADAPT en Minder Competitief & Import is er een duidelijke trend waarbij het beschreven tweevoudige kernenergie-effect zichtbaar is: kernenergie verlaagt de hoge prijzen, maar verhoogt de lagere. Het netto-effect voor deze twee scenario's is een daling van de WAMP ten opzichte van “Zonder kernenergie”.

Voor TRANSFORM is dit effect niet eenduidig, omdat de gerapporteerde effecten laten zien dat de WAMP bij kernenergie in beide prijscategorieën toeneemt. Dit komt door bepaalde uren van het jaar met extreem hoge prijzen. In het geval van “Met 4 kerncentrales” vertekent een enkel uur waarin onvrijwillige curtailment wordt uitgevoerd door het model, met de bijbehorende VoLL, het effect van kernenergie, wat resulteert in de waargenomen stijging van WAMP met 0,7 €/MWh. Als dat uur buiten beschouwing wordt gelaten, is het effect hetzelfde als in de andere scenario's, met -0,2 €/MWh. “Max 2 kerncentrales” presenteert deze zeer extreme prijzen ook voor een beperkt aantal uren van het jaar, wat, als het niet in beschouwing wordt genomen, resulteert in een daling van de WAMP met 1,5 €/MWh.

De aanwezigheid van deze uren met extreem hoge prijzen kan worden verklaard door de optimalisatie van het model om de kosten te minimaliseren. De investering in piektechnologieën zoals STEG-centrales (gas of waterstof) en batterijopslag kan de inperking van de vraag en de gevallen waarin VoLL wordt toegepast verminderen of elimineren. In het scenario “Met 4 kerncentrales” investeert COMPETES-TNO echter niet in verdere opwekkingscapaciteit (zie Tabel 5.1). Vanuit economisch perspectief vindt het model het niet optimaal dat in de gevallen met kernenergie verder wordt geïnvesteerd in waterstofturbines. Dit is te wijten aan het lage aantal uren dat ze nodig zouden zijn, wat de kosten van investering in de extra capaciteit niet rechtvaardigt, waardoor het economischer is om gewoon de vraag te beperken. In werkelijkheid kan het garanderen van volledige betrouwbaarheid van het systeem de overhand hebben om andere redenen dan alleen economische.

Concluderend is het nucleaire netto-effect in de scenario's, zoals te zien is in de WAMP-waarden van de verschillende scenario's, dus niet gelijk. Voor TRANSFORM weegt het effect op de verhoging van de lage prijzen van goedkope marginale eenheden zwaarder dan de voordelen van kernenergie voor de verlaging van de hoge prijzen, terwijl voor ADAPT en Minder Competitief & Import het tegenovergestelde het geval is. Deze scenario's verschillen van TRANSFORM voornamelijk door de aannames die leiden tot een lagere vraag naar elektriciteit en de capaciteit voor wind en zon in het systeem. De resultaten geven aan dat in het geval van een scenario met een groot aandeel wind en zon dat aan het grootste deel van de vraag kan voldoen, in combinatie met voldoende flexibiliteit (bijv. TRANSFORM), de voordelen van kernenergie voor het verlagen van de elektriciteitsprijzen kunnen worden ondermijnd door een mogelijke prijsstijging als gevolg van de vervanging van deze goedkopere opties. In scenario's waar de zonne- en

windenergiecapaciteit niet voldoende blijkt te zijn, en als gevolg daarvan andere duurdere eenheden of flexibiliteitsopties (d.w.z. load shedding) moeten ingrijpen, kan kernenergie dit prijsverlagingspotentieel bieden, in het geval van ADAPT en Minder Competitief & Import, gedurende een groot aantal uren van het jaar. Het is belangrijk op te merken dat het effect van negatieve prijzen niet in deze analyse is meegenomen, aangezien het model geen negatieve prijzen produceert zoals die in werkelijkheid kunnen voorkomen

Prijzen en marktaandeel van kernenergie

Op basis van de berekende elektriciteitsprijzen en exploitatieprofielen van kernenergie, bevat Tabel 5.3 de gemiddelde capture price en het marktaandeel van kernenergie voor de drie geanalyseerde scenario's. Deze waargenomen capture price voor kernenergie per MWh geven inzicht in de winstgevendheid van de technologie.

Voor de drie scenario's wordt een capture prijs van ongeveer 73-87€/MWh waargenomen. De kerncentrales vertonen in ADAPT en TRANSFORM lagere gemiddelde ontvangstprijzen in het geval van "Met 4 kerncentrales" vergeleken met de "Max 2 kerncentrales". In dit laatste geval presenteren de scenario's lagere productievolumes van nucleaire opwek in vergelijking met "Met 4 kerncentrales", wat zou kunnen wijzen op lagere ontvangstprijzen, maar in dit geval weegt het prijseffect zwaarder. Zoals eerder uitgelegd, verlaagt de introductie van nucleaire capaciteit de hoge prijsniveaus. Naarmate er meer nucleaire capaciteit wordt geïntroduceerd ("Met 4 kerncentrales" vs "Max 2 kerncentrales"), is dit effect sterker (zie prijsduurcurven Figuur 5.1). Als gevolg hiervan ervaren exploitanten van kerncentrales lagere ontvangstprijzen in een scenario met meer kernenergie in het systeem.

Tabel 5.4: Ontvangstprijzen en marktaandeel voor kerncentrales in de geanalyseerde scenario's.

		TRANSFORM		ADAPT		LCI
		Met 4 kerncentrales	Max 2 kerncentrales	Met 4 kerncentrales	Max 2 kerncentrales	Met 4 kerncentrales
Capture prijs (€/MWh)	Gen III	78.2	85.6	76.4	80.1	73.2
Marktaandeel	Gen III	14%	8%	18%	10%	20%

De totale productie van kernenergie (inclusief SMR) kan ook in geld worden uitgedrukt door de monetaire omzet van kernenergie op de elektriciteitsmarkt te berekenen. Deze monetaire omzet vertegenwoordigt in feite de gegenereerde inkomsten van kernenergie, en deze verschillen per scenario. In ADAPT "Met 4 kerncentrales" wordt een maximale opbrengst voor producenten van kerncentrales verzameld van ongeveer 4,2 miljard euro, goed voor 24% van de Nederlandse markt (dat wil zeggen het aandeel van de nucleaire inkomsten in de totale opbrengsten uit elektriciteitsproductie op de Nederlandse markt in dat gemodelleerde jaar). Deze inkomsten dalen tot 2,7 miljard euro in het scenario "Max 2 kerncentrales". Voor TRANSFORM vertegenwoordigt kernenergie 19% van het marktaandeel, wat neerkomt op € 3,7 miljard aan inkomsten in het scenario "Met 4 kerncentrales", wat in het scenario "Max 2 kerncentrales" daalt tot € 2,4 miljard. In "Met 4 kerncentrales" heeft Minder Competitief & Import het laagste inkomen voor de exploitanten van kerncentrales, namelijk 3,1 miljard euro, als gevolg van de over het algemeen lagere marktprijzen en de lagere nucleaire productie die in dit scenario wordt verwacht.

5.8 Balanshandhaving en draaiende reserves

Voor de analyse van de behoefte aan regelbaar vermogen wordt aangesloten bij de onderverdeling in primair, secundair en tertiair regelbaar vermogen zoals beschreven in paragraaf 2.5. Daarbij wordt een vergelijking gemaakt tussen de huidige situatie, de scenario's in 2050 zonder kernenergie en scenario's 2050 met kernenergie.

Al met al blijkt dat de impact op balanshandhaving en draaiende reserves beperkt is. Het energiesysteem krijgt wel een extra uitdaging door de toevoeging van wind- en zonnecapaciteit. Het vervangen van een relatief klein deel hiervan door kernenergie heeft geen effect op het benodigde primair regelvermogen, verlaagt marginaal de vraag naar secundair regelvermogen (door iets verminderde verstoringen van wind en zon) en kan leiden tot een beperkte extra behoefte aan thermische centrales voor tertiaire reserve (zoals gascentrales op waterstof of methaan), omdat het OPERA model ervoor kiest hier grotendeels niet in te investeren ten gunste van kernenergiecapaciteit.

Primair regelvermogen (Frequency Containment Reserve)

- *Huidige situatie:* Volgens het huidige ENTSO-E beleid (P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance) moet in de Continental Europe Synchronous Area altijd tenminste 3 GW primair regelvermogen in het systeem aanwezig zijn. Dit wordt in Europees verband gerealiseerd. In de regel wordt slechts een klein deel hiervan in Nederland gecontracteerd.
- *Scenario's voor 2050 zonder kernenergie:* De verwachting is dat deze 3 GW in de toekomst zal worden verhoogd als gevolg van de toenemende volatiliteit in het elektriciteitsaanbod en de schaalvergroting van componenten in het net. Immers, het primaire regelvermogen is nodig om altijd voldoende instantaan beschikbare ('draaiende') reservecapaciteit te hebben om gelijktijdige uitval van twee grote componenten (productie-installaties of netcomponenten) in Europa op te kunnen vangen.
- *Scenario's voor 2050 met kernenergie:* In principe is de 3 GW voldoende om uitval van een kerncentrale met een eenheidsgrootte van 1.600 MW op te vangen. Analyse van de modelruns laat zien dat in nagenoeg alle uren (circa 8.700 uur op jaarbasis voor ADAPT 2050 en circa 8.660 uur op jaarbasis voor TRANSFORM 2050) er meer energie in de batterijen is opgeslagen dan het totale productievermogen van de kernreactoren in dat uur. Dat wil zeggen dat bij gezamenlijke uitval van alle reactoren de batterijen gedurende de meeste uren deze uitval instantaan kunnen opvangen. Afgezien hiervan betreft de primaire reserve een Europese reservestelling, zodat uitval van een kerncentrale niet alleen door Nederlandse entiteiten hoeven te worden opgevangen.

Secundair regelvermogen (aFRR - automatic Frequency Restoration Reserve)

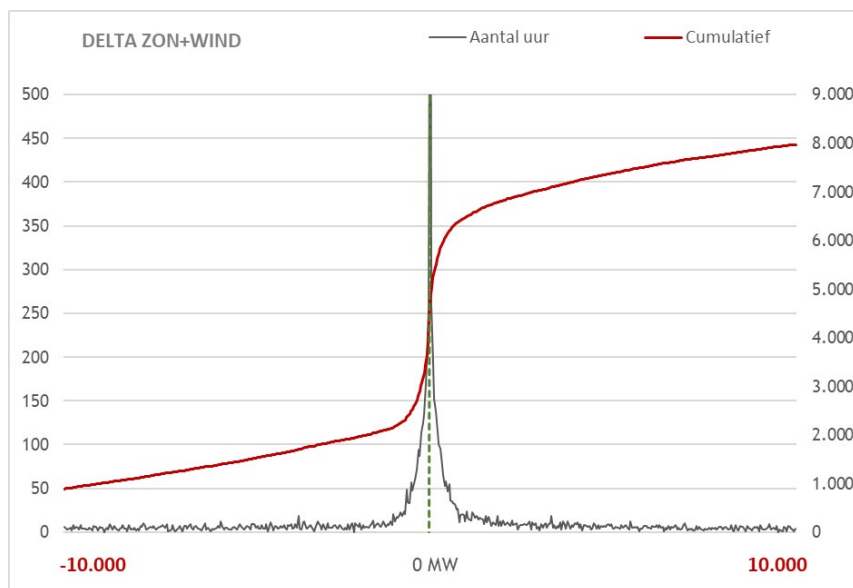
- *Huidige situatie:* Op dit moment houdt TenneT een secundaire reserve aan tussen 300 MW en 400 MW – in de praktijk iets meer afregelbaar (down) vermogen dan opregelbaar (up) vermogen. Hoe dominanter intermitterend elektriciteitsproductie (zon- en windvermogen) in het systeem wordt, hoe hoger de behoefte aan secundair regelvermogen. Naar verwachting zal qua gecontracteerde capaciteit enkele procenten tot circa 10% van het intermitterend vermogen als secundaire reserve beschikbaar moeten zijn. Dit vermogen wordt in de markt gecontracteerd.
- *Scenario's voor 2050 zonder kernenergie:* Uitgaande van een (hoge) 10% norm voor regelbaar vermogen als functie van het geïnstalleerde intermitterend vermogen zou in de scenario's circa 16 GW (ADAPT) of 20 GW (TRANSFORM) aan

secundair regelvermogen beschikbaar moeten zijn. Voor afregelen kan dit gerealiseerd worden door de duurzame producenten zelf. Voor opregelen kan gebruik worden gemaakt van batterijen en lagere afname door elektrolyse. De capaciteit in het systeem hiervan betreft 22 GW (ADAPT) of 37 GW (TRANSFORM), die hiervoor daarmee ruim voldoende zal zijn. Uit analyses blijkt dat batterijen en elektrolyzers gedurende veel uren voldoende respons kunnen geven. Mogelijk zal op specifieke uren wel vraagrespons vanuit afnemers nodig zijn.

- *Scenario's voor 2050 met kernenergie:* De beschikbaarheid (en inzet) van kerncentrales is meer continu dan van intermitterende bronnen. Verwacht wordt dat in dit scenario minder secundair vermogen benodigd is. Wel is de bijdrage van kernenergie relatief beperkt. In de scenario's vervangt 6 GW nucleair vermogen circa 9 GW windvermogen én circa 4 GW zon-PV en/of extra batterijen. De behoefte aan regelvermogen om fluctuaties in onbalansen als gevolg van de intermitterende bronnen op te vangen blijft daarmee hoog (circa 15 GW voor ADAPT of 19 GW voor TRANSFORM).

Hierbij moet wel een kanttekening worden geplaatst. Figuur 5.3 geeft een analyse in de vorm van een belastingduurkromme van de wijziging in de dispatch van zon- en windvermogen op de uurovergangen in de modelruns. Er blijkt sprake van honderden uren waarin op de uurovergang de dispatch van zon-PV meer dan 10.000 MW verspringt. Tevens blijkt dat gedurende duizenden uren de dispatch van windvermogen enkele duizenden MW op de uur-overgang wijzigt. Bij dergelijke grote fluctuaties van zon- en windvermogen is de impact van eventuele uitval van een nucleaire eenheid (van 1.600 MW) relatief beperkt. Extra systeem-aanpassingen zijn daarom – bij een relatief beperkte omvang van het nucleaire park – waarschijnlijk niet nodig om uitval van één of meer kerncentrales te kunnen mitigeren. Immers, er lijken al systeemaanpassingen nodig te zijn om de forse fluctuaties in de productie van zon- en windvermogen te kunnen opvangen.

Wat de curve niet zichtbaar maakt maar wel relevant is, is dat naast wijzigingen in de absolute dispatch ook verschuivingen van de productie van zon- en windvermogen over Nederland heen plaatsvinden (dus eenzelfde productie in een volgend uur maar door andere zonne- en windparken op andere locaties). Deze 'geografische redispatch' komt hier nog bovenop. Die verschuivingen kunnen ook tot grote wijzigingen in de loadflow over Nederland leiden. Afhankelijk van de mate van congestie in het Nederlandse net kan het zijn dat secundair regelvermogen regionaal gecontracteerd moet worden om in elke geografische regio fluctuaties op te vangen. Een analyse hiervan, en de implicaties voor de behoefte aan regelvermogen, valt verder buiten de scope van dit onderzoek.



Figuur 5.3. Belastingduurkromme van de wijziging in de dispatch van zon- en windvermogen op de uurovergangen in het ADAPT 2050 scenario zonder kernenergie. De zwarte lijn geeft het aantal uren (verticaal) waarin sprake is van een delta op de uurovergang tussen de -10.000 MW en 10.000 MW (horizontaal). De rode lijn geeft het cumulatieve aantal uren weer met een overgang kleiner of gelijk aan de waarde op de horizontale as.

Tertiair regelvermogen (mFRR - manual Frequency Restoration Reserve)

- *Huidige situatie:* Op dit moment wordt tertiair regelvermogen vooral gevonden in eenheden die snel kunnen worden opgestart (gasturbines), of noodcontracten bij bijvoorbeeld tuinders.
- *Scenario's voor 2050 zonder kernenergie:* Uit de analyses van de scenarioresultaten blijkt dat er in 2050 niet méér ongebruikte gasgestookte productiecapaciteit staat opgesteld dan in 2025. Wel is er in de scenario's zonder kernenergie een ruime hoeveelheid opgestelde capaciteit die niet wordt gebruikt. Deze capaciteit zou voldoende moeten zijn om, samen met andere soorten vermogen waaronder vraagrespons, te voorzien in het benodigde tertiaire regelvermogen.
- *Scenario's voor 2050 met kernenergie:* Het is opmerkelijk dat in de resultaten van de scenario's met kernenergie er geen of nauwelijks ongebruikte thermische productiecapaciteit is. Mogelijk verminderen de kerncentrales de behoefte aan thermische productiecapaciteit (bijvoorbeeld ten behoeve van *cold start* functionaliteit), wat dan in het model tot minder thermische productiecapaciteit leidt.

Ten slotte is het goed om nog op te merken dat niet de kerncentrales de grootste 'bedreiging' voor de systeem(in)stabiliteit in het toekomstige energiesysteem zijn. Immers, de capaciteit van de grootste eenheden die kunnen uitvallen, zijn hiervoor van belang. De stopcontacten op zee, met name die voor gelijkstroom, hebben (op dit moment) een capaciteit van circa 2 GW per verbinding (wat in de toekomst meer zou kunnen worden, als gebruik wordt gemaakt van hogere spanningsniveaus). Uitval van zulke componenten zal daarom een grotere impact op het systeem hebben dan uitval van een kerncentrale (met een capaciteit van 1,6 GW).

5.9 Kerncentrales ‘achter de meter’

Een denkbaar scenario is dat een grote industriële partij eigenaar is van een kerncentrale, naast andere strategisch relevante installaties zoals industriële productiecapaciteit, elektrolysefaciliteiten of grootschalige batterijen. De inzet van deze middelen kan dan worden geoptimaliseerd binnen het eigen portfolio. Voorbeelden zijn:

- Het inzetten van de kerncentrale voor baseload-elektriciteit of -warmte ten behoeve van een industriële basisvraag.
- Het combineren van een kerncentrale die continu draait met een elektrolyser, waardoor met relatief weinig elektrolysecapaciteit een stabiele en omvangrijke productie van waterstof kan worden gerealiseerd.

In deze studie is gereflecteerd op de vraag wat de potentiële impact van een dergelijke inrichting kan zijn, zowel vanuit systeemperspectief als vanuit businesscaseperspectief. Voor dit scenario zijn geen kwantitatieve analyses uitgevoerd.

Vanuit het systeem gezien leidt het plaatsen van een kerncentrale “achter de meter” niet tot een extra kostenreductie. Het OPERA-model zoekt immers naar de meeste kostenoptimale oplossing voor het gehele energiesysteem, waarin kerncentrales, industriële vraag, elektrolyzers en grootschalige opslag allemaal een rol vervullen met bijbehorende capaciteiten en profielen.

Wanneer het aanbod van de kerncentrale verplicht wordt gekoppeld aan de vraag van een specifieke installatie (bijvoorbeeld een elektrolyser of industriële afnemer), vormt dit een extra beperking ten opzichte van het systeemoptimum. Als deze koppeling afwijkt van het modelmatige optimum, leidt dit per definitie tot hogere systeemkosten. In de praktijk kan dit effect echter beperkt zijn, bijvoorbeeld omdat de vraag- en aanbodprofielen ook in de optimale oplossing al sterk op elkaar aansluiten. Samengevat: voor het energiesysteem als geheel levert het achter de meter plaatsen van een kerncentrale geen additionele kostenvoordelen op.

Vanuit het perspectief van een individuele speler kan dit beeld anders zijn. Een businesscase wordt niet beoordeeld op systeemkosten, maar op kasstromen en financiële prikkels. Daarbij spelen belastingen, subsidies, tarieven voor netaansluitingen en geldende marktregels een belangrijke rol. Voor een partij die zowel een kerncentrale als industriële installaties bezit, kan het financieel aantrekkelijk zijn om deze achter de meter te koppelen en zo bijvoorbeeld netkosten te vermijden of beter gebruik te maken van subsidieregelingen. Hoewel dit op systeemniveau niet per se efficiënt is, kan het op bedrijfsniveau dus wel degelijk een logische en winstgevende strategie zijn.

6 Discussie

In deze discussie zoomen we nader in op de methodologische kanttekeningen bij twee specifieke onderdelen van onze aanpak en de resultaten: de modellering van de elektriciteitsinfrastructuur en het modelleren van de handel in elektriciteit en waterstof met het buitenland. Daarnaast worden nog enkele generieke beperkingen van onze modelopzet met OPERA geadresseerd.

6.1 Beleidsimplicaties van de resultaten

In hoofdstuk 4 en 5 beschrijven wij de resultaten van de modellering. In dit discussiestuk reflecteren wij hierop: wat betekenen de modelleringsresultaten voor de beleidspraktijk. Maken onderscheid tussen ADAPT en TRANSFORM (zie paragraaf 6.1.1) – met beide een relatief grote industriële vraag – en TRANSFORM - Minder Competitief & Import (zie paragraaf 6.1.2) – met een relatief lage industriële vraag. Ook reflecteren wij op de

6.1.1 Investeringsrisico's kernenergie en offshore windenergie

In zowel ADAPT als TRANSFORM fungeren kernenergie (6 GW) en offshore windenergie (30,5–60,5 GW) als robuuste keuzes, wat erop wijst dat beide in deze scenario's van blijvende waarde zijn. De enige uitzondering doet zich voor wanneer de investeringskosten voor kernenergie verdubbelen tot € 14.200/kW. In dat geval wordt in 2040 geen kerncentrale gebouwd en bereikt TRANSFORM daarna niet de maximale kernenergiecapaciteit, maar slechts 2,7 GW. Een dergelijke forse kostenstijging is realistisch binnen het brede in de methodologie beschreven bereik van investeringskosten voor kernenergie (€ 2.324–15.175/kW) (Clun & Issimdar, 2025), en sluit bovendien aan bij de Europese ervaring met meerjarige vertragingen en kostenoverschrijdingen. Dit hangt samen met structurele knelpunten in de toeleveringsketen voor grote componenten, strenge veiligheids- en vergunningsvereisten, macro-economische omstandigheden zoals hogere rentetarieven en stijgende staal- en betonprijzen, en een tekort aan gespecialiseerde engineeringcapaciteit.

Of een verdubbeling van de investeringskosten voorzien of onvoorzien plaatsvindt, verandert de dynamiek van het systeem en daarmee ook de resultaten. Wanneer de verdubbeling onverwacht optreedt, wordt er niet op geanticipeerd: belanghebbenden houden vast aan het oorspronkelijke plan (vier centrales in 2050) en het overige systeem blijft ongewijzigd. Hierdoor nemen de totale systeemkosten toe met circa € 1,2 miljard door de hogere investeringen in kernenergie.

Als de verdubbeling daarentegen vooraf bekend is, worden belanghebbenden voorzichtiger in hun keuze voor kernenergie, zeker rond 2040, wanneer het systeem nog minder streng door emissiegrenzen wordt beperkt en kernenergie niet langer de goedkoopste optie vormt. In plaats daarvan worden goedkopere alternatieven gekozen, zoals gasturbines en extra zonnepanelen. Dit scenario levert in 2040 € 0,2 tot 0,46 miljard lagere kosten op dan in het onverwachte scenario. Tegen 2050 blijft kernenergie echter nodig (vier centrales in ADAPT en twee in TRANSFORM), maar omdat de investeringen in gascentrales en zonnepanelen uit 2040 al vastliggen, leidt de

toevoeging van kernenergie alsnog tot extra investeringen en padafhankelijkheid. Dit resulteert in hogere kosten: circa € 0,87 miljard in ADAPT en € 0,354 miljard in TRANSFORM ten opzichte van het scenario waarin de verdubbeling niet was voorzien.

Een ander handelingspotentieel als voorzien wordt dat de kernenergiekosten hoger liggen, is het inzetten op meer potentieel voor offshore windenergie. Door de limiet tegen 2050 met +9,5 GW te verhogen, zijn er in het geval van verdubbelde CAPEX geen nieuwe kernenergie centrales nodig en kan tot 2 miljard euro worden bespaard ten opzichte van zowel wanneer dit ingevuld wordt met kernenergie.

Deze analyse laat zien hoe een te korte tijdshorizon tot verkeerde conclusies kan leiden: het uitstellen van kernenergie-investeringen lijkt op korte termijn voordelig, maar veroorzaakt in 2050 juist hogere kosten. Dit is een direct gevolg van de myopische benadering in deze studie en onderstreept de behoefte aan onderzoek met langere zichthorizonten. Investeringen in kerncentrales die in 2050 operationeel zijn, zullen immers ook in 2100 nog een rol moeten spelen in het energiesysteem.

Offshore windenergie gaat gepaard met aanzienlijke techno-economische onzekerheden. De investeringskosten variëren van € 1.500 tot € 4.000 per kW en zijn sterk afhankelijk van de locatie (RVO, Dutch Offshore Wind Innovation Guide, 2025). Factoren als de geotechnische eigenschappen van de zeebodem, waterdiepte, afstand tot de kust en de lokale meteorologische en oceanografische omstandigheden bepalen de benodigde funderingen, het heien en de geluidsbeperking, het begraven van kabels en de bescherming tegen erosie. Daarnaast beïnvloeden beperkingen in de toeleveringsketen (zoals XXL-monopalen, torens, bladen, nacelles en onderzeese kabels), de beschikbaarheid van installatieschepen en havens, vergunnings- en milieuprocedures en de timing van netaansluitingen (offshore-onderstations, HVDC/HVAC-exportverbindingen en versterkingen op land) de kosten en de planning aanzienlijk. Ook op operationeel vlak bestaan risico's: weersomstandigheden en zog-effecten kunnen de productie beperken en de capaciteitsfactor verlagen, terwijl technologische uitdagingen bij snelle opschaling, de betrouwbaarheid van aandrijflijnen, kabelstoringspercentages, beperkte toegang bij slecht weer en toekomstige ontmantelingsverplichtingen extra onzekerheid toevoegen. Ten slotte spelen ook veiligheidsvoorwaarden een rol, zoals prijsplafonds, indexering en contractvormen (bijvoorbeeld CfD) (Taminiau & van der Zwaan, 2022).

De capaciteitsfactor van offshore windenergie blijkt een belangrijke bron van systeemgevoeligheid. In deze studie is in de basisscenario's een relatief hoge capaciteitsfactor van 57% aangenomen, rekening houdend met efficiëntieverbeteringen van windturbines. Eerder onderzoek laat echter zien dat zog-effecten een significante rol spelen: naarmate er meer windvermogen op de Noordzee wordt toegevoegd, neemt de capaciteitsfactor af. Zo berekenden Taminiau en van der Zwaan (2025) dat een toename van 15 naar 59 GW leidt tot een daling van circa 7 procentpunt. Op basis hiervan is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd met een lager productiepatroon, met een capaciteitsfactor van 47% (TNO en BLIX, 2021).

In een gecombineerd what-if-scenario met een offshore wind-CAPEX van € 3.500/kW, bijna vijf keer hogere kabelkosten en een capaciteitsfactor van 47% – deels toe te schrijven aan zog-effecten, deels aan een ongunstig windjaar of beperkte technologische vooruitgang – stijgen de totale systeemkosten met € 3–10 miljard. Hiervan komt € 0,5–2,5 miljard direct door hogere investeringskosten, terwijl het resterende deel voortkomt uit lagere elektriciteitsproductie door de verminderde

capaciteitsfactor. Ondanks deze realistische maar forse verslechtingen in de aannames voor wind op zee, veranderde de opgestelde hoeveelheid windvermogen niet; deze keuze blijkt robuust onder de beschreven omstandigheden. Dit illustreert dat de gevoeligheid voor offshore windproductie nauw samenhangt met zog-effecten en andere operationele onzekerheden, en benadrukt het belang van back-upopties, realistische leveringsschema's en planning gebaseerd op weerverdelingen in plaats van één enkel jaar.

6.1.2 Rol van de omvang van de industrie

De belangrijke rol van kernenergie en offshore windenergie in ADAPT en TRANSFORM hangt sterk samen met de hoge energievraag. In ADAPT blijft de Nederlandse industrie groot, terwijl ze toch streeft naar het behalen van klimaatdoelen. Belangrijke sectoren zoals staal en keramiek behouden hun huidige activiteitsniveau, terwijl olefinen, aromaten, ammoniak en andere sectoren groeien in lijn met het bbp en de bevolkingsgroei, vergelijkbaar met mobiliteit, landbouw en de gebouwde omgeving. Nu fossiele brandstoffen tegen 2050 worden uitgefaseerd en Nederland, in vergelijking met de meeste buurlanden (behalve België, dat met vergelijkbare beperkingen kampt), een beperkt potentieel aan hernieuwbare energie heeft, worden de beschikbare opties steeds schaarser. In TRANSFORM neemt de industriële activiteit (staal, ammoniak, olefinen, aromaten) af door maatschappelijke verschuivingen en strengere duurzaamheidsmaatregelen. Omdat fossiele brandstoffen daar nog beperkter beschikbaar zijn dan in ADAPT, staat elektrificatie sterk onder druk en vormt dit de belangrijkste factor voor kostenbesparing. In beide scenario's blijven kernenergie en offshore windenergie robuuste investeringen, gezien de beperkte alternatieven.

Een alternatief voor beleidsmakers is het terugbrengen van de binnenlandse industriële activiteit en het vergroten van de invoer van halffabricaten. In het scenario TRANSFORM – Minder Competitief & Import betekent een verkleinde industrie – bijvoorbeeld staal, meststoffen en raffinaderijen met 50% minder capaciteit en olefinen en aromaten met 22% minder – gecombineerd met een hogere invoer van bio- en synthetische brandstoffen, dat de druk op het binnenlandse aanbod afneemt en de systeemkosten in 2050 met maximaal 17 miljard euro (13%) kunnen dalen ten opzichte van TRANSFORM. Tegelijkertijd leidt dit ertoe dat de afhankelijkheid van import toeneemt en duurzaamheidsrisico's toenemen, zoals met betrekking tot indirecte landgebruikseffecten (ILUC), verlies aan biodiversiteit en omgang met ammoniak. Ook kan dit leiden tot banenverlies, het ontmantelen van industriële clusters en herbestemming van havens. De impact op het bbp is waarschijnlijk licht negatief, door een lagere toegevoegde waarde van de zware industrie en een zwakkere handelsbalans, deels gecompenseerd door groei in logistiek, herbestemming van infrastructuur, hernieuwbare energie en diensten. De uitkomsten hangen sterk af van een tijdige transitie van het personeelsbestand, efficiënt hergebruik van bestaande activa en een gediversifieerde, gecertificeerde brandstofvoorziening.

Als Nederland kiest voor of geconfronteerd wordt met een inkrimping van de industrie, verliezen kernenergie en offshore windenergie hun robuustheid. Bij de basisinvesteringkosten voor kernenergie (€ 7.100/kW) wordt kernenergie onaantrekkelijk en bereikt offshore windenergie slechts 68% van zijn potentieel. Onder de herijkte omstandigheden voor offshore windenergie – zoals eerder beschreven: hogere kosten, zog-effecten en een duurder net op zee – wordt kernenergie echter weer wenselijk en worden alle vier de centrales gebouwd in plaats van geen enkele. In het scenario waarin zowel de investeringskosten voor kernenergie verdubbelen (€ 14.200/kW) als de herijkte omstandigheden voor offshore wind gelden, zijn beide opties minder aantrekkelijk: de

gerealiseerde capaciteiten dalen tot 34% van het potentieel voor kernenergie en 20% voor offshore windenergie.

6.1.3 Overige beschouwingen naar de praktijk

Naast de kwantitatieve resultaten van deze studie zijn er enkele bredere overwegingen die van belang zijn voor de interpretatie en toepassing in de praktijk.

Industriële vraag en flexibiliteit

In deze studie is gewerkt met drie scenario's (ADAPT, TRANSFORM en TRANSFORM – Minder Competitief & Import) om de rol van kernenergie en wind op zee in het energiesysteem te verkennen. Deze scenario's dekken echter maar een beperkt deel van de mogelijke toekomstige ontwikkelingen. De omvang en het profiel van de industriële energievraag kunnen ingrijpend veranderen door mitigatiedoelstellingen, technologische innovaties en veranderingen in de inzet van feedstocks. Daarbij kan ook aanzienlijke flexibiliteit in de vraag naar elektriciteit en andere energiedragers ontstaan, en de manier waarop de industrie hierop reageert kan een grote invloed hebben op de systeemkosten. Een bredere verkenning van mogelijke industriële ontwikkelingen zou daarom waardevol kunnen zijn, gezien de gevoeligheid van de resultaten hiervoor.

Balans tussen vraag en aanbod: rol van biobased

Een belangrijk inzicht uit de analyse is dat de omvang en samenstelling van de industriële vraag bepalend is voor de impact op systeemkosten, en robuustheid voor de keuze voor kernenergie. Andere factoren kunnen de vraag of aanbod van energie eveneens substantieel beïnvloeden, en zodoende een soortgelijke gevoeligheid aan het licht brengen. Zo kan de beschikbaarheid en import van biobased grondstoffen en brandstoffen een extra bron van energie ontsluiten, en zo de druk op het systeem verkleinen. Dit kan de optimale mix van kernenergie, wind op zee en andere technologieën ingrijpend veranderen.

Trajectverloop en implementatie-onzekerheden

In de gevoeligheidsanalyses is rekening gehouden met variaties in kosten en beschikbaarheid van technologieën. Het gebruikte optimalisatiemodel kan zich daarbij aanpassen aan veranderingen in de doorlooptijd of kostenontwikkeling. In de praktijk zullen vertragingen en kostenstijgingen echter vaak onverwachte tegenvallers zijn. De gevolgen daarvan kunnen verder reiken dan het model nu laat zien: naast hogere systeemkosten kan dit ook betekenen dat klimaatdoelen niet gehaald worden, of dat er tijdelijk een grotere afhankelijkheid ontstaat van dure of minder duurzame oplossingen zoals aardgas.

Brede afwegingen buiten kostenoptimalisatie

Het gehanteerde model richt zich uitsluitend op de minimalisatie van systeemkosten. In de praktijk kan er echter met goede reden gekozen worden voor een oplossing die niet per se kostenoptimaal is. Factoren zoals de inrichting van het marktmodel (bijvoorbeeld de positie van kerncentrales in de elektriciteits- en flexibiliteitsmarkt), maatschappelijke eisen aan veiligheid en intergenerationele overwegingen spelen hierin een belangrijke rol. In hoofdstuk 5 beschrijven wij deze aspecten, maar het echt onderzoeken en waarderen valt buiten de scope van deze studie. In bredere besluitvorming zouden deze afwegingen nadrukkelijk aandacht moeten krijgen.

6.2 Elektriciteitsinfrastructuur

6.2.1 Geconstateerde discrepantie

De door netbeheerders gepubliceerde investeringsopgaven trekken steeds meer aandacht in het publieke en politieke debat over de energietransitie. Binnen de reeks studies over de Financiële Impact van de ENergietransitie (FIEN) zijn de geraamde kosten herhaaldelijk naar boven bijgesteld:

- **FIEN 2021 (Strategy&PwC):** structurele verdubbeling van netinvesteringen van circa € 1,5 mld/jaar (2010–2020) naar circa € 3 mld/jaar (2020–2050).
- **FIEN 2023 (PwC):** gemiddelde investeringen in het elektriciteitsnet van circa € 7 mld/jaar voor 2023–2030.
- **FIEN 2024 (PwC):** verdere ophoging naar €10–13 mld/jaar vanaf 2027 tot 2040; cumulatief €195 mld in 2024–2040.

FIEN maakt geen onderscheid waar in het elektriciteitsnetwerk investeringen plaatsvinden. Het o.a. op FIEN gebaseerde Interdepartementale Beleidsonderzoek ‘Schakelen naar de toekomst’ onderscheidt enkel investeringen op zee (~€ 88 mld) en op land (~€ 107 mld). Een fijnmazige uitsplitsing (bijv. topologisch of per netvlak) ontbreekt.

Daartegenover staat onze modellering: in het meest ver geëlektrificeerde TRANSFORM-scenario waardeert het model de totale asset base van de elektriciteitsnetinfrastructuur (netten en transformatoren op zowel laag-, midden en hoogspanningsniveau) op circa € 74 mld in 2050. Dat is, louter als orde van grootte, bijna een factor drie lager dan de volgens FIEN geraamde investeringen in 2024–2040, terwijl de veronderstelde levensduur van assets minimaal 40 jaar is. Deze spanning vraagt om een zorgvuldige methodologische reflectie.

6.2.2 Methodologische beschouwing

Een eenduidige vergelijking tussen FIEN en onze modeluitkomsten is niet mogelijk. FIEN publiceert resultaten op een hoog aggregatieniveau en biedt geen inzicht in gebruikte inputdata of rekenstappen. Daardoor ontbreekt een transparant ijkpunt voor validatie.

Wel hebben we uit het perspectief van de modellering van OPERA de volgende modelmatige aspecten geïdentificeerd die tot onderschatting van infrastructuurinvesteringen kunnen leiden:

- **Kostenminimaliserend optimalisatiekarakter (OPERA):** Het model zoekt het systeem met de laagste totale systeemkosten. Wanneer netwerkcomponenten relatief duur uitvallen, kan het model de vraag- en aanbodlocatie aanpassen, alternatieve technologiepaden kiezen of extra flexibiliteit (o.a. batterijen) inzetten om netwerkuitbreiding te vermijden. Netbeheerders opereren echter binnen fysieke, vergunnings- en leveringszekerheidskaders en hebben een aansluit en transportplicht en kunnen dergelijke ontwikkelstrategieën slechts zeer beperkt toepassen. Hoewel vele flexibiliteitsopties in het model zijn opgenomen, is het door methodologische beperkingen de vraag of de uitkomsten een volledig beeld geven van de manier waarop deze opties in werkelijkheid de netwerkkosten kunnen beïnvloeden. Het risico bestaat dat bepaalde oplossingsrichtingen in de modellering minder goed tot hun recht komen, of dat kostenmitigerende mogelijkheden worden onderschat. De implicaties hiervan voor de interpretatie van de systeemkosten zijn aanzienlijk en onderstrepen het belang van verdere

- verfijning van de modellering van netwerkkosten en flexibiliteit.
- **Beperkte nettopologie:** In deze studie is gewerkt met een geregionaliseerde representatie (7 onshore- en 7 offshore-regio's plus buitenlandse koppelingen). Dit niveau van aggregatie maskeert lokale knelpunten en kan leiden tot onderschatting van noodzakelijke versterkingen in specifieke netvlakken.
- **Tijdsresolutie en piekbelasting:** Het model hanteert 85 tijdschijven waarin uren zijn geclusterd. Pieken die bepalend zijn voor dimensionering (capaciteit op momentane maxima) kunnen daardoor worden afgevlakt, met mogelijk te lage capaciteitsramingen als gevolg.
- **Betrouwbaarheidsnormen (n-1):** Netwerken worden doorgaans redundant ontworpen volgens het n-1-criterium. Deze redundantie is in de huidige modelconfiguratie onvoldoende expliciet gerepresenteerd.
- **Loop flows en netvlak effecten:** Vraag en aanbod binnen hetzelfde netvlak worden nu deels tegen elkaar weggestreept. In de praktijk is echter vaak (gedeeltelijke) infrastructuur op midden- en hoogspanningsniveaus nodig om lokale stromen te faciliteren. De huidige benadering kan de behoefte aan infrastructuur onderschatten.
- **Fysieke stromen (load flow):** Elektriciteit volgt een door de natuurwetten bepaald pad; belasting spreidt zich over het gehele netwerk. Zonder een (vereenvoudigde) power-flow-benadering kan het model stroom van A naar B sturen zonder de belasting op omliggende netvlakken te adresseren.
- **Blindvermogen en spanningsregulatie:** Het model houdt alleen rekening met actieve energiestromen en negeert blindvermogen. In de praktijk is blindvermogen essentieel voor spanningsstabiliteit en beïnvloedt het de benodigde netcapaciteit en topologie. Door dit niet expliciet te modelleren, kan de benodigde infrastructuur verder worden onderschat.

Gezamenlijk impliceren deze punten dat het model de prikkels om infrastructuur uit te stellen of te vermijden relatief gemakkelijk vindt, terwijl in de werkelijkheid implementatie aanzienlijk minder makkelijk is.

6.2.3 Aanpak binnen deze studie

Binnen de scope van dit project was een fundamenteel rijkere netmodellering niet haalbaar. Om de resultaten beter te ijken aan FIEN, hebben wij de kostenkennallen voor elektriciteitsinfrastructuur opgehoogd op basis van het geobserveerde verschil in assetwaarden. Deze parameterisatie leidt – conform verwachting – tot hogere gemodelleerde netkosten.

Desondanks blijven de uitkomsten significant onder de FIEN-ramingen. De eerder geschetste modeldynamiek (kostenminimalisatie, beperkte topologie, tijdsaggregatie, ontbreken n-1, beperkte representatie van loop flows en fysieke stromen) biedt hiervoor een plausibele verklaring.

Daarmee achten wij de absolute uitspraken over het investeringsniveau van de elektriciteitsinfrastructuur op basis van de huidige opzet niet robuust. Het model kan, omdat het voor de verschillende scenario's consistent is toegepast, relatieve verschillen tussen scenario's laten zien en hier implicaties voor de elektriciteitsinfrastructuur enigszins in meenemen. Specifieke resultaten over de kosten van de elektriciteitsinfrastructuur moeten echter met passende voorzichtigheid worden beschouwd.

Deze gevoeligheid van de elektriciteitsnetten kan ook invloed hebben op de andere resultaten. Om dit te kwantificeren hebben we het verschil in netkosten op zee toegerekend aan 9,5 GW windenergie op zee – de capaciteit die nodig zou zijn om 6 GW kernenergie te vervangen. Dit verschil komt neer op ongeveer € 200 miljoen per jaar voor de resultaten met optimalisatie, waarbij waterstofproductie op zee deze netkosten kan vermijden. Wanneer deze mogelijkheid niet aanwezig is, lopen de extra kosten op tot circa € 400 miljoen per jaar. Aangezien de herziene kosten voor windenergie – die 3–10 miljard extra systeemkosten met zich meebrachten – niet leidden tot een verandering in de opgestelde hoeveelheid wind op zee, wordt niet verwacht dat een vergelijkbare variatie in ADAPT en TRANSFORM de mix zal veranderen. Voor het scenario TRANSFORM – Minder Competitief & Import kan een verandering echter niet worden uitgesloten.

6.2.4 Vervolgstappen

Om de aansluiting tussen modeluitkomsten en de praktijk te versterken, zetten we in op twee complementaire sporen:

1. **Doorontwikkeling van OPERA (door TNO en PBL):** In de ontwikkelagenda wordt een realistischer infrastructuurmodule opgenomen, inclusief een (vereenvoudigde) power-flow model en een conservatievere behandeling van loop flows binnen netvlakken. Hiervoor is het nodig om een verkenning te doen van lokale topologieverfijningen waar knelpunten te verwachten zijn, en van de strakkere beperkingen die nodig zijn om die ongewenste ontwikkelstrategieën te temperen.
2. **Ontwikkeling van een dedicated netmodel:** Een apart, fijnmaziger model gericht op het kwantificeren van netinvesteringen, gevoed door geaggregeerde systeemsetschetsen uit OPERA/TRANSFORM en vertaald naar een granulair geografisch niveau (bijv. 110 kV-knooppunten). Hierin kan een topologie worden geïntegreerd, dimensioneringsregels worden toegepast en betrouwbaarheidsnormen om investeringspaden expliciet te berekenen.

We sluiten nadrukkelijk aan bij het bestaande kennislandschap, en pakken bovenstaande in nauwe samenwerking met het PBL op. Waar mogelijk benutten we data en expertise van netbeheerders voor ijking en validatie, bijvoorbeeld door te spiegelen aan scenario's uit de Integrale Infrastructuur 2030–2050 en de FIEN-exercities. Dit draagt bij aan transparantie, uitlegbaarheid en beleidsrelevantie, zonder onze onafhankelijke analytische positie te verliezen.

6.3 Handel in elektriciteit en waterstof

Elektriciteit en waterstof zijn twee belangrijke energiedragers die tussen Nederland en buurlanden (in de toekomst) worden verhandeld. Beide spelen een grote rol bij het bepalen van het aanbod en het vervullen van de vraag in het energie systeem, en hun prijzen op uurbasis en handelsvolumes kunnen daarom de modelresultaten aanzienlijk beïnvloeden.

Deze studie maakt gebruik van het energiesysteemmodel COMPETES-TNO voor capaciteitsuitbreiding en unit commitment en economische dispatch (UCED) op EU-niveau. Hierdoor kunnen we de ontwikkelingen in buurlanden en hun invloed op Nederland modelleren. Eerst wordt de uitbreiding van de leveringscapaciteit van alle andere EU-landen geoptimaliseerd in COMPETES-TNO. Daarna wordt een uurlijkse optimalisatie van unit commitment en dispatch uitgevoerd, wat uurprijzen en -volumes voor elektriciteit en waterstof oplevert.

Deze uurcurves voor de handel worden vervolgens in het OPERA model gebruikt als import- en exportopties met specifieke prijzen per uur. OPERA mag de verhandelde volumes met $\pm 10\%$ aanpassen. Hoewel deze koppelingsmethode dieper inzicht geeft in het Nederlandse handelsgedrag met buurlanden en de studie verbetert, zijn er verschillende beperkingen aan deze aanpak. Deze beperkingen hebben betrekking op de manier waarop andere landen worden gemodelleerd, de manier waarop COMPETES-TNO en OPERA worden gekoppeld en de mogelijke gevolgen voor de resultaten van OPERA.

6.3.1 Aannames voor andere landen

In COMPETES-TNO zijn de energieactiva van de EU27-landen voor 2030 vastgelegd op basis van de prognoses van ENTSO-E TYNDP 2022, inclusief de vraag naar elektriciteit, waterstof en warmte op nationaal niveau. Vanaf 2030 wordt de energietransitie naar 2050 echter endogeen geoptimaliseerd in COMPETES-TNO.

De toekomst van de elektriciteits- en waterstofsysteem in de EU is zeer onzeker en kan sterk variëren, afhankelijk van aannames op het gebied van beleid, technologie en vraag. Het COMPETES-TNO model biedt één techno-economisch traject dat is geoptimaliseerd voor de totale systeemkosten van alle landen in scope, maar houdt geen rekening met politieke voorkeuren, nationale strategieën of alle beperkingen in de praktijk. Daarom moet het elektriciteits- en waterstofsysteem van de EU dat in deze studie wordt weergegeven, worden gezien als een vereenvoudigd toekomstscenario en niet als een prognose. Deze beperking betekent ook dat sterke conclusies over de exacte rol van de Nederlandse elektriciteits- en waterstofhandel in 2050 moeten worden vermeden.

6.3.2 Modelkoppelingsmethodologie en beperkingen

Energiesysteemmodellen en elektriciteitssysteemmodellen zijn complex en ontworpen voor verschillende doeleinden. OPERA en COMPETES-TNO hebben verschillende doelstellingen, tijdsresoluties, ruimtelijke details en beperkingen. Het is een uitdaging om ze volledig op elkaar af te stemmen, en de gekozen koppelingsmethode brengt verschillende beperkingen met zich mee:

- *Tijdelijke mismatch:* COMPETES-TNO produceert uurtarieven en handelsvolumes, terwijl OPERA een lagere tijdsresolutie heeft. Door gegevens op uurbasis te aggregeren kunnen prijsspieken en extreme gebeurtenissen worden afgevlakt, waardoor de waarde van flexibiliteit, opslag en waterstofproductie in de conclusies van OPERA mogelijk wordt onderschat.
- *Ruimtelijke mismatch:* COMPETES-TNO vertegenwoordigt Nederland als één enkele marktknooppunt, terwijl OPERA de Nederlandse energie-infrastructuur gedetailleerder in kaart brengt. De handelsvolumes en prijzen worden verdeeld over de Nederlandse regio's aan de hand van vooraf gedefinieerde toewijzingsratio's. Deze ratio's geven mogelijk geen goed beeld van de werkelijke congestie en lokale prijsverschillen, wat de systeemkosten en investeringsresultaten kan vertekenen.
- *Verskillende modelleringsdoelstellingen:* COMPETES-TNO richt zich op marktclearing en prijsvorming op korte termijn, terwijl OPERA langetermijninvesteringen en systeemplanning optimaliseert. Technologische keuzes, zoals kernenergie en flexibiliteitsopties, verschillen vaak tussen de twee modellen. Het rechtstreeks gebruiken van COMPETES-TNO output in OPERA kan leiden tot verkeerde prikkels en misleidende conclusies over technologie-inzet en kosteneffectiviteit.

- *Waterstofweergave:* COMPETES-TNO maakt gebruik van een vereenvoudigde weergave van de waterstofmarkt, terwijl OPERA de productie, opslag, infrastructuur en handel in waterstof gedetailleerder modelleert. Het rechtstreeks gebruiken van COMPETES-TNO waterstofprijzen en -volumes kan leiden tot inconsistenties in de waterstofeconomie en infrastructuurplanning.
- *Gebrek aan volledige iteratie:* COMPETES-TNO outputs worden in OPERA behandeld als vaste inputs, wat betekent dat Nederlandse veranderingen in OPERA (bijv. investeringen, import of vraag) niet terugkoppelen naar de prijsvorming in COMPETES-TNO. Hoewel de studie gebruikmaakte van een tweerondige modelleringsopzet, worden in de tweede ronde andere OPERA-aannames gebruikt dan in de eerste (bijv. modellering per uur versus regionale modellering). Dit kan niet worden beschouwd als volledig iteratieve modellering.
- *Verschillen in capaciteitsuitbreiding:* COMPETES-TNO optimaliseert de totale kosten voor de levering van elektriciteit en waterstof in de EU, terwijl OPERA zich richt op het minimaliseren van de Nederlandse systeemkosten. Deze discrepantie kan leiden tot inconsistenties tussen de Nederlandse capaciteitsmix en de rest van de EU in de eindresultaten.
- *Scenario-afwijkingen:* Hoewel de meeste aannames (brandstofprijzen, CO₂-kosten, interconnectiecapaciteiten) zijn geharmoniseerd, blijven enkele verschillen bestaan, zoals emissiebeperkingen en het laadgedrag van elektrische voertuigen, wat tot enkele resterende inconsistenties leidt.

6.3.3 Impact op OPERA

Hoewel de koppeling tussen COMPETES-TNO en OPERA bedoeld is als een extra analytische laag, heeft deze een aanzienlijke invloed op de resultaten van OPERA. Het gebruik van één vaste set handelsprofielen kan de resultaten van OPERA op complexe, geïntegreerde manieren beïnvloeden die moeilijk volledig te traceren zijn.

Om de gevoeligheid van de resultaten te testen, is een alternatief handelsscenario op basis van TYNDP 2024 gebruikt. Dit bevestigt dat verschillende handelsaannames een sterke invloed hebben op de resultaten van OPERA, met name voor de invoer en uitvoer van elektriciteit en waterstof.

De absolute handelsvolumes van elektriciteit en waterstof zijn zeer groot in vergelijking met de binnenlandse productie. Hoewel de resultaten worden gepresenteerd als netto-invoer of netto-uitvoer, waardoor hoge bruto-stromen vaak worden gecompenseerd, zijn de onderliggende absolute waarden aanzienlijk. Bijvoorbeeld:

- Voor elektriciteit laat ADAPT zien dat de import ongeveer 20% van de binnenlandse productie bedraagt en de export eveneens 20%.
- In TRANSFORM domineert de binnenlandse productie licht, met een import van ongeveer 8% en een export van ongeveer 10% van de productie.
- Deze waarden komen grotendeels overeen met de statistieken voor 2023, waarin de import en export elk ongeveer 10% van de binnenlandse productie uitmaken.

Ook voor waterstof zijn de bruto import- en exportvolumes groot. In TRANSFORM liggen de binnenlandse productie, import en export elk rond de 600 PJ. In ADAPT zijn de importen en exporten zelfs nog groter, terwijl de binnenlandse productie van waterstof slechts ongeveer 50% van het importniveau bedraagt. Omdat de resultaten echter als nettohandel worden gerapporteerd, blijven deze hoge absolute stromen grotendeels verborgen in de hoofduitkomsten.

Deze aanpak betekent ook dat de handelsvolumes uit COMPETES-TNO in OPERA worden behandeld als vaste vraag en aanbod. Als COMPETES-TNO bijvoorbeeld uitgaat van 600 PJ waterstofexport, ziet OPERA dit als een vaste vraag van 600 PJ die moet worden ingevuld. OPERA kan hier niet omheen optimaliseren. Om aan deze vraag te voldoen, kan OPERA extra waterstofelektrolyzers bouwen, wat op zijn beurt leidt tot meer benodigde elektriciteitsproductiecapaciteit, zoals zonnepanelen of wind op zee, en extra investeringen in flexibiliteit.

Deze dynamiek kan indirecte en mogelijk minder transparante effecten hebben op de investeringen in het Nederlandse energiesysteem. Daarom moeten de OPERA-resultaten voorzichtig worden geïnterpreteerd, gezien de sterke invloed die de handelaanpak uit COMPETES-TNO kunnen hebben op investeringsbeslissingen en de totale systeemkosten.

6.4 Methodologische beperkingen

Hoog-dimensionale oplossingsruimte en niet-transparante interacties

Het OPERA model laat complexe, hoog-dimensionale interacties zien tussen besluitvariabelen, waardoor er meerdere bijna-optimale oplossingen ontstaan binnen een relatief vlakke kostenstructuur. Daardoor is het lastig om duidelijke technologische kantelpunten te identificeren of de robuustheid van de uitkomsten goed te beoordelen zonder uitgebreide gevoeligheidsanalyses. In het ADAPT 2040-scenario leidt bijvoorbeeld het beperken van nucleaire capaciteit tot het technisch maximum tot slechts een zeer kleine stijging van de totale systeemkosten (+0,004%), maar veroorzaakte het wel grote verschuivingen in de technologiemix, met name een sterke daling van het gebruik van blauwe waterstof. Dit laat zien dat er meerdere concurrerende bijna-optimale evenwichten bestaan. De gepresenteerde resultaten moeten daarom worden geïnterpreteerd als afhankelijk van de gemodelleerde scenario's.

Lineaire modelbeperkingen en gebrek aan niet-lineaire representaties

Het model gebruikt een strikt lineaire formulering en kan daardoor niet volledig niet-lineaire systeemeffecten meenemen, zoals zog-effecten bij windturbines (de kannibalisatie van wind bij grotere windparken), leercurves die kosten verlagen of schaalafhankelijke infrastructuurkosten. Zo wordt aangenomen dat de kosten van offshore-kabels lineair toenemen, terwijl er in de praktijk vaak sprake is van schaalvoordelen of investeringsdrempels die voor sprongsgewijze of minder dan lineaire kostenontwikkelingen zorgen. Technologieën met sterke niet-lineaire kosten- of prestatiekenmerken worden hierdoor mogelijk niet goed weergegeven in de optimalisatie. Hierdoor is het niet mogelijk om discrete hoeveelheden kerncentrales af te dwingen, zoals óf geen kernenergie óf 3 GW, in plaats van een continue range daartussen. Deze beperking is in deze studie echter niet groot, omdat de uitkomsten in de meeste gevallen toch neigen naar óf geen kernenergie óf het maximumscenario.

Tijdaggregatie en beperkingen in operationele details

De systeemdynamiek wordt gemodelleerd met een beperkt aantal tijdsblokken. Hierdoor worden kortetermijnflexibiliteit, netwerkcongestie en tijdsafhankelijke transmissiedynamiek niet volledig weergegeven. Conclusies over balanceringsmogelijkheden, knelpunten in infrastructuur en flexibiliteitsopties moeten daarom worden gezien als indicatief, niet als definitief.

Onzekerheid in techno-economische aannames

Behalve enkele beperkte gevoeligheidsanalyses gebruikt de studie één deterministisch kostentraject voor de meeste technologieën, doorgetrokken tot 2050. Omdat kostenveronderstellingen een grote invloed hebben op capaciteitsuitbreidingen in een kostenminimalisatiemodel, beïnvloeden onzekerheden hierin direct de technologiemix. Dit beperkt de robuustheid en generaliseerbaarheid van de resultaten: kleine afwijkingen in toekomstige kostenontwikkelingen kunnen leiden tot sterk verschillende systeemsamenstellingen.

Structurele verschillen in het gekoppelde modelraamwerk

De OPERA- en COMPETES-TNO modellen zijn ‘soft-linked’, maar verschillen in vrijheidsgraad, ruimtelijke resolutie en temporele detaillering. Hoewel kostenparameters en belangrijkste randvoorwaarden zoveel mogelijk zijn geharmoniseerd, verkennen de modellen verschillende delen van de oplossingsruimte. OPERA, met minder vrijheidsgraden en strengere structurele beperkingen, levert een beperkter aantal haalbare oplossingen op. COMPETES-TNO, met meer flexibiliteit, vindt een breder scala aan mogelijke uitkomsten voor dezelfde scenarioveronderstellingen. Deze structurele verschillen kunnen leiden tot uiteenlopende technologische ontwikkelpaden, zelfs als de uitgangsassumpties identiek zijn.

7 Conclusies

De resultaten naar impact van kernenergie op de systeemkosten van het Nederlandse energiesysteem blijken sterk afhankelijk van de industriële vraag naar energie. In scenario's waarin de industriële activiteit vergelijkbaar blijft met het huidige niveau (ADAPT en TRANSFORM) zijn de systeemkosten met of zonder kernenergie nagenoeg gelijk, en is de keuze voor zowel kernenergie als wind op zee robuust. In een scenario met lagere industriële activiteit en meer importvrijheid (TRANSFORM – Minder Competitief & Import) leidt de keuze voor kernenergie juist tot hogere systeemkosten. Deze uitkomst is echter sterk afhankelijk van de aannames over de kosten van kernenergie en de toekomstige ontwikkelingen bij wind op zee.

ADAPT en TRANSFORM – relatief grote industriële vraag

In deze scenario's zijn er geen duidelijke winnaars: kernenergie en wind op zee zijn wat betreft systeemkosten inwisselbaar. Het wegnemen van productievermogen – of dit nu kernenergie of wind op zee betreft – leidt tot forse meerkosten, terwijl het toevoegen van extra potentieel juist substantiële voordelen oplevert. Dit onderstreept dat kernenergie en wind op zee elkaar in deze omstandigheden eerder aanvullen dan beconcurreren. De kern van de bevinding is dan ook dat het energiesysteem gebaat is bij additionele grootschalige productieopties, ongeacht de technologie.

De gevoeligheidsanalyses bevestigen de robuustheid van de rol van zowel kernenergie als wind op zee. Zelfs bij ongunstige aannames over de kosten of bouwtijd van kernenergie, of juist over de kosten en prestaties van wind op zee, blijft de uitkomst overeind: beide technologieën worden tot hun maximale potentieel opgesteld en dragen zo bij aan een kostenoptimaal energiesysteem. Ook variaties in flexibiliteitsopties veranderen dit beeld niet.

TRANSFORM – Minder Competitief & Import – relatief kleine industriële vraag

In de variant waarin de zware industrie sterk krimpt en import van halffabricaten is toegestaan, ontstaat een ander beeld. Omdat er in dit scenario relatief veel productiepotentieel is voor de hoeveelheid vraag, kan het model kiezen tussen verschillende productieopties. In dit scenario geeft het model de voorkeur aan wind op zee, en is de rol van kernenergie minder vanzelfsprekend. De keuze voor kernenergie leidt in dit scenario tot circa 0,8 mld.€/jaar hogere systeemkosten (0,7% van de totale kosten).

Bovendien blijken de uitkomsten in dit scenario gevoeliger voor aannames. Waar in ADAPT en TRANSFORM de opgestelde vermogens robuust blijven onder verschillende aannames, zien we in dit scenario dat de verhouding kernenergie en wind op zee juist variëren bij gevoeligheidsanalyses waarin de aannames gevarieerd worden. Hetzelfde geldt voor de bevinding dat de systeemkosten hoger liggen.

Overige aandachtspunten

De effecten van kernenergie op de elektriciteitsinfrastructuur konden met het huidige model niet betrouwbaar worden vastgesteld. Hoewel het aannemelijk is dat kernenergie vanwege het vlakke productieprofiel en de ligging op land voordelen kan hebben ten opzichte van wind op zee, zijn deze effecten in deze studie niet te kwantificeren. Wel

geldt dat wanneer de netwerkkosten op zee in lijn zouden liggen met de IBO-inschattingen, dit bij circa 9,5 GW windenergie neerkomt op een orde van grootte van 400 miljoen euro. Op basis van expertinschatting zijn de resultaten voor ADAPT en TRANSFORM hier robuust tegen, maar in het scenario TRANSFORM – Minder Competitief & Import kan dit de verhouding tussen wind op zee en kernenergie beïnvloeden.

Samenvattend

De analyse laat zien dat de waarde van kernenergie sterk samenhangt met de vraagzijde van het energiesysteem. Bij een relatief grote industriële vraag zijn kernenergie en wind op zee inwisselbaar qua systeemkosten, en levert additioneel productiepotentieel – ongeacht de technologie – substantiële voordelen op. Bij een kleinere industriële vraag kan kernenergie juist tot hogere kosten leiden, en worden de resultaten gevoeliger voor aannames.

De keuze voor kernenergie is daarmee geen harde noodzaak voor een betaalbaar energiesysteem, maar kan in veel scenario's wel degelijk een nuttige aanvulling zijn. Cruciaal is het onderscheid tussen scenario's met beperkte vrijheid in systeeminrichting (waar additioneel vermogen nodig is) en scenario's met meer flexibiliteit (waar keuzes contextafhankelijk zijn).

Referenties

- COVRA. (2025). *Stand van zaken veiligheidsstudies eindberging*.
- Antea Group. (2025). *Draft Memorandum on Scope and Level of Detail: SEA-r location study for two new nuclear power plants*. Oosterhout.
- ANVS. (2025). *ANVS-beeld uitkomsten technische haalbaarheidsstudies kerncentrales*.
- CBS. (2023). *Klimaatverandering en energietransitie*.
- Clun, R., & Issimdar, M. (2025, July 22). *Sizewell C nuclear power plant costs rise to £38bn*. Opgehaald van BBC News:
<https://www.bbc.com/news/articles/cev03wer0p2o>
- Cour des comptes. (2025). *LA FILIÈRE EPR : UNE DYNAMIQUE NOUVELLE, DES RISQUES PERSISTANTS*. Paris.
- Daniëls, B., & Strengers, B. (2024). *Trajectverkenning klimaatneutraal 2050 - Trajecten naar een klimaatneutrale samenleving voor Nederland in 2050*. Planbureau voor de Leefomgeving.
- ENTSO-e & ENTSG. (2022). TYNDP 2022.
- ENTSO-e & ENTSG. (2024). TYNDP 2024.
- European Commission. (2021). *COM (2021) 562 Directive on renewable and low-carbon fuels in maritime transport*.
- European Commission. (2022). Recommended parameters for reporting on GHG projections in 2023, unpublished document shared with Member States. European Commission.
- European Commission. (2023). Directieve (EU) 2023/959.
- European Commission. (2023). *ReFuelEU Aviation regulation*.
- Galparso, I., Menchaca, Garmendia, Borja, Á., Maldonado, A. D., Iglesias, G., & Bald, J. (2022). Reviewing the ecological impacts of offshore wind farms. *Ocean Sustainability*.
- Gamboa Palacios, S., & Jansen, J. (2018). *Nuclear energy economics: An update to fact finding nuclear energy*. TNO P11577.
- Hajonides van der Meulen, T., Scaric, M., Tyraskis, I. L., & Verstraten, P. (2022). D7B.3 – Cost analysis and comparison of different hydrogen carrier import chains and expected costs development. HyDelta .
- HCSS. (2020). *Securing Critical Materials for Critical Sectors: Policy options for the Netherlands and the European Union*. The Hague.
- Hörsch, J., Hofmann, F., Schlachtberger, D., & Brown, T. (2018). *PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system*. Energy Strategy Reviews. doi:<https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.08.012>
- HZ University of Applied Sciences and Lysias Advies. (2025). *Lasten en lusten in balans: Impactrapport bouw kerncentrales Borssele*.
- IBO. (2025). *Schakel naar de toekomst - Bekostiging elektriciteitsinfrastructuur*.
- IEA. (2022). *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*.
- IEA. (2025). *The Path to a New Era for Nuclear Energy*. IEA.
- IRENA. (2023). *Geopolitics of the energy transition: Critical materials*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Juijn, D., Blom, M., & De Vries, J. (2023). *Werkwijzer National Kosten - Uitgangspunten bij berekeningen van het PBL*.
- Kalavasta en Berenschot. (2022). *Systeemeffecten van nucleaire centrales in Klimaatneutrale Energiescenario's 2050*.

- Klimaatakkoord - sectortafel industrie. (2018). *Joint Fact Finding: CO2-afvang en -opslag*.
- KPMG. (2021). *Marktconsultatie Kernenergie*.
- Matthijssen, J., Dammers, E., & Elzinga, H. (2018). *De toekomst van de Noordzee - De Noorzee in 2030 en 2050: een scenariostudie*. PBL.
- Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat. (2023). *Nationaal Programma Circulaire Economie 2023-2030*.
- Mott MacDonald. (2025). *An SEA for the Dutch National Programme on Radioactive Waste and Spent Fuel*.
- Nederlandse overheid. (2023). Klimaatwet 2019, amended. Opgehaald van <https://wetten.overheid.nl/BWBR0042394/2023-07-22>
- Netbeheer Nederland. (2023). *Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's*.
- Netbeheer Nederland. (2023). *Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's*.
- Netbeheer Nederland. (2025). *Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025*.
- NREL. (2020). *Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin*. Golden, CO.
- NRG Pallas. (2025). *Scenariostudie multinationale strategie eindberging radioactief afval*.
- OECD & NEA. (2019). *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*.
- OpenOverheid.nl. (2024). *Schakelen naar de toekomst. IBO bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur*. Opgehaald van OpenOverheid.nl: <https://open.overheid.nl/documenten/e914cc94-ffcd-42dd-9989-bf7c3fdd44f9/file>
- PBL. (2021). *Monitoring RES 1.0 - Een analyse van de Regionale Energie Strategie:en 1.0*. PBL publicatienr. 4509.
- PBL. (2022). *Klimaat en Energieverkenning (KEV)*.
- Platform Geothermie. (2018). *Masterplan Aardwarmte in Nederland - Een brede basis voor een duurzame warmtevoorziening*.
- Portugal-Pereira, J., Ferreira, P., Cunha, J., Szklo, A., & Schaeffer, R. (2018). Better late than never, but never late is better: Risk assessment of nuclear power construction projects. *Energy Policy*.
- RVO. (2020). Opgehaald van <https://english.rvo.nl/sites/default/files/2020/07/Vision%202050%20sustainable%20Dutch%20basic%20industry%20-%20English.pdf>
- RVO. (2020). *Vision for more sustainable basic industries in 2050: the choice is ours*. <https://english.rvo.nl/sites/default/files/2020/07/Vision%202050%20sustainable%20Dutch%20basic%20industry%20-%20English.pdf>.
- RVO. (2020). *Vision for more sustainable basic industries in 2050: the choice is ours*. Opgehaald van <https://english.rvo.nl/sites/default/files/2020/07/Vision%202050%20sustainable%20Dutch%20basic%20industry%20-%20English.pdf>
- RVO. (2025). *Dutch Offshore Wind Innovation Guide*. <https://english.rvo.nl/sites/default/files/2024-10/Dutch-Offshore-Wind-Innovation-Guide-2025.pdf>.
- Scheepers, M., Gamboa Palacios, S., Janssen, G., Moncaddo Botero, J., Stralen, J., Oliveira Machado dos Santos, J., . . . West, K. (2022). *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050 - Scenario update and analysis of heat supply and chemical and fuel production from sustainable feedstocks*. TNO P10162.

- Scheepers, M., Martin Gregorio, N., Beres, R., Sijm, J., Giraldo Chavarriaga, J., Kooiman, A., ... Iovanovici, S. (2025). *Integration of nuclear energy in the energy system*. TNO R10612.
- Scheepers, M., Stralen, J. v., Giraldo Chavarriaga, J., Elberry, A., Uslu, A., & Oliveira, C. (2024). *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050 - Scenario update and sceario variants for industry*. TNO P10607.
- Scheepers, M., Stralen, J. v., Giraldo Chavarriaga, J., Elberry, A., Uslu, A., & Oliveira, C. (2024). *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050 - Scenario update and scenario variants for industry*. TNO P10607.
- Scheepers, M., Van Stralen, J., Giraldo Chavarriaga, J., Elberry, A., Uslu, A., & Oliveira Machado dos Santos, C. (2024). *Towards a sustainable energy system for the Netherlands - Scenario update and scenario variants for industry*. TNO P10607.
- Strategy&. (2023). *Energierkening van de toekomst*.
- Strategy&, PWC. (2021). *De energietransitie en de financiële impact voor netbeheerders*.
- Strategy&, PWC. (2024). *Financiële impact energietransitie voor netbeheerders (FIEN+)*.
- Taminiau, F., & van der Zwaan, B. (2022). *The Physical Potential for Dutch Offshore Wind Energy*. *Journal of Energy and Power Technology*.
- Taminiau, F., & Zwaan, B. (2022, Oktober 10). The Physical Potential for Dutch Offshore Wind Energy. *Journal of Energy and Power Technology*, p. 4.
doi:doi:10.21926/jept.2204032
- TNO & NRG Pallas. (2025). *Public trust and nuclear energy: Perspectives on trust dynamics in the context of nuclear energy*.
- TNO and BLIX. (2021). *Pathways to potential cost reductions for offshore wind energy*. TNO R11926.
- TNO, & NRG. (2025). *Integration of nuclear energy in the energy system - Scenario analysis for the Dutch energy system*.
- Tweede Kamer. (2025, maart 7). *Interdepartementaal beleidsonderzoek bekostiging van de elektriciteitsinfrastructuur*. Opgehaald van [www.tweedekamer.nl](https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2025D09694&did=2025D09694):
https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2025D09694&did=2025D09694
- Walstra, J. (2024). *Financing new nuclear*. Profundo.
- Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS. (2022). *Senariostudie kernenergie*.

Bijlage A

Energiemodellen

A.1 OPERA-model

Een toekomstig Nederlands energiesysteem kan worden berekend met het OPERA-model. OPERA is een optimalisatiemodel (lineair programmering) en berekent een energiesysteem waarmee aan de vraag naar energie (goederen/diensten) en de doelstelling voor emissies van broeikasgassen (BKG) kan worden voldaan op basis van laagste maatschappelijke kosten³⁰. Het OPERA-model omvat alle sectoren van het Nederlandse energiesysteem, inclusief koolwaterstoffen die in de industrie als grondstof worden gebruikt, zie Figuur A.1. Het model beschouwt alle BKG-emissies, naast CO₂ ook de niet-CO₂ broeikasgassen (CH₄, N₂O en F-gassen), en de niet-energetische BKG-emissies van landbouw en landgebruik. Het model houdt ook rekening met de vraag naar brandstoffen van internationale luchtvaart en scheepvaart die in Nederlandse zee- en luchthavens worden getankt. Hoewel de emissies van deze zogenoemde bunkerbrandstoffen niet meetellen voor de Nederlandse BKG-doelstelling, worden deze brandstoffen binnen het Nederlandse energiesysteem geproduceerd en bepalen daarmee mede de energievraag en de bijbehorende BKG-emissies. Het Nederlandse energiesysteem importeert brandstoffen (zoals olie, kolen, aardgas en biobrandstoffen) en biograndstoffen. Ook wordt elektriciteit en waterstof geïmporteerd en geëxporteerd en vindt export plaats van industriële producten die uit koolwaterstoffen zijn geproduceerd (zoals kunstmest, chemicaliën en plastics),

Het OPERA-model wordt schematisch weergegeven in Figuur A.2. De invoerparameters die in OPERA worden gebruikt zijn:

- Maximale uitstoot van broeikasgassen, d.w.z. de BKG-emissiedoelstelling.
- Parameters m.b.t., de vraag, zoals het bruto vloeroppervlak van woningen en gebouwen in de dienstensector, vraag naar transport van personen en goederen, productie van industriële producten en additionele energievraag en eindgebruikerssectoren (elektriciteit en warmte).
- Techno-economische gegevens van de technologische opties.
- Prijs van geïmporteerde energie en grondstoffen.
- Specifieke beperkingen op het gebruik van technologieën, zoals maximaal potentieel voor wind- en zonne-energieproductie, CO₂-opslag en kerncentrales.

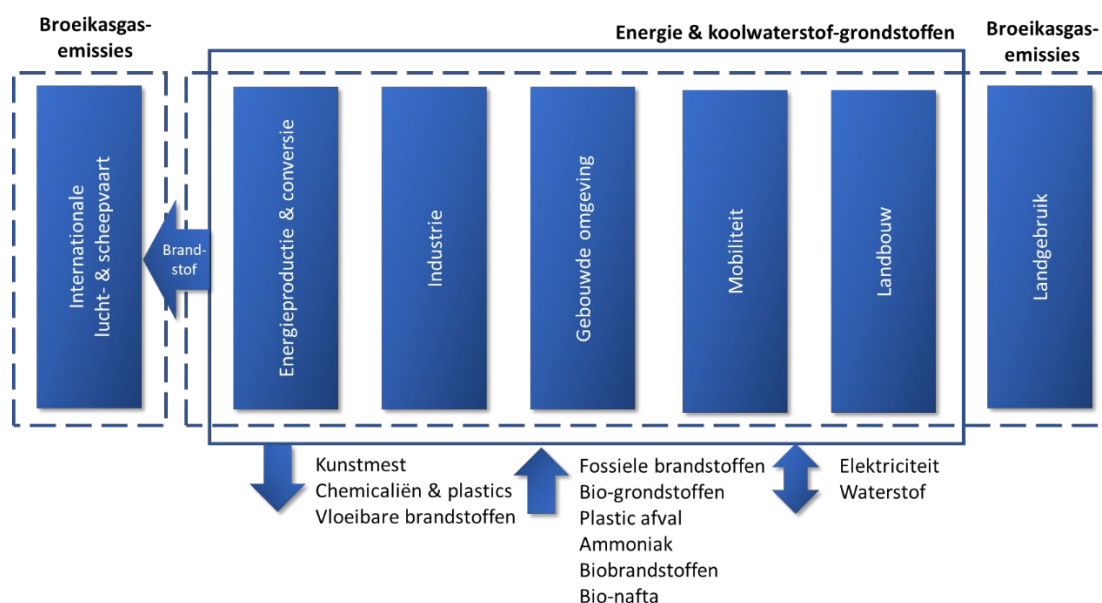
Het OPERA-model levert de volgende resultaten op:

- Fysieke resultaten: energieaanbod en -vraag (totaal en per sector) en hoe die is samengesteld, gebruikte technologieën (bijv. geïnstalleerde capaciteit, aantal vollasturen), import en export van energie (bijv. fossiele energie, biomassa, elektriciteit, waterstof), resterende uitstoot van broeikasgassen.
- Economische resultaten: jaarlijkse systeemkosten en jaarlijkse investeringen

³⁰ Bij het bepalen van de maatschappelijke kosten van het energiesysteem wordt aangesloten bij de nationale kosten-batenanalysemethodiek (Juijn, Blom, & De Vries, 2023). De kosten bestaan uit de som van geannualiseerde investeringskosten op basis van de technische levensduur en een nationale (maatschappelijke) discontovoet van 2.25%, jaarlijkse operationele kosten en energiekosten (of baten in geval van export).

(totaal en per sector) en schaduw prijzen (gebaseerd op marginale kosten voor CO₂-reductie en productie van elektriciteit en waterstof).

- Een koolstofbalans met de herkomst en bestemming van koolstof in het energiesysteem, CO₂ dat wordt opgeslagen of opnieuw gebruikt wordt niet apart gelabeld, De mix van de opgeslagen en opnieuw gebruikte CO₂ wordt bepaald door de herkomst, d.w.z., afvang bij een fossiel of biogeen proces of uit de lucht.



Figuur A.1: Nederlands energie- en broeikasgassensysteem in het OPERA-model



Figuur A.2: Schematische weergave van het OPERA-model

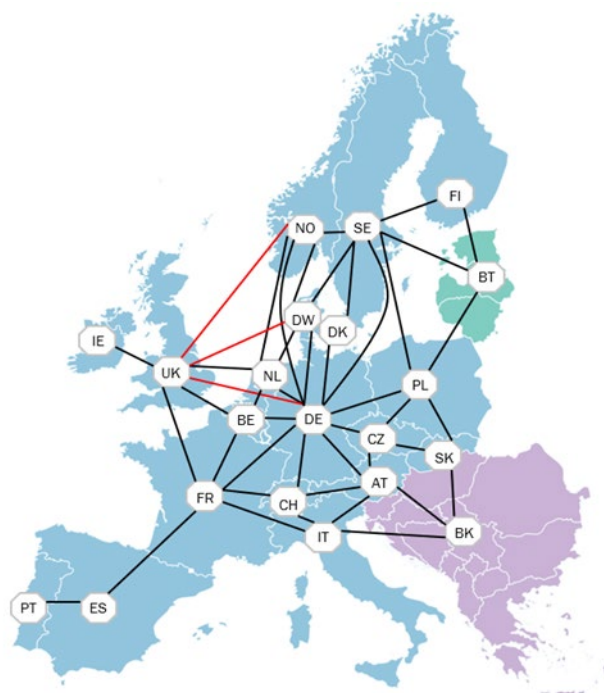
Het OPERA-model houdt rekening met de fluctuerende energievraag gedurende een jaar en de wisselende energieproductie uit wind en zon. Hierbij worden vraag en aanbod per tijdsperiode gebalanceerd, waarbij ook gebruik wordt gemaakt van opties als vraagsturing en energieopslag en rekening wordt gehouden met import van en export naar buurlanden (zie A.2). Ook onderscheidt OPERA 7 regio's op land en 7 regio's op de Noordzee. Het OPERA-model hanteert een myopische benadering: voor elk volgend jaar waarvoor een energiesysteem wordt berekend, houdt het model rekening met de reeds aanwezige investeringen uit de voorgaande periode op basis van de technische levensduur van deze investeringen. Het model bepaalt of er extra capaciteit moet

worden geïnvesteerd om aan de vraag te voldoen, Bij deze benadering wordt geen rekening gehouden met gebeurtenissen en doelen in de volgende jaren.

A.2 COMPETES-TNO-model

COMPETES-TNO is een optimalisatiemodel voor het Europese elektriciteitssysteem. Met het model kan de kostenoptimale investeringen in productiecapaciteit worden bepaald en de economisch dispatch voor de inzet van productieassets. Het model streeft naar het voldoen van de Europese elektriciteitsvraag tegen minimale maatschappelijke kosten (en maximalisatie van de maatschappelijke welvaart), rekening houdend met beleidsdoelstelling voor BKG-emissies en een reeks technisch-economische randvoorwaarden van elektriciteitsproductie-eenheden, interconnecties en flexibiliteitsopties in Europese landen en regio's.

Het COMPETES-TNO-model omvat alle EU-lidstaten en enkele niet-EU-landen (Noorwegen, Zwitserland, het Verenigd Koninkrijk en Baltische en Balkanlanden, beide gegroepeerd in één regio), inclusief een weergave van de grensoverschrijdende elektriciteitstransmissiecapaciteit die deze Europese landen en regio's met elkaar verbindt (zie Figuur A.3). Het model werkt op uurbasis, d.w.z., het optimaliseert het Europese elektriciteitssysteem over alle 8760 uren van een jaar.



Figuur A,3: Landen opgenomen in het COMPETES-TNO model

COMPETES-TNO bestaat uit twee modules die uurlijkse simulaties kunnen uitvoeren:

- *Investeringsmodule voor uitbreiding van productie- en transmissiecapaciteit:* Deze module bepaalt en analyseert de investeringen in capaciteitsuitbreidingen voor productie en transmissie tussen landen op basis van de laagste kosten onder perfecte concurrentie, geformuleerd als een lineair programmering- en optimalisatieprobleem.
- *Unit commitment en economisch dispatch module:* Deze module optimaliseert en analyseert de economische dispatch van productie-eenheden onder perfecte concurrentie, geformuleerd als een mixed-integer programmeringsprobleem, rekening houdend met flexibiliteit, belastingbeperkingen en opstartkosten van opwekkingstechnologieën en vraag.

Voor deze studie, die de impact van nucleaire investeringen op het elektriciteitssysteem van Nederland onderzoekt, is de eerste module (het uitbreidingsmodel) gebruikt. Deze module is gekozen omdat deze een breder scala aan flexibiliteitsopties en modelleringsmogelijkheden voor de H₂-sector in toekomstige energiesystemen omvat dan de Unit commitment-module. Bij het toepassen van de investeringsmodule van COMPETES-TNO is met een aantal zaken rekening gehouden. Ten eerste zijn er ten opzichte van de unit-commitmentmodule minder gedetailleerde operationele beperkingen voor sommige technologieën, zoals minimale belasting of beperkingen in op- en neerregelen. Om dit te ondervangen is voor kernenergie een minimale belastingbeperking opgenomen. Aangezien COMPETES-TNO inherent een model is dat gebaseerd is op de elektriciteitsmarkt, is er een gebrek aan representatie van de warmtesector. Dit is met name relevant voor kleine modulaire kernreactoren (SMR's), omdat deze dankzij de mogelijkheid voor warmtekrachtkoppeling warmte kunnen leveren aan de industrie. Inzet van SMR's met coproductie van warmte valt daarom buiten de scope van COMPETES-TNO.

COMPETES-TNO gebruikt de volgende inputparameters voor elk scenariojaar:

- De elektriciteitsvraag in alle Europese landen/regio's, inclusief de conventionele elektriciteitsvraag en de extra vraag als gevolg van verdere sectorale elektrificatie van het energiesysteem door middel van P2X-technologieën, zoals Power-to-Heat (P2H), Power-to-Hydrogen (P2H₂) of Power-to-Mobility (P2M).
- Technologieën voor energieopwekking, interconnecties tussen landen en flexibiliteitsopties (zie hieronder), inclusief hun technisch-economische kenmerken,
- Uurprofielen van verschillende categorieën elektriciteitsvraag en technologieën voor hernieuwbare energieproductie (RES) (met name zon, wind en waterkracht), inclusief de vollasturen van deze technologieën.
- Veronderstellingen over maximaal geïnstalleerde capaciteit van technologieën, zoals voor hernieuwbare energieproductie.
- Verwachte toekomstige brandstof- en CO₂-prijzen.
- Beleidsdoelen/beperkingen, zoals het behalen van specifieke doelstellingen voor hernieuwbare energie/broeikasgassen (BKG) of het verbieden van het gebruik van bepaalde technologieën in bepaalde landen (bijvoorbeeld steenkool, kernenergie of CCS).

Het COMPETES-TNO-model onderscheidt de volgende flexibiliteitsopties:

- Grensoverschrijdende handel in elektriciteit en waterstof.
- Opslag:
 - Waterkrachtcentrale met opslag (Hydro Pumped Storage, PS).
 - Energieopslag op basis van perslucht (Compressed Air Energy Storage, CAES) en geavanceerde adiabatische opslag (AA-CAES).
 - Batterijtechnologie: door elektrische voertuigen (EV's) en stationaire batterijen, Li-ion, loodzuur (PB) en vanadium-redoxbatterijen (VRB).
 - Ondergrondse waterstofopslag.
- Vraagrespons:
 - Power-to-mobility (P2M): met belastingverschuivings- en opslagmogelijkheden via vehicle-to-grid (V2G) en grid-to-vehicle (G2V).
 - Power-to-heat (P2H): belastingafschakeling via industriële (hybride) boilers en belastingverschuivingsmogelijkheden via (volledig elektrische) warmtepompen in woningen.
 - Power-to-Hydrogen (P2H2): belastingafschakeling via elektrolyzers,
 - Industriële belastingafschakeling (Industrial Load Shedding, ILS).

De belangrijkste resultaten van COMPETES-TNO zijn:

- Investerings- en desinvesterings- in conventionele en hernieuwbare energieopwekking.
- Investerings- in interconnectiecapaciteit voor de interne Europese elektriciteits- en waterstofhandel.
- Investerings- in elektriciteits- en waterstofopslag.
- Uurlijkse toewijzing ('dispatch') van geïnstalleerde energieopwekking en interconnectiecapaciteit, resulterend in de uurlijkse en jaarlijkse mix van energieopwekking – inclusief gerelateerde CO₂-emissies en energiehandelstromen – voor elk Europees land/regio.
- Vraag naar en aanbod van flexibiliteitsopties.
- Prijzen voor elektriciteit en waterstof.
- Jaarlijkse kosten van het elektriciteitssysteem voor elk Europees land/regio.

Bijlage B

Parameters energievraag

Tabel B.1: Inputparameters OPERA m.b.t. energievraag voor ADAPT en TRANSFORM gebaseerd op (PBL, 2022)

Sector	Eenheid	ADAPT					TRANSFORM				
		2030	2035	2040	2045 ^a	2050 ^a	2030	2035	2040	2045 ^a	2050 ^a
Industrie											
Staalproductie	Mt	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	6,48	6,21	5,94	5,67	5,4
Ammoniakproductie	Mt	2,83	2,92	3,01	3,1	3,2	2,38	2,14	1,9	1,63	1,34
Olefineproductie	Mt	5,50	5,76	6,07	6,40	6,72	4,95	4,75	4,56	4,32	4,03
Aromatenproductie	Mt	4,37	4,57	4,82	5,08	5,34	3,98	3,81	3,64	3,44	3,20
Methanolproductie	Mt	0,51	0,53	0,55	0,57	0,59	0,46	0,44	0,41	0,39	0,36
Chloorproductie	Mt	1,14	1,2	1,27	1,34	1,41	1,03	0,99	0,95	0,9	0,84
Zoutproductie	Mt	8,22	8,6	9,09	9,6	10,11	7,39	7,09	6,82	6,48	6,06
Glasproductie	Mt	0,97	1	1,02	1,05	1,07	0,87	0,86	0,84	0,84	0,85
Keramiekproductie	Mt	3,04	3,04	3,05	3,05	3,06	2,73	2,62	2,51	2,46	2,41
Non-energetisch gebruik overige industrie	PJ	19,00	19,35	19,75	20,15	20,57	19,00	19,35	19,75	20,15	20,57
Afvalverbranding	PJ	29,37	29,37	29,35	29,37	29,37	62,49	54,68	46,87	29,29	15,62
Mobiliteit											
Personenvervoer over de weg	Miljard voertuig kilometers	117	122,77	128,88	134,8	140,79	111,1	112,8	114,8	116,7	119,7
Licht vrachtverkeer	Miljard voertuig kilometers	21,36	22,54	23,6	24,69	25,77	21,15	22,09	22,89	23,7	24,48
Zwaar vrachtverkeer	Miljard voertuig kilometers	8,63	8,94	9,28	9,6	9,93	8,54	8,76	9	9,22	9,43
Binnenvaart	Miljard voertuig kilometers	53,84	55,27	56,7	58,13	59,55	54,38	56,38	58,4	60,45	62,53
Bustransport	Miljard voertuig kilometers	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,69	0,7	0,7	0,71	0,72
Smeermiddelen	PJ	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7

^a Geëxtrapoleerd

Tabel B.1: Inputparameters OPERA m.b.t. energievraag voor ADAPT en TRANSFORM gebaseerd op (PBL, 2022)
(vervolg)

Sector	Eenheid	ADAPT					TRANSFORM				
		2030	2035	2040	2045	2050	2030	2035	2040	2045	2050
Energievraag mobiele werktuigen											
Landbouw	PJ	15	15,6	15,19	15,19	15,19	11,25	9,79	9,01	8,82	8,63
Industrie	PJ	25,5	23,9	13,68	21,87	20,84	22,95	19,72	10,26	14,76	12,5
Dienstensector	PJ	7,09	7,09	7,09	7,09	7,09	7,99	8,42	8,85	9,27	9,7
Energievraag internationaal transport											
Internationale luchtvaart	PJ	159,3	168,31	178,35	186,24	194,16	137,7	145,4	153,1	160,8	170
Internationale scheepvaart	PJ	472,6	472,4	474,1	476,3	469,1	429,4	408,5	387,5	364	340,6
Gebouwvoorraad											
Aantal appartementen	Miljoen	2,97	3,09	3,14	3,18	3,23	2,97	3,09	3,14	3,18	3,23
Aantal rijtjeshuizen	Miljoen	2,43	2,52	2,57	2,6	2,64	2,43	2,52	2,57	2,6	2,64
Aantal andere woningen	Miljoen	2,84	2,95	3	3,05	3,09	2,84	2,95	3	3,05	3,09
Bruto vloeroppervlak onderwijs	Miljoen m²	32,19	31,5	30,83	30,16	29,5	32,19	31,5	30,83	30,16	29,5
Bruto vloeroppervlak ziekenhuizen	Miljoen m²	21,24	23,38	25,86	28,48	31,1	21,24	23,38	25,86	28,48	31,1
Bruto vloeroppervlak bedrijfsgebouwen	Miljoen m²	173,9	184,19	195,14	206,42	217,7	173,9	184,2	195,1	206,4	217,7
Bruto vloeroppervlak kantoren	Miljoen m²	68,89	69,56	70,01	70,77	71,45	72,34	74,78	77,11	79,62	82,16
Bruto vloeroppervlak datacenters	Miljoen m²	1,62	2,05	2,59	3,30	4,19	1,62	2,05	2,59	3,30	4,19
Bruto vloeroppervlak overige gebouwen dienstensector	Miljoen m²	134,8	136,99	138,64	139,83	141,02	134,8	137	138,6	139,8	141

Sector	Eenheid	ADAPT					TRANSFORM				
		2030	2035	2040	2045	2050	2030	2035	2040	2045	2050
Overige warmtevraag											
Landbouw	PJ	70,66	66,46	71,65	71,65	71,65	56,53	53,36	50,18	46,59	42,99
Basismetaal – ferro	PJ	10,22	19,01	9,218	9,06	8,901	8,41	8,08	7,61	7,13	6,67
Basismetaal – non-ferro	PJ	1,42	1,4	1,45	1,44	1,44	1,46	1,21	1,25	1,44	1,24
Kunstmestindustrie	PJ	6,24	12,02	12,81	12,16	13,78	10,25	8,6	9,19	7,04	6,33
Chemische industrie	PJ	94,38	95,47	111,32	104,66	131,52	86,23	80,36	92,78	91,32	95,76
Voedings- en genotmiddelen-industrie	PJ	40,6	37,65	38,55	37,95	38,26	40,6	34,97	38,68	34,97	38,03
Overige industrie	PJ	36,69	40,76	40,53	41,97	36,97	43,65	45,96	52,17	45,03	43,79
Afvalverwerking	PJ	62,49	62,49	62,49	63,49	64,49	6,4	5,78	5,17	4,58	3,84
Overige brandstofvraag transport	PJ	23,98	23,65	23,29	22,66	22,86	37,79	34,43	27,29	30,91	28,68

^a Geëxtrapoleerd

Tabel B.1: Inputparameters OPERA m.b.t. energievraag voor ADAPT en TRANSFORM gebaseerd op (PBL, 2022)
(vervolg)

Sector	Eenheid	ADAPT					TRANSFORM				
		2030	2035	2040	2045 ^a	2050 ^a	2030	2035	2040	2045 ^a	2050 ^a
(Overige ^b) elektriciteitsvraag											
Huishoudens	TWh	19,58	20,14	20,65	21,23	21,83	19,58	20,14	20,65	21,23	21,83
Dienstensector (incl. datacenters)	TWh	26,75	27,63	28,86	30,15	31,00	29,79	31,68	34,12	36,80	39,18
Landbouw	TWh	7,03	7,19	7,65	7,65	7,65	9,14	9,71	10,71	11,09	11,47
Basismetaal – ferro	TWh	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	1,90	1,82	1,74	1,66	1,59
Basismetaal – non-ferro	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kunstmestindustrie	TWh	0,36	0,10	0,0	0,0	0,0	0,30	0,07	0,0	0,0	0,0
Chemische industrie	TWh	12,01	12,35	12,33	13,02	13,64	10,98	10,32	9,34	8,83	8,18
Voedings- en genotmiddelen-industrie	TWh	10,57	10,21	10,52	10,38	10,35	10,57	10,21	10,52	10,38	10,35
Overige industrie	TWh	10,35	10,49	10,93	11,16	11,31	11,39	11,86	12,69	13,29	13,82
Afvalverwerking	TWh	1,94	1,94	2,08	2,13	2,20	1,94	1,70	1,56	1,33	1,10
Transport ^c	TWh	1,95	2,01	2,07	2,13	2,20	1,97	2,05	2,14	2,22	2,31

^a Geëxtrapoleerd

^b Vraag naar elektriciteit exclusief elektrificatie van verwarmingsapparaten en industriële processen, bijvoorbeeld verlichting, mechanische aandrijvingen, etc.

^c Elektriciteitsvraag voor treinen en trams.

Tabel B.2: Inputparameters OPERA m.b.t. energievraag voor TRANSFORM en industrievariant Minder Competitief & Import

Sector	Eenheid	TRANSFORM					ADAPT				
		2030	2035	2040	2045 ^a	2050 ^a	2030	2035	2040	2045 ^a	2050 ^a
Raffinaderijen											
Totale productie	PJ	1442	1171	901	631	360	721	586	451	315	180
Import bio-halffabricaten ^a	%						50%	50%	50%	50%	50%
High value chemicals											
Olefineproductie	Mt	4,95	4,75	4,56	4,32	4,03	4,95	4,50	4,05	3,59	3,14
Aromatenproductie	Mt	3,98	3,81	3,64	3,44	3,20	3,98	3,61	3,32	2,86	2,49
Gerecyclede plastic input (chem. recycling) ^b	Kt	43	140	237	334	431	43	425	807	1188	1570
Staal											
Totale productie	Mt	6,48 ^c	6,21 ^c	5,94 ^d	5,67 ^d	5,40 ^d	3,24 ^c	3,11 ^c	2,97 ^d	2,83 ^d	2,70 ^d
HBI import	%						100%	100%	100%	100%	100%
Schrootaandeel	%						30%	30%	30%	30%	30%
Kunstmest											
Totale hoeveelheid NH ₃ ^e	Mt	2,38	2,14	1,90	1,63	1,34	1,43	1,28	1,14	0,98	0,80
Ammoniakimport	Mt	0,36	0,32	0,29	0,24	0,20	1,43	1,28	1,14	0,98	0,80

^a Bio-halffabricaten zijn biopyrolyse-olie en bio-ethanol. In de industrievariant Minder Competitief & Import wordt ook waterstof geïmporteerd voor de productie van synthetische brandstoffen. De hoeveelheden zijn afhankelijk van de H₂-importprijs.

^b In de industrievariant Minder Competitief & Import is de plasticinput in 2030 vergelijkbaar met de TRANSFORM met daarna een lineaire toename tot 50% in 2050.

^c In 2030 50% DRI, tot en met 2035 op basis van aardgas.

^d Vanaf 2040 100% DRI op basis van waterstof.

^e De ammoniakproductie in Nederland is verdeeld over twee productiefaciliteiten, waarvan één 60% en de andere 40% voor zijn rekening neemt. In de industrie Minder Competitief & Import blijft de productiefaciliteit met 60% in bedrijf, maar wordt alle ammoniak geïmporteerd.

Bijlage C

Energieprijzen

Tabel C.1: Energieprijzen als input voor OPERA voor ADAPT, TRANSFORM en industrievariant Minder competitief & import

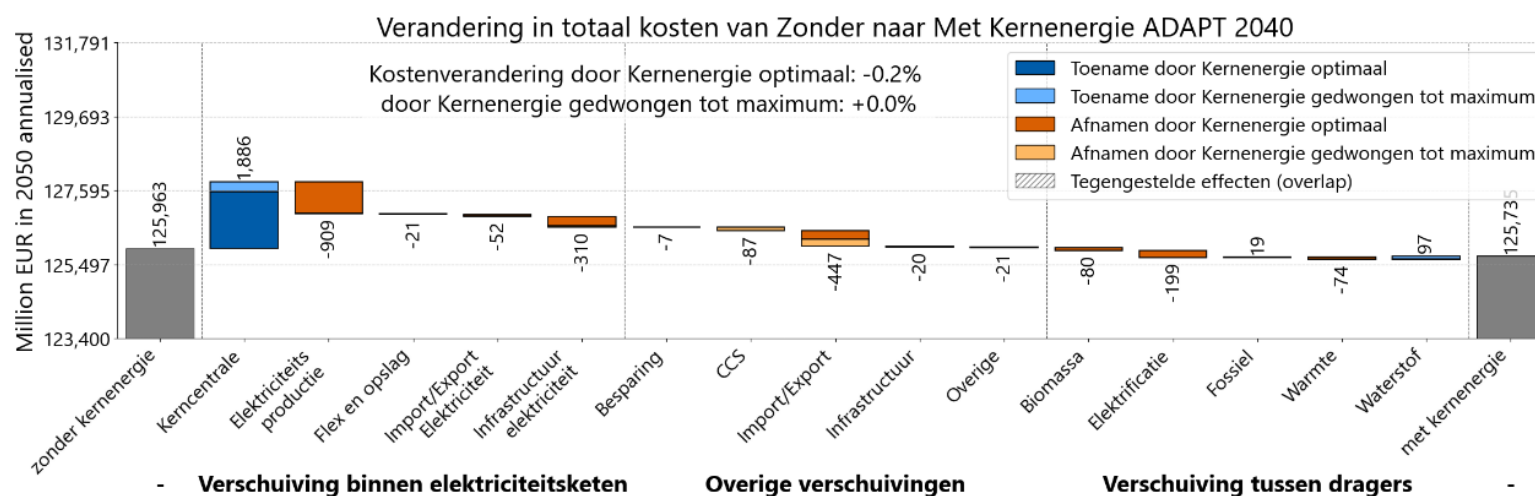
	Unit	2030	2035	2040	2045	2050
Aardgas	€2015/GJ	10,7	10,7	10,7	10,7	11,2
Aardolie	€2015/GJ	14,6	14,6	15,4	16,6	18,6
Kolen	€2015/GJ	2,9	2,9	3,1	3,3	3,5
Biomassa, used cooking oil (UCO)	€2015/GJ	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
Biomassa, hout, binnenlands	€2015/GJ	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
Biomassa, hout, import, lage prijs	€2015/GJ	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Biomass, hout, import, hoge prijs ^a	€2015/GJ	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7
Bio-olie	€2015/GJ	8	8	8	8	8
Bio-methanol	€2015/GJ	27,3	25,4	45,9	35,7	66,4
Bio-ethanol	€2015/GJ	34,3	32,8	56,8	61,7	118,9
Bio-kerosine	€2015/GJ	33,8	29,9	41,1	23,2	45,8
E-methanol	€2015/GJ	230,8	218,0	205,3	192,5	179,8
E-kerosine	€2015/GJ	36,5	22,8	41,1	23,2	23,2
Waterstof	€2015/GJ	24,7	20,7	16,7	12,7	8,7
Ammoniak	€2015/GJ	167,2	149,0	130,8	112,7	94,5

^a Dit geldt voor de laatste 30% van het importpotentieel. De prijzen liggen € 3/GJ hoger dan het lage prijsniveau en vallen binnen het bereik van € 8-12/GJ, zoals gerapporteerd door IIASA, een prijsindicatie voor de import van houtpellets en houtchips voor 2020.

Bijlage D

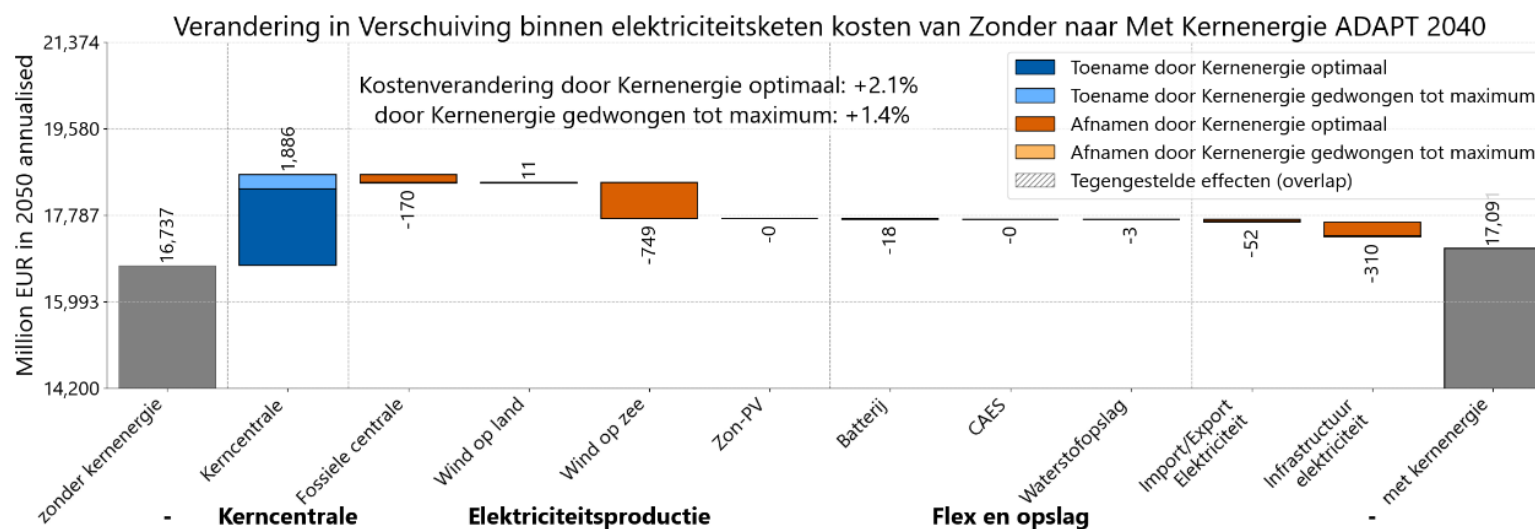
Watervalgrafieken uit Hoofdstuk 3

D.1 ADAPT 2040

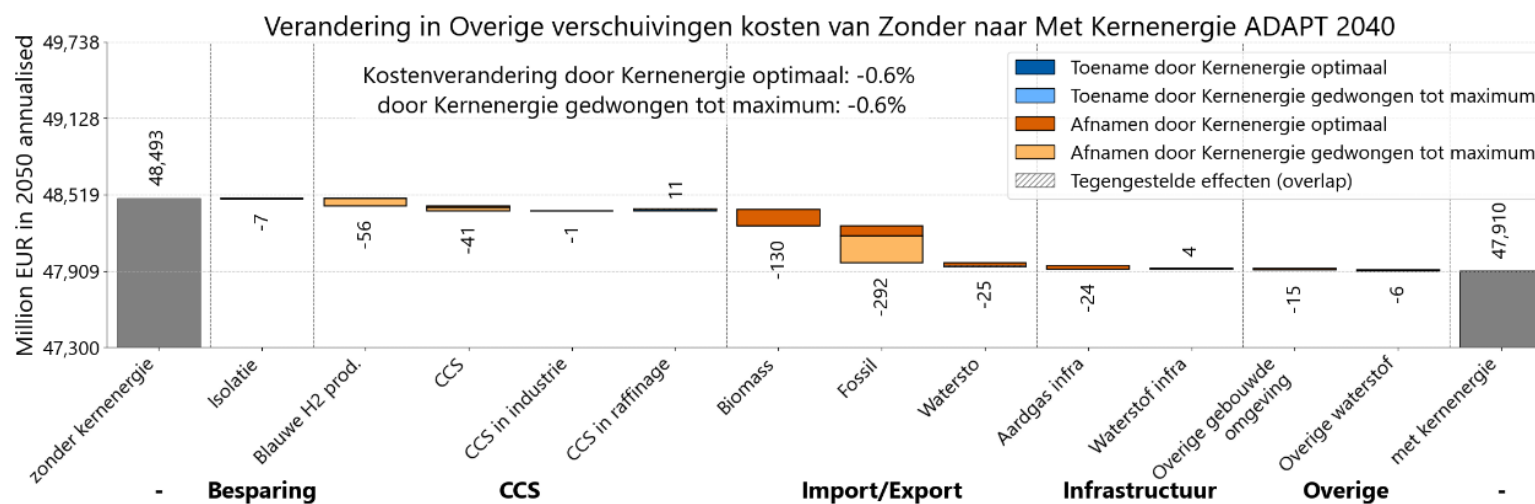


Figuur 3.1: Watervalgrafiek van de totale energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2040

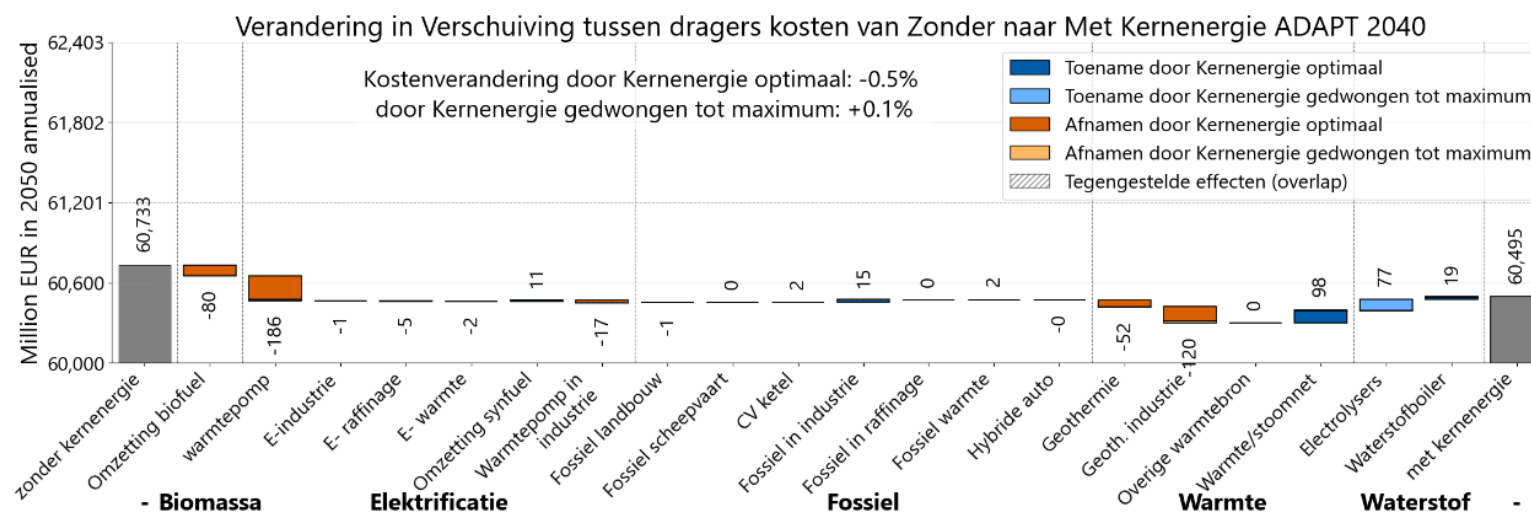
De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie optimaal (bereikt niet het maximale potentieel) en Kernenergie gedwongen tot max. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.



Figuur 3.2: Watervalgrafiek van 'Verschuiving binnen elektriciteitsketen Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2040'. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie optimaal (bereikt niet het maximale potentieel) en Kernenergie gedwongen tot max. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024

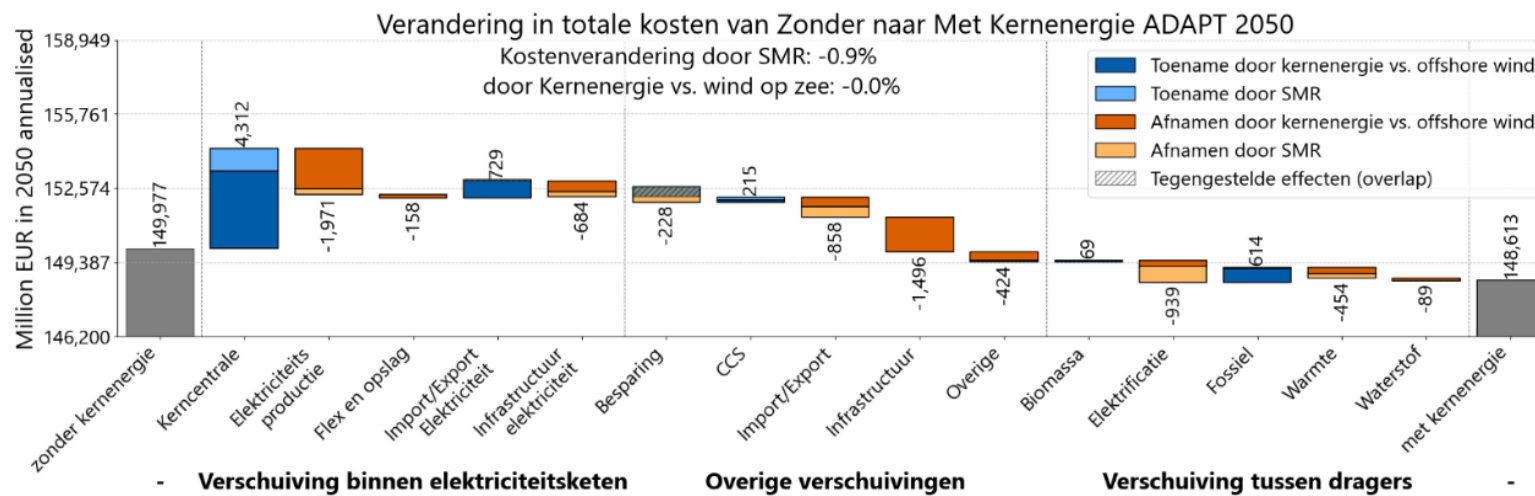


Figuur 3.3: Watervalgrafiek van 'Overige verschuivingen' kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2040. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie optimaal (bereikt niet het maximale potentieel) en Kernenergie gedwongen tot max. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

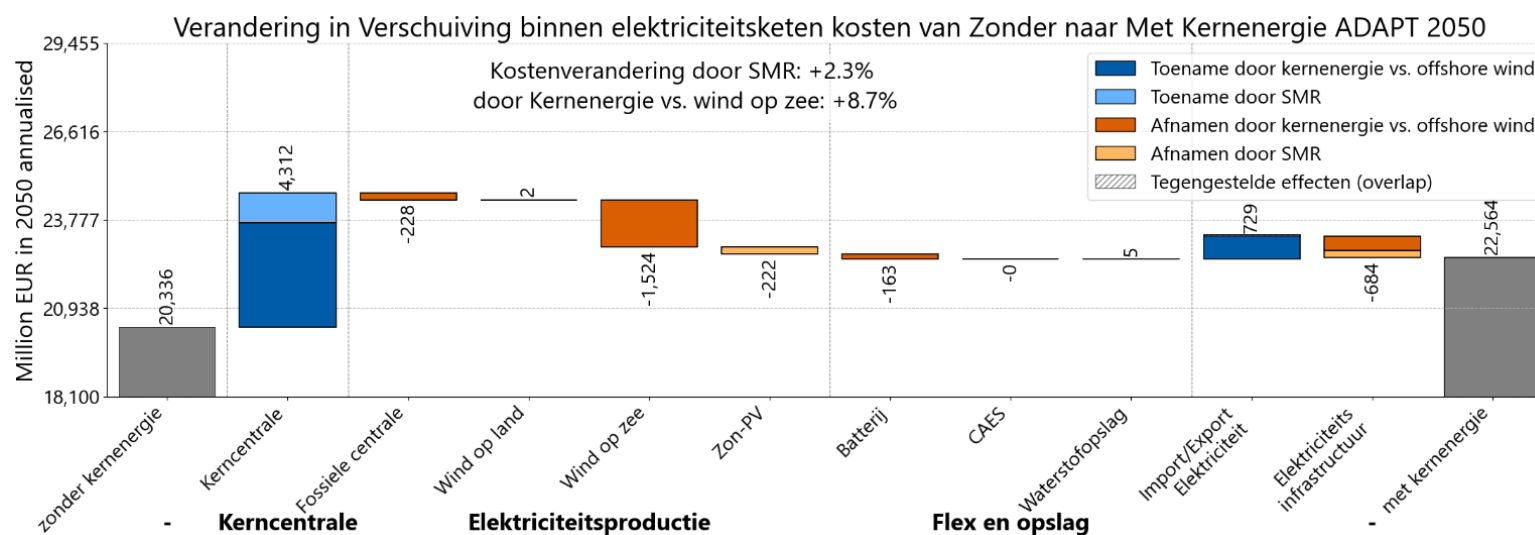


Figuur 3.4: Watervalgrafiek van 'Verschuiving tussen dragers' kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2040. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie optimaal (bereikt niet het maximale potentieel) en Kernenergie gedwongen tot max. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

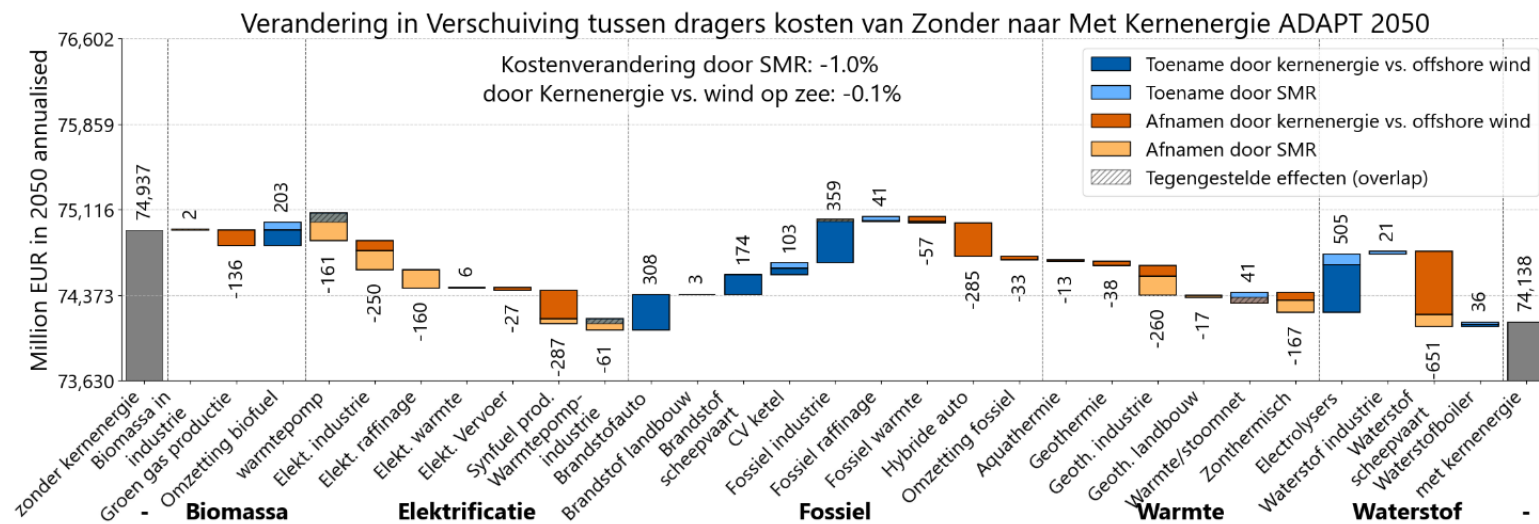
D.2 ADAPT 2050



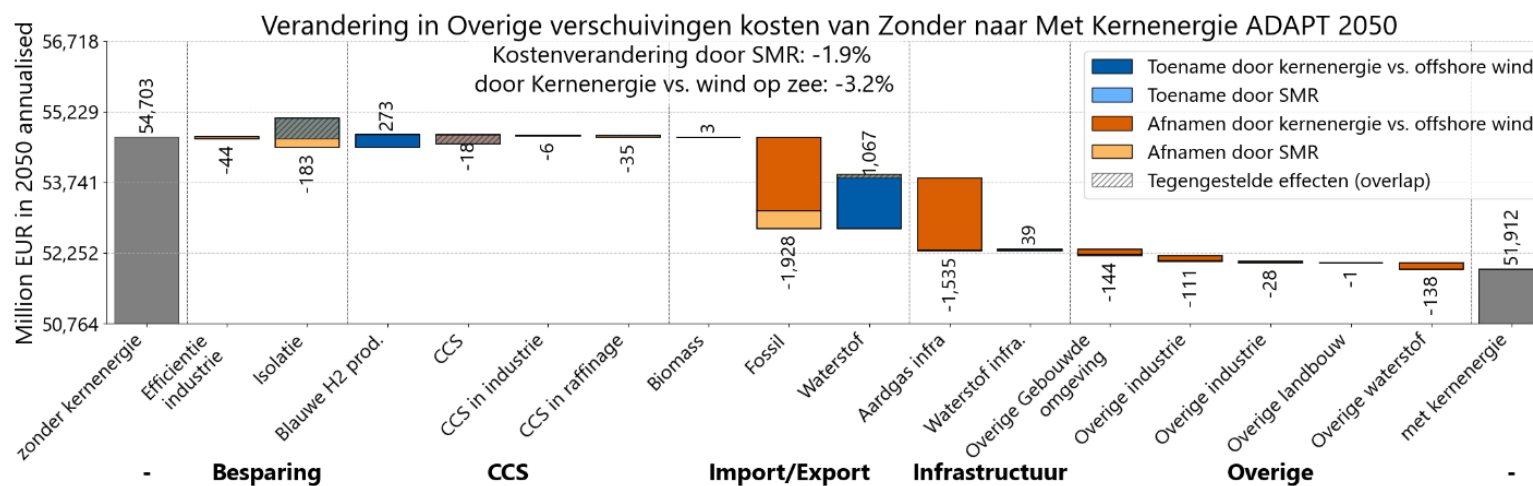
Figuur 3.5: Watervalgrafiek van totaal energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.



Figuur 3.6: Watervalgrafiek van totaal 'Verschuiving binnen elektriciteitsketen' kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en SMR inclusie. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

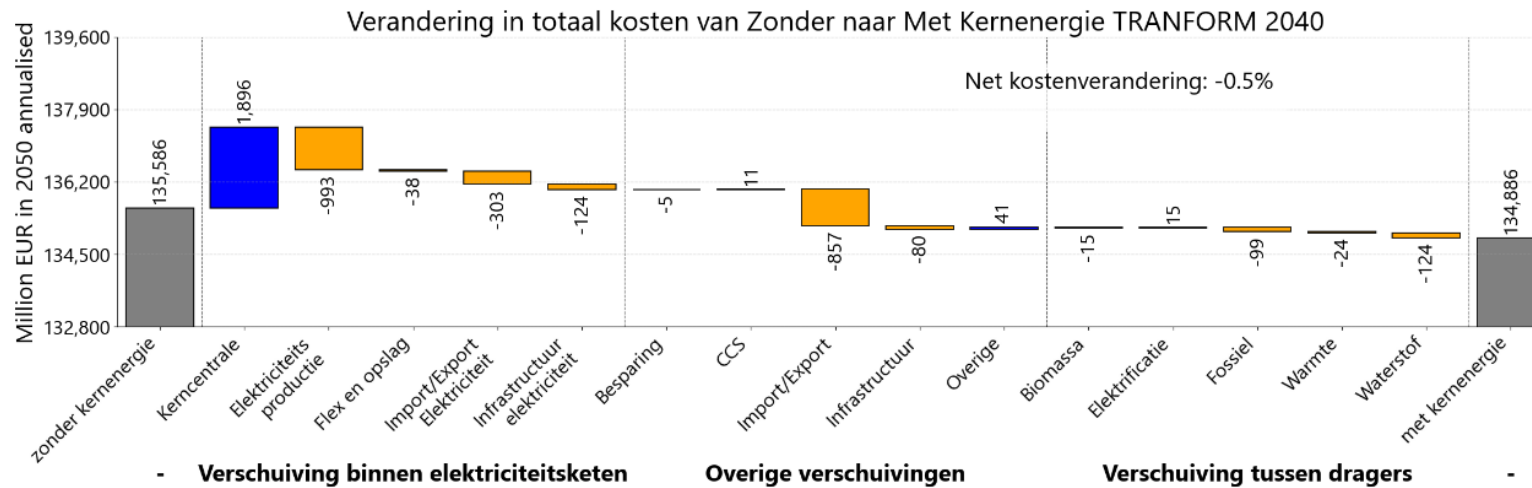


Figuur 3.7: Watervalgrafiek van totaal 'Verschuiving tussen dragers' kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en SMR inclusie. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

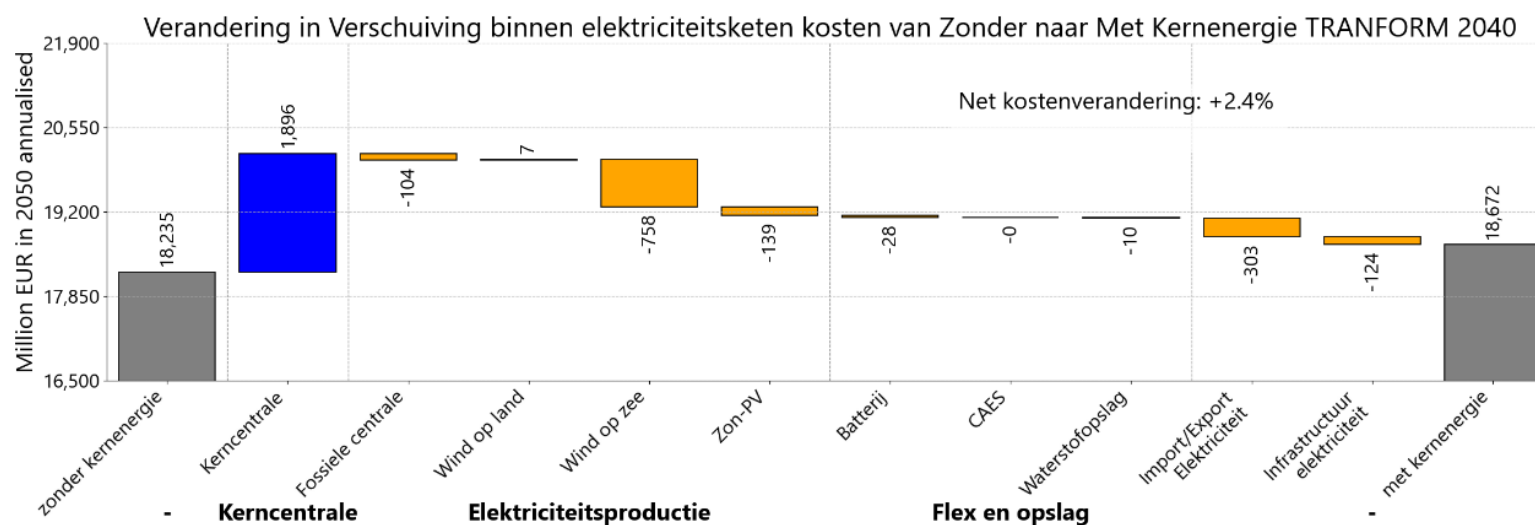


Figuur 3.8: Watervalgrafiek van totaal 'Overige verschuivingen' kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en SMR inclusie. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

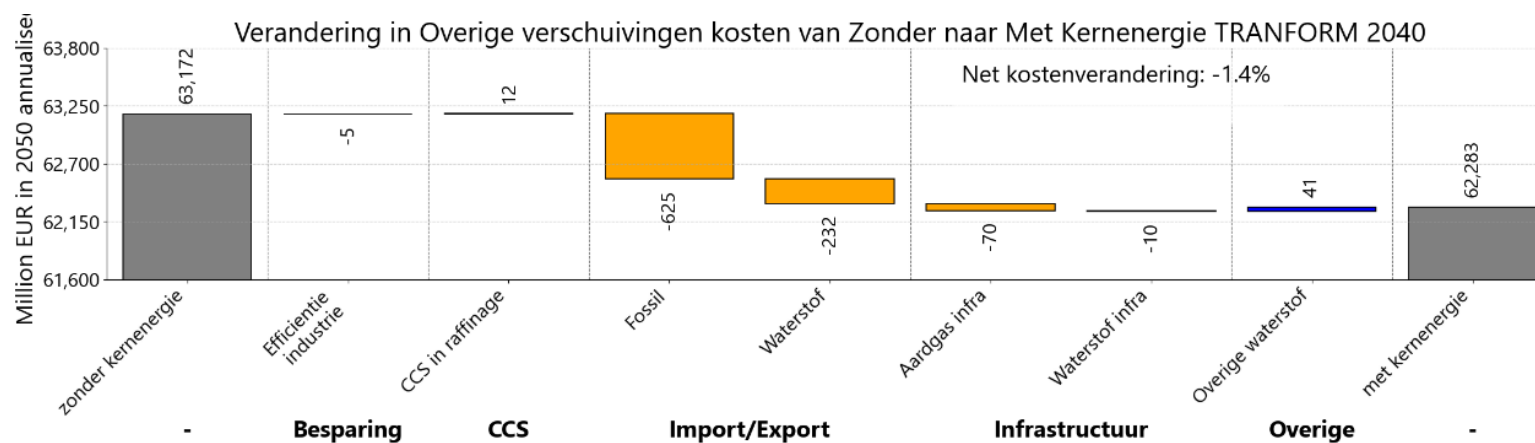
D.3 TRANSFORM 2040



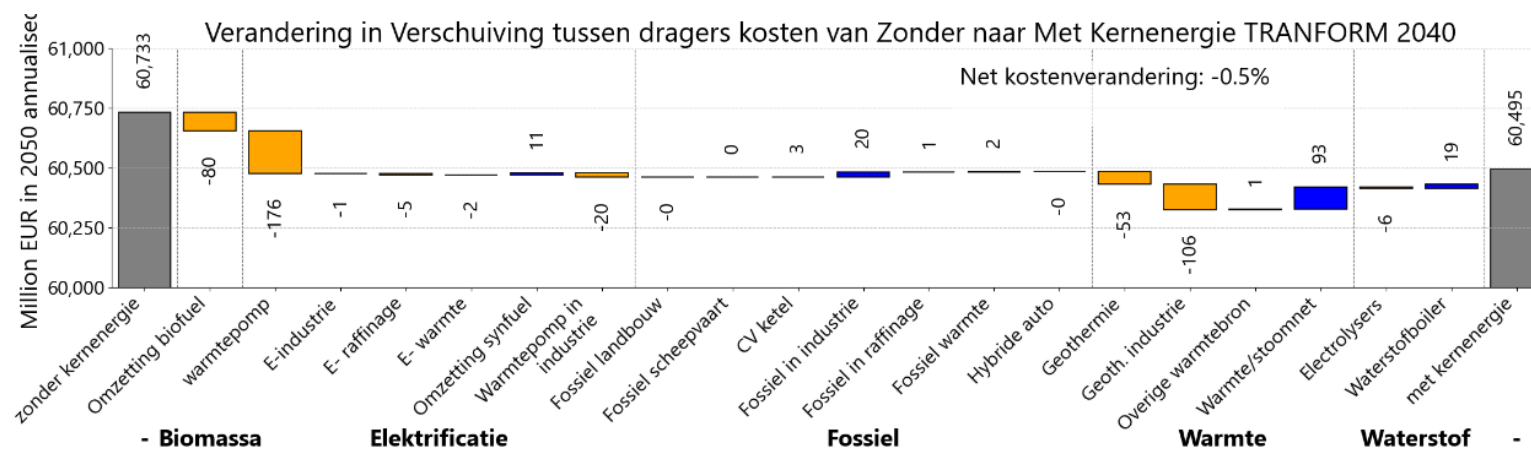
Figuur 3.9: Watervalgrafiek van totaal energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.



Figuur 3.10: Watervalgrafiek van ‘Verschuiving binnen elektriciteitsketen’ Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

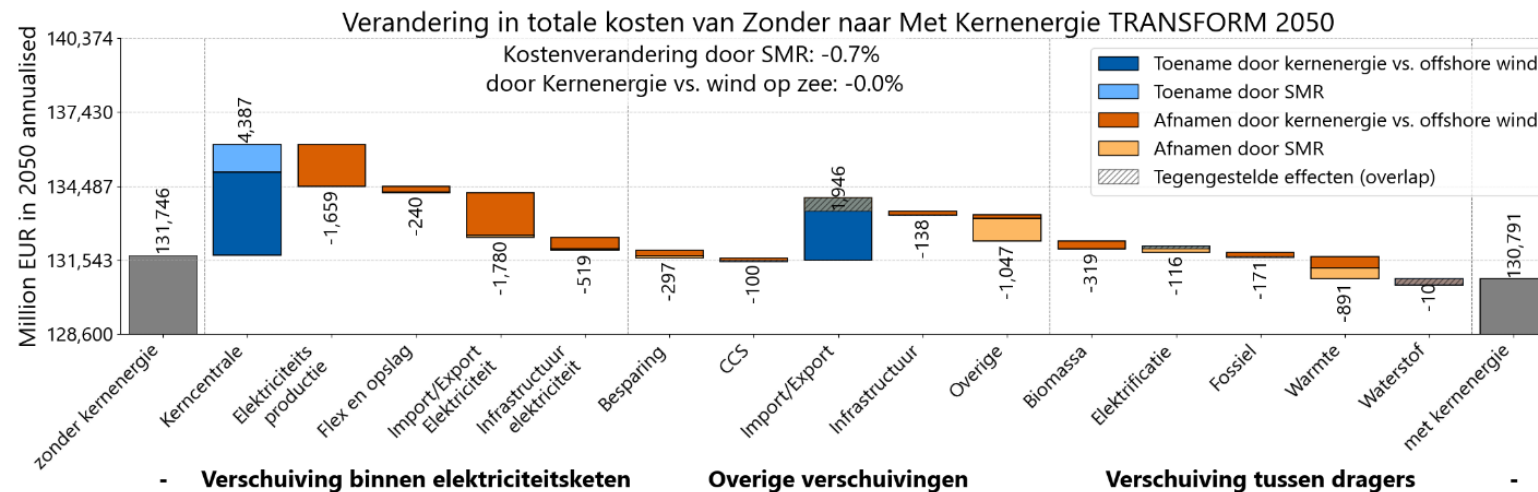


Figuur 3.11: Waterfall chart van 'Overige verschuivingen' kosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024

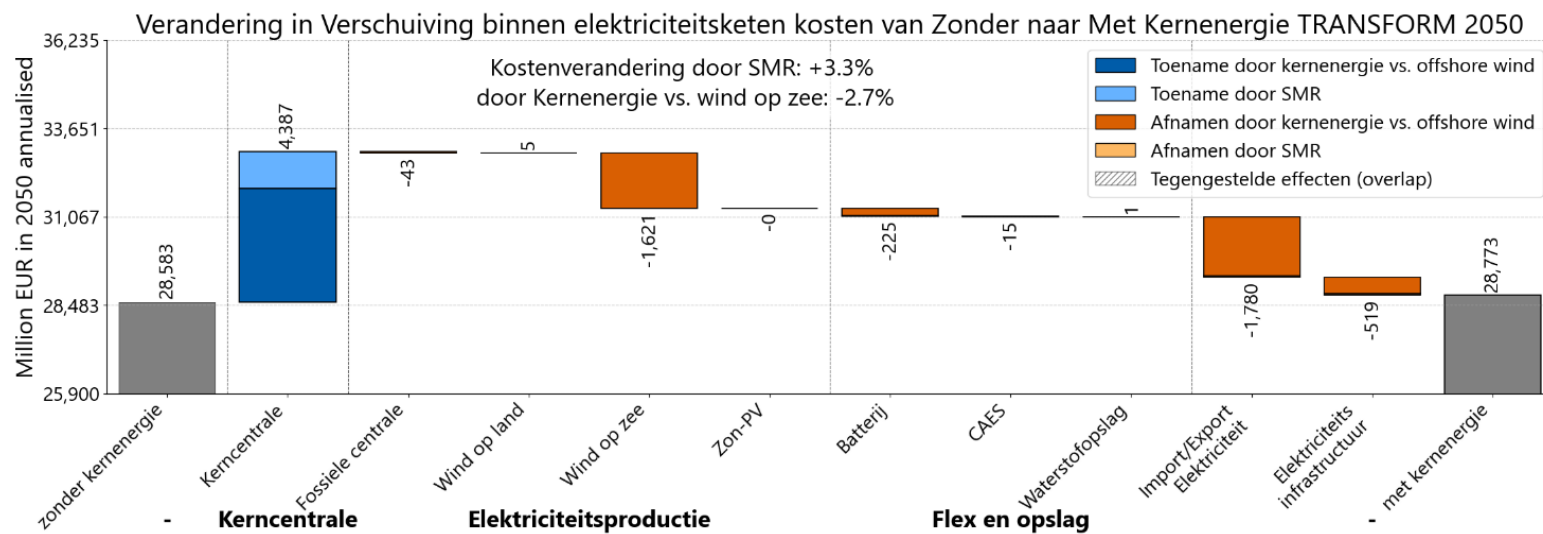


Figuur 3.12: Watervalgrafiek van ‘Verschuiving tussen dragers’ kosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

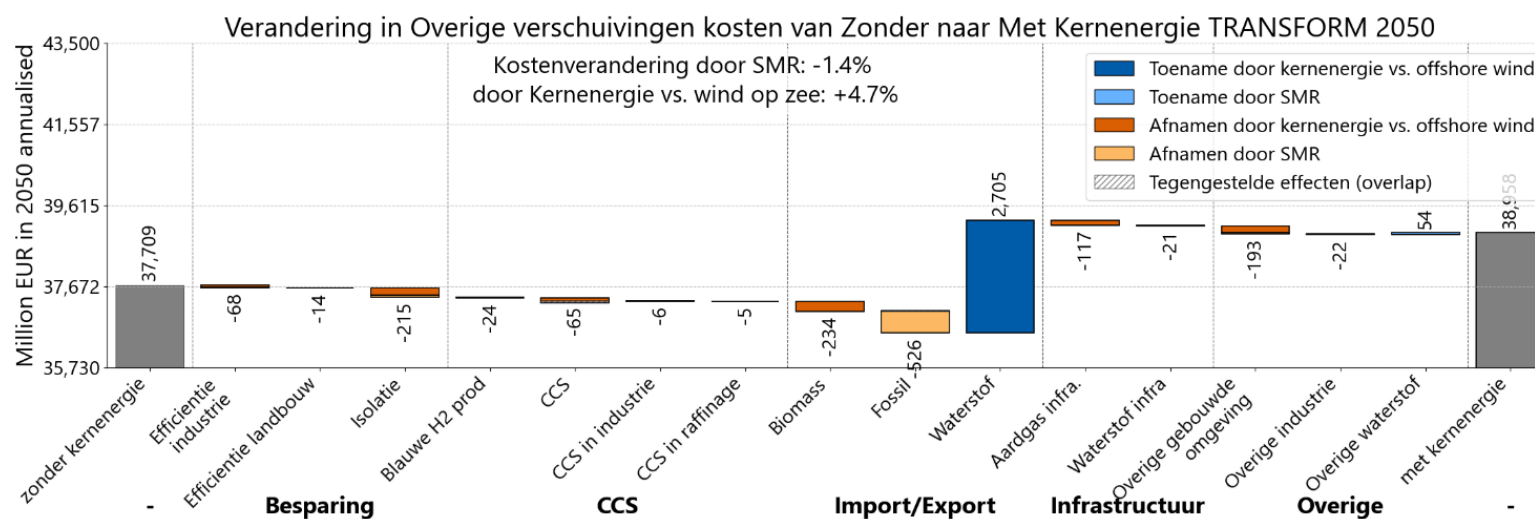
D.4 TRANSFORM 2050



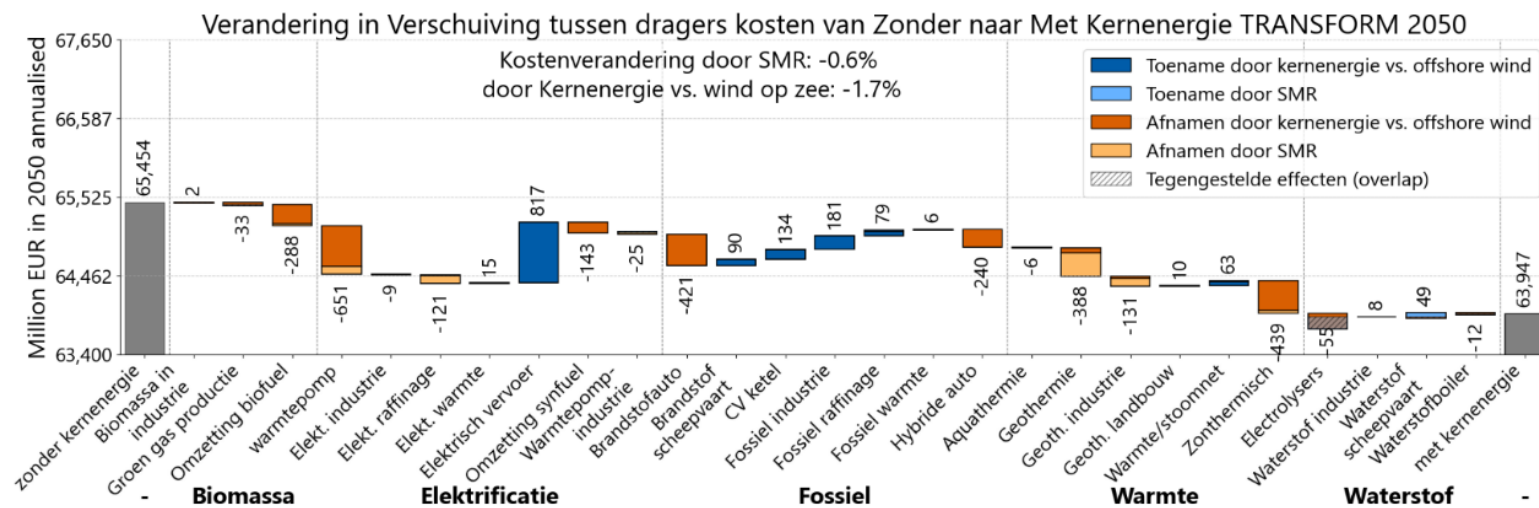
Figuur 3.13: Watervalgrafiek van de totale energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.



Figuur 3.14: Watervalgrafiek van 'Verschuiving binnen elektriciteitsketen' Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024

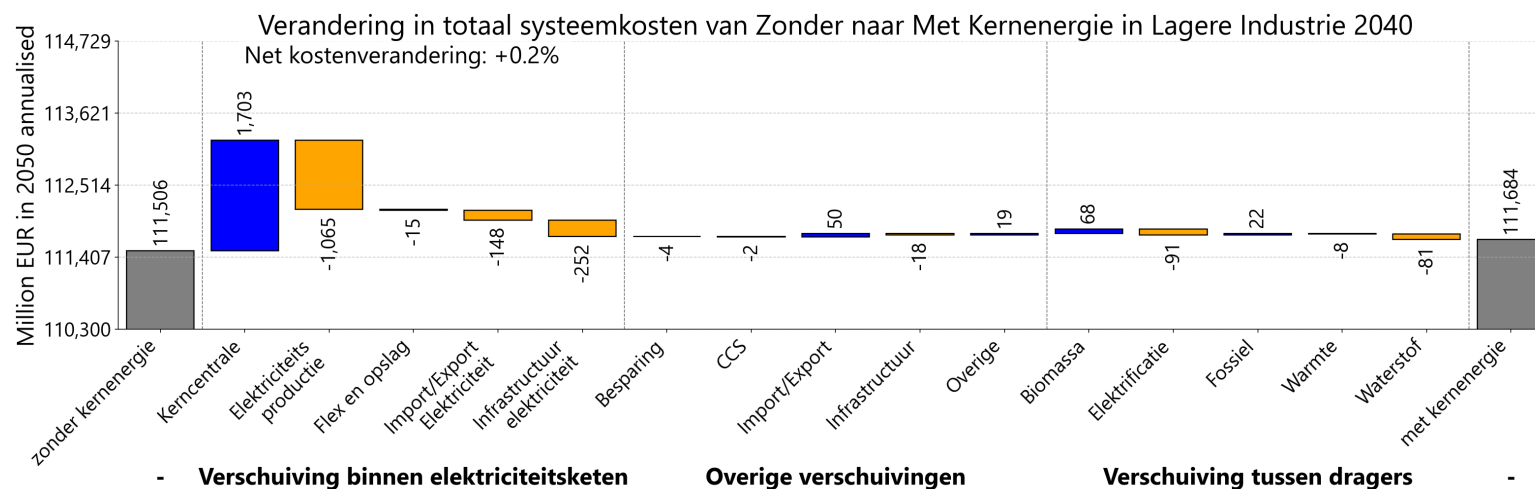


Figuur 3.15: Watervalgrafiek van ‘Overige verschuivingen’ kosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024

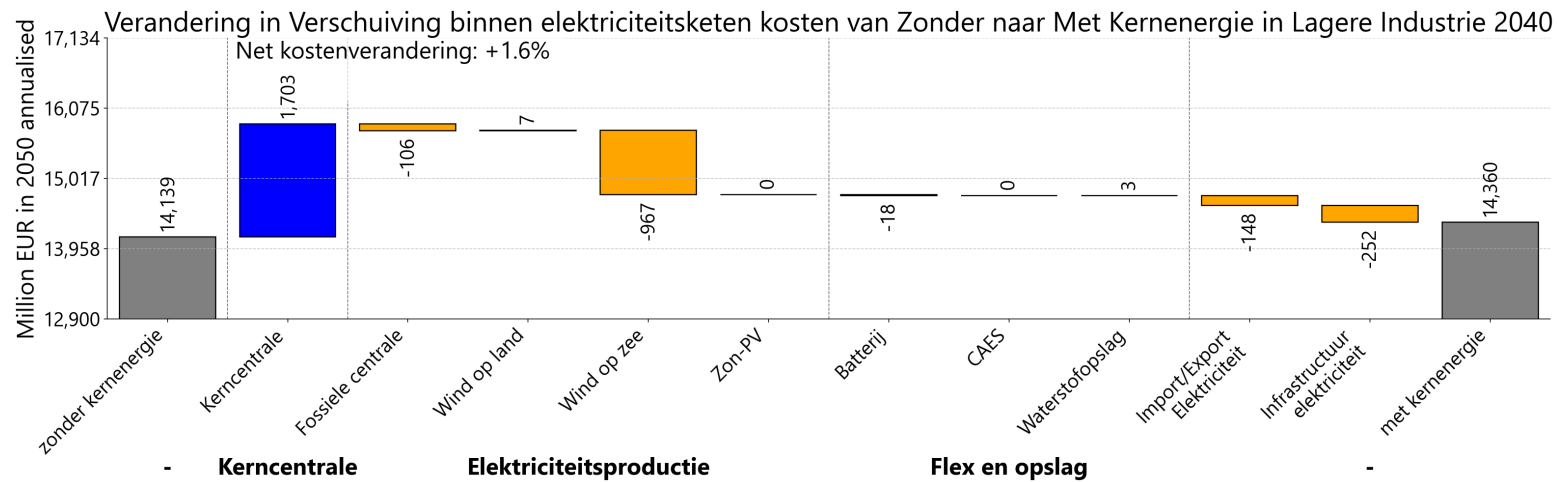


Figuur 3.16: Watervalgrafiek van 'Verschuiving tussen dragers' kosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

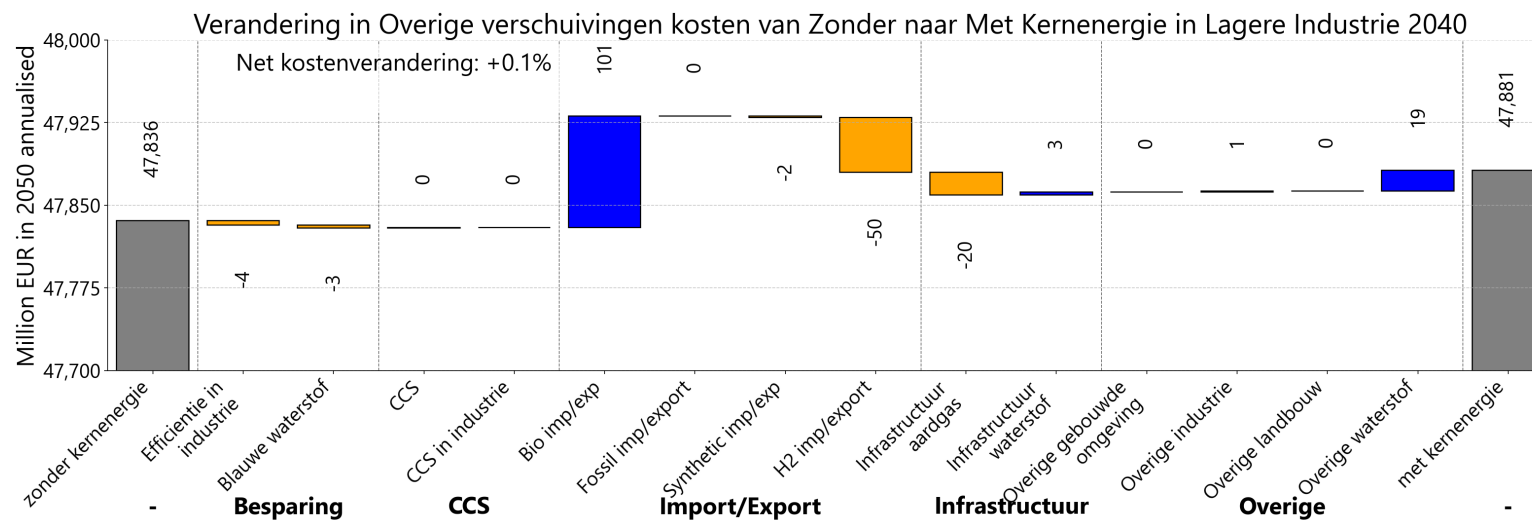
D.5 TRANSFORM – Minder competitief & import – 2040



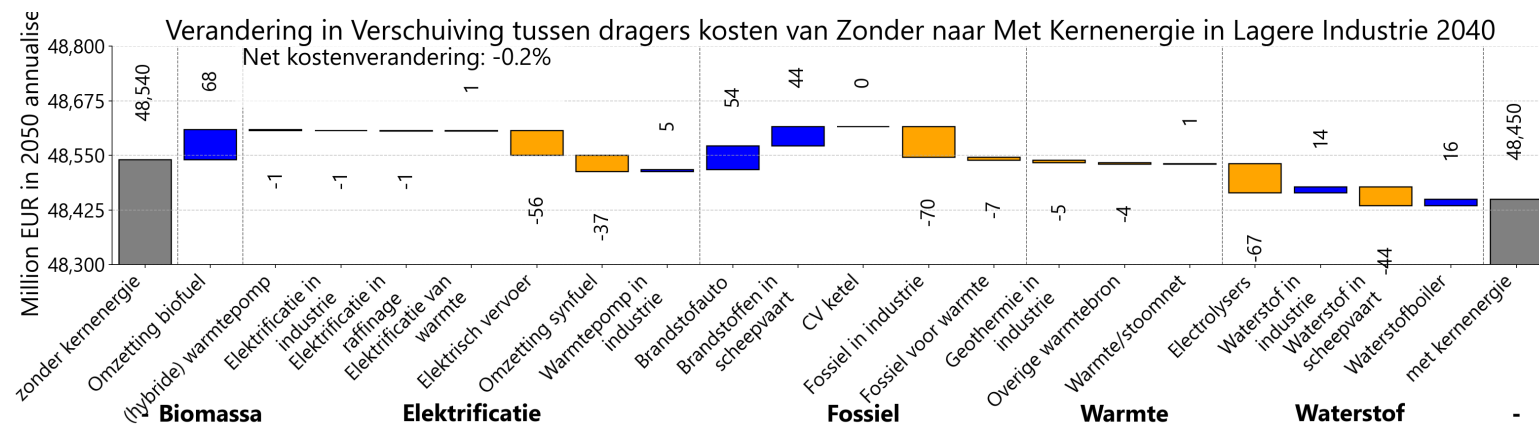
Figuur 3.17: Watervalgrafiek van totaal energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM Minder Competitief & Import 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.



Figuur 3.18: Watervalgrafiek van ‘Verschuiving binnen elektriciteitsketen’ kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

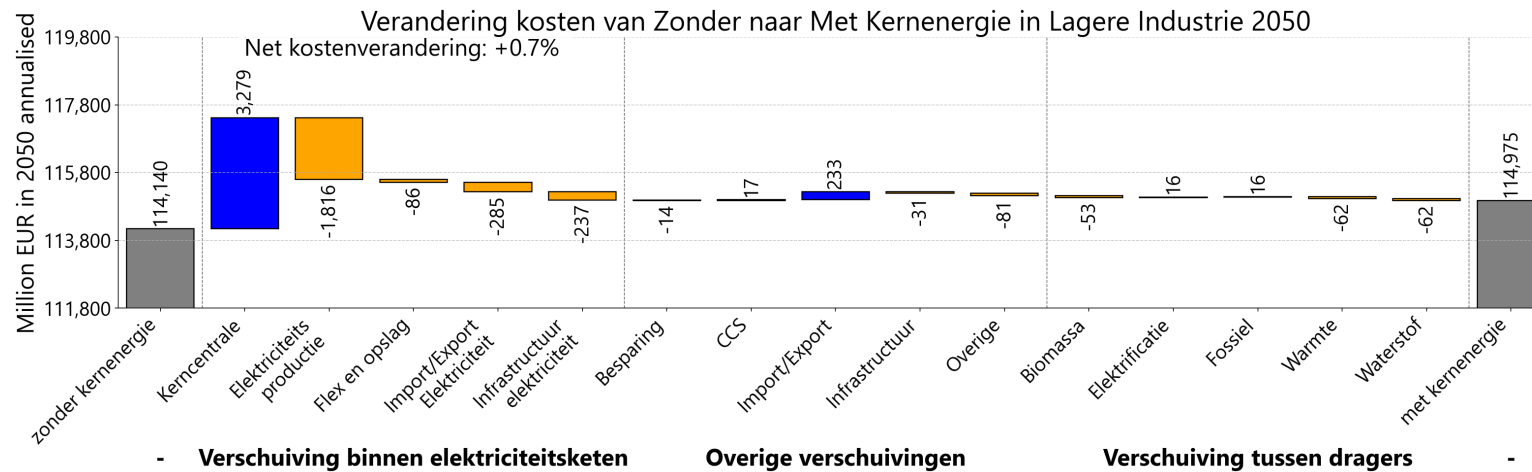


Figuur 3.19: Watervalgrafiek van 'Overige verschuivingen' kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

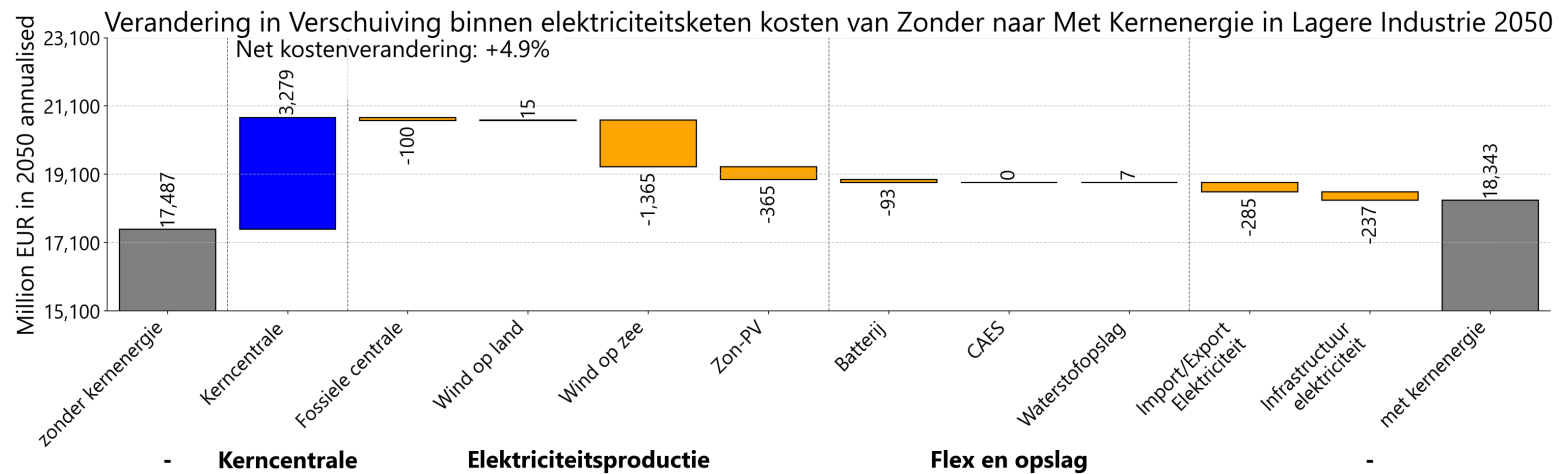


Figuur 3.20: Watervalgrafiek van 'Verschuiving tussen dragers' kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling.

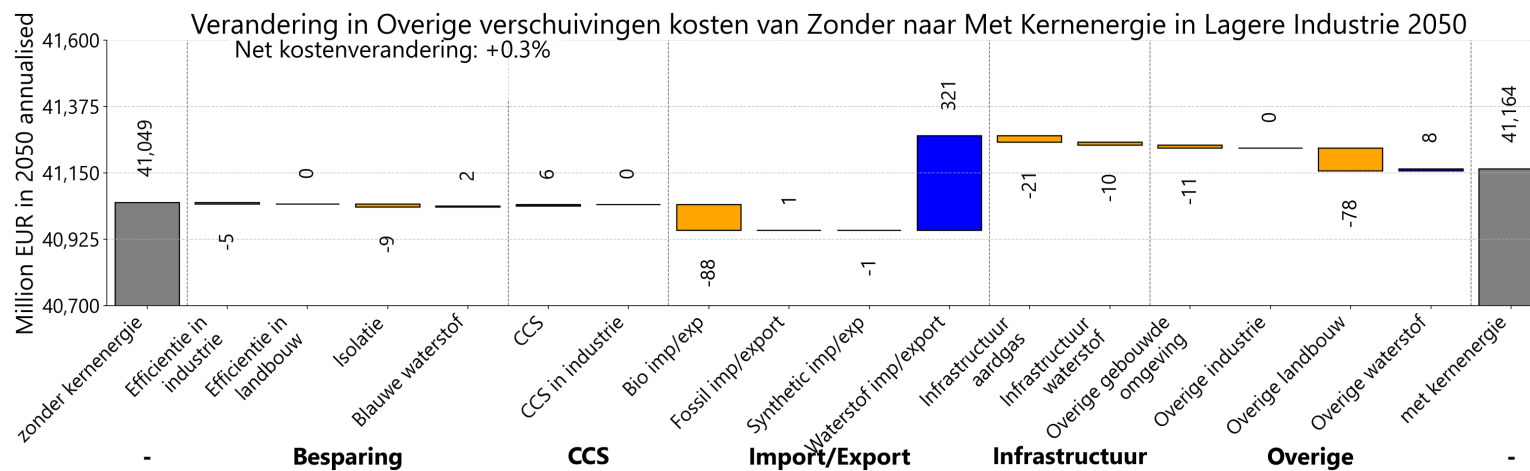
D.6 TRANSFORM – Minder competitief & import – 2050



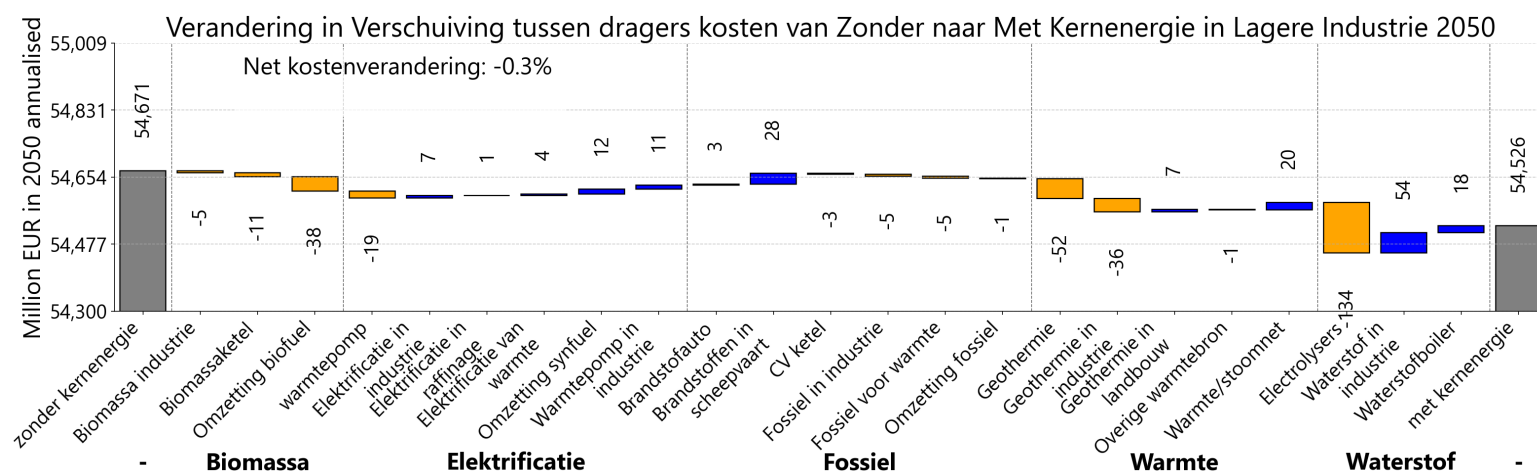
Figuur 3.21: Watervalgrafiek van totaal energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2050. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.



Figuur 3.22: Watervalgrafiek van 'Verschuiving binnen elektriciteitsketen' kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2050. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.



Figuur 3.23: Watervalgrafiek van 'Overige verschuivingen' kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2050. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.



Figuur 3.24: Watervalgrafiek van 'Verschuiving tussen dragers' kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2050. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Energy & Materials Transition

Radarweg 60
1043 NT Amsterdam
www.tno.nl