

Rapportage

Pilot Financieel Inzicht in de Energietransitie (FIT)

Mei 2024

Auteurs:

Quintel: Koen van Bemmelen, Joris Berkhout en Alexander Wirtz

Invest-NL: Aart Kooiman

TNO: Matthew Halstead

Inhoudsopgave

1	Management Samenvatting	3
1.1	Management Samenvatting	4
2	Inleiding	10
2.1	Inleiding pilot FIT project	11
3	Methodologie	13
3.1	Inleiding.....	14
3.2	Korte inleiding op het Energietransitiemodel	14
3.3	Kostenberekening van het ETM en het standaard kostenoverzicht	15
3.4	Introductie IP2024- en II3050-scenario's	19
3.5	Analyse op basis van IP2024 en II3050	21
3.6	Financiering	23
4	Analyse van de kosten en investeringen voor het energiesysteem	24
4.1	Inleiding.....	25
4.2	Overzicht totaalkosten energiesysteem per scenario	25
4.3	Analyse kapitaalintensiteit voor II3050-scenario's	26
4.4	II3050 2050 kosten in detail per categorie.....	27
4.5	Investeringen: overzicht van investeringspaden	32
4.6	Investeringen: Internationale scenariopad per 'onderdeel'	34
4.7	Conclusies en aanbevelingen	37
5	Analyse van de financieringsbehoefte van investeringen voor het energiesysteem	39
5.1	Inleiding.....	40
5.2	Overzicht financiering van investeringsbehoeften in infrastructuur	40
5.3	Overzicht financiering van investeringsbehoeften in Productie van Energiedragers	42
5.4	Conclusies en aanbevelingen.....	43
6	Allocatie systeemkosten aan gebruikstoepassingen	45
6.1	Inleiding.....	46
6.2	Aanpak voor het toewijzen van kosten aan eindgebruikers.....	46
6.3	Belemmeringen bij de gekozen aanpak	48
6.4	Benodigde verbeteringen.....	49
6.5	Conclusies en aanbevelingen.....	51
7	Bijlagen	53
7.1	Bijlage: aangepaste schuifjesinstellingen Energietransitiemodel t.b.v. het interpoleren van kostenaannames II3050.....	54
7.2	Bijlage: links naar aangepaste II3050-scenario's in het Energietransitiemodel gebruikt voor dit project.....	55
7.3	Bijlage: jaarlijkse kosten van de II3050 2050 scenario's	56
7.4	Bijlage: jaarlijkse investeringen uit de investeringspaden 2025-2050.....	57

1 Management

Samenvatting pilot FIT

1.1 Management Samenvatting pilot FIT

Nederland wil in 2050 klimaatneutraal zijn. Dit vraagt onder andere om een nieuw energiesysteem. De afgelopen jaren zijn diverse studies gedaan naar de (on)mogelijkheden van verschillende manieren om het toekomstige energiesysteem in te richten. Deze inrichting heeft naast technische ook financieel-economische implicaties. De realisatie van het nieuwe energiesysteem vraagt forse investeringen en brengt veranderingen in de systeemkosten, eindgebruikerskosten en de financiering.

In de periode augustus 2022 tot en met juli 2023 hebben Invest-NL en TNO het initiatief genomen voor het project “Financieel Inzicht in EnergieTransitie” (FIT). Dit initiatief beoogt de realisatie van de energietransitie te versnellen door een rijker inzicht te geven in de financieel-economische implicaties van de energietransitie. Om de meerwaarde van dergelijke inzichten aan te tonen is in de periode december 2023 tot en met april 2024 in opdracht van Invest-NL, het Ministerie van Financiën, Netbeheer Nederland en Topsector Energie een pilotproject uitgevoerd. De pilot FIT had als doel om te onderzoeken hoe de kostenstructuur van het energiesysteem zal veranderen als gevolg van de energietransitie, welke investeringen dit vraagt en hoe deze te financieren. In deze pilot FIT zijn drie onderdelen van FIT verder uitgewerkt:

1. De **energiesysteemkosten** en de **investeringsopgave** zijn **gevisualiseerd**, om een **basis voor** verdere **analyses** te leggen
2. De investeringsopgave is **uitgesplitst naar financieringsbronnen**, om het te vertalen naar de taal van de financiële wereld
3. De **systeemkosten** zijn **toegewezen aan gebruikstoepassingen**, om te verkennen voor wie kosten gemaakt worden

De pilot is gebaseerd op een aantal prominente en openbaar beschikbare energiesysteemscenario's van Netbeheer Nederland uit de Investeringsplannen 2024 (IP2024) en de Integrale Infrastructuurverkenning 2030 – 2050 (I3050 studie). De drie IP2024 scenario's schetsen toekomstbeelden voor het Nederlandse energiesysteem in 2025, 2030 en 2035, om te bepalen welke investeringen de komende jaren nodig zijn in de energie-infrastructuur. De I3050 studie schetst vier toekomstbeelden¹ voor 2040 en 2050. Deze geven inzicht in hoe we als maatschappij naar een klimaatneutraal energiesysteem in 2050 kunnen groeien, met als doel om uit te rekenen wat de impact is op de energie-infrastructuur.

Netbeheer Nederland heeft deze scenario's in detail beschikbaar gemaakt via het open source Energietransitiemodel (zie ook paragrafen 3.2 en 3.4).

Hoewel in de pilot dus nog geen volledige analyse is uitgevoerd van alle gezaghebbende energiesysteemstudies in Nederland, heeft deze al wel een aantal interessante resultaten opgeleverd. De aanpak die we hebben ontwikkeld, maakt het voor het eerst mogelijk om een gedetailleerde en kwantitatieve financiële basis voor de transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem uit te werken. Deze basis kan gebruikt worden om niet alleen algemene trends te duiden, maar ook om de ordegrrootte ervan vast te stellen. De pilot laat zien dat de uitgevoerde analyses van kosten, investeringen en financiering voor de energietransitie waardevolle inzichten kunnen opleveren, mits ze grondig en degelijk worden uitgevoerd. De pilot heeft ook duidelijk gemaakt dat vervolgonderzoek en verdere verfijning van de gebruikte aanpak van belang zijn. De meest in het oog springende resultaten staan hieronder beschreven.

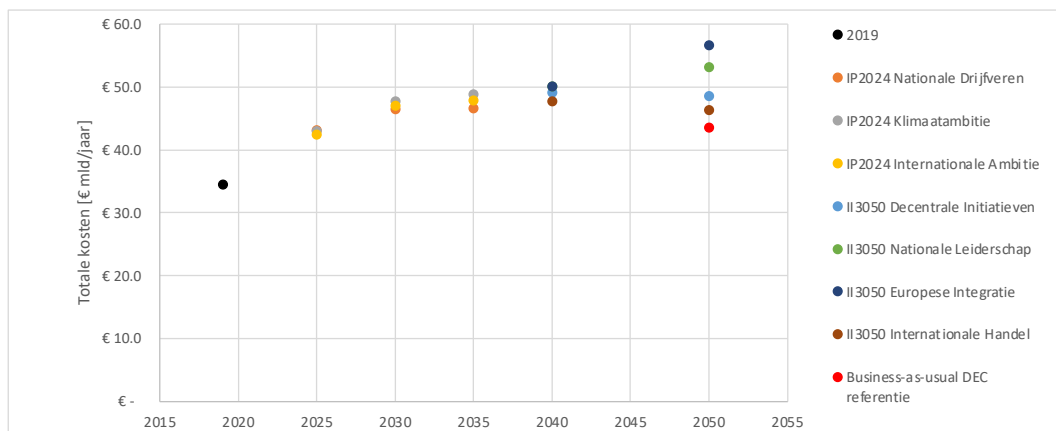
1.1.1 Resultaten met betrekking tot de energiesysteemkosten

De totale kosten van het toekomstige energiesysteem in de I3050 studie nemen toe ten opzichte van het basisjaar 2019, met de sterkste stijging tot 2030 (zie Figuur 1). De kosten stijgen ten eerste door groei van het energiesysteem, en ten tweede door de vele investeringen om het om te vormen tot een klimaatneutraal systeem. De kosten bij de toekomstbeelden voor 2050 verschillen vooral als gevolg van aannames over de grootte van het energiesysteem en al dan niet verdwijnen van de industrie.

We hebben ter vergelijking met specifiek het 'Decentrale Initiatieven 2050' scenario van de I3050 studie nog een referentiescenario ontwikkeld. Dit business-as-usual DEC 2050 scenario beschrijft een wereldbeeld dat lijkt op het scenario 'Decentrale Initiatieven' voor 2050. Er wonen bijvoorbeeld evenveel mensen in Nederland, er rijden evenveel auto's en de industrie is even groot, maar er zijn geen verdere maatregelen genomen om klimaatneutraal energie te produceren of gebruiken. In dat opzicht lijkt het referentiescenario dus op het huidige energiesysteem (zie ook paragraaf 3.5). Hoewel het referentiescenario 11% lagere kosten heeft

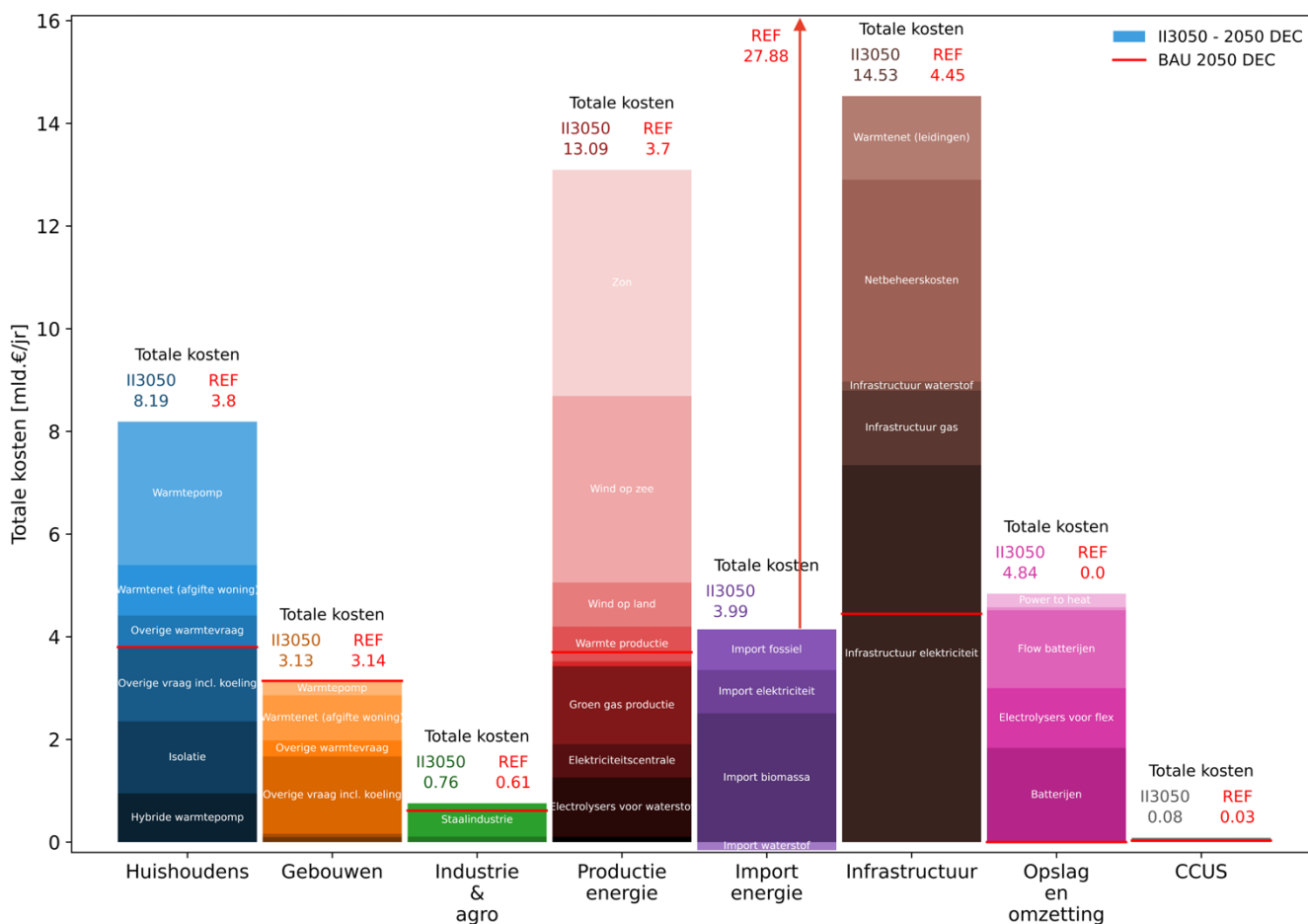
¹ **Decentrale initiatieven (DEC)**: grote mate van autonome, mede dankzij sterke krimp van de energie-intensieve industrie, lokale opwek en lokaal gebruik van energie. **Nationaal leiderschap (NAT)**: landelijke sturing op een zelfvoorzienend en efficiënt energiesysteem. **Europese integratie (EUR)**: hernieuwbare opwek in Europees verband, grootschalig gebruik van groen gas. **Internationale handel (INT)**: kostenefficiënt gebruikmaken van technologieën en import van energiedragers, industrie verhuist voor een fors deel naar buiten Europa.

dan het Decentrale Initiatieven 2050 scenario, betekent dit niet dat niets doen het goedkoopste energiesysteem oplevert. De totaalkosten van dit scenario zijn namelijk zeer gevoelig voor de aangenomen brandstofprijzen, terwijl alle I13050 scenario's juist gevoelig zijn voor aannames over kosten van nieuwe technologieën.



Figuur 1 — Totale jaarlijkse kosten van het energiesysteem voor de scenario's die in deze rapportage gebruikt zijn. Zie paragraaf 3.4 voor een toelichting op de verschillende scenario's.

De resultaten van deze pilot laten verder zien dat de kostenstructuur van het toekomstige klimaatneutrale energiesysteem zeer sterk verschilt van de huidige kostenstructuur. Figuur 2 toont hoe de totale jaarlijkse kosten van het energiesysteem verschillen tussen het scenario Decentrale Initiatieven in 2050 en het business-as-usual DEC referentiescenario.



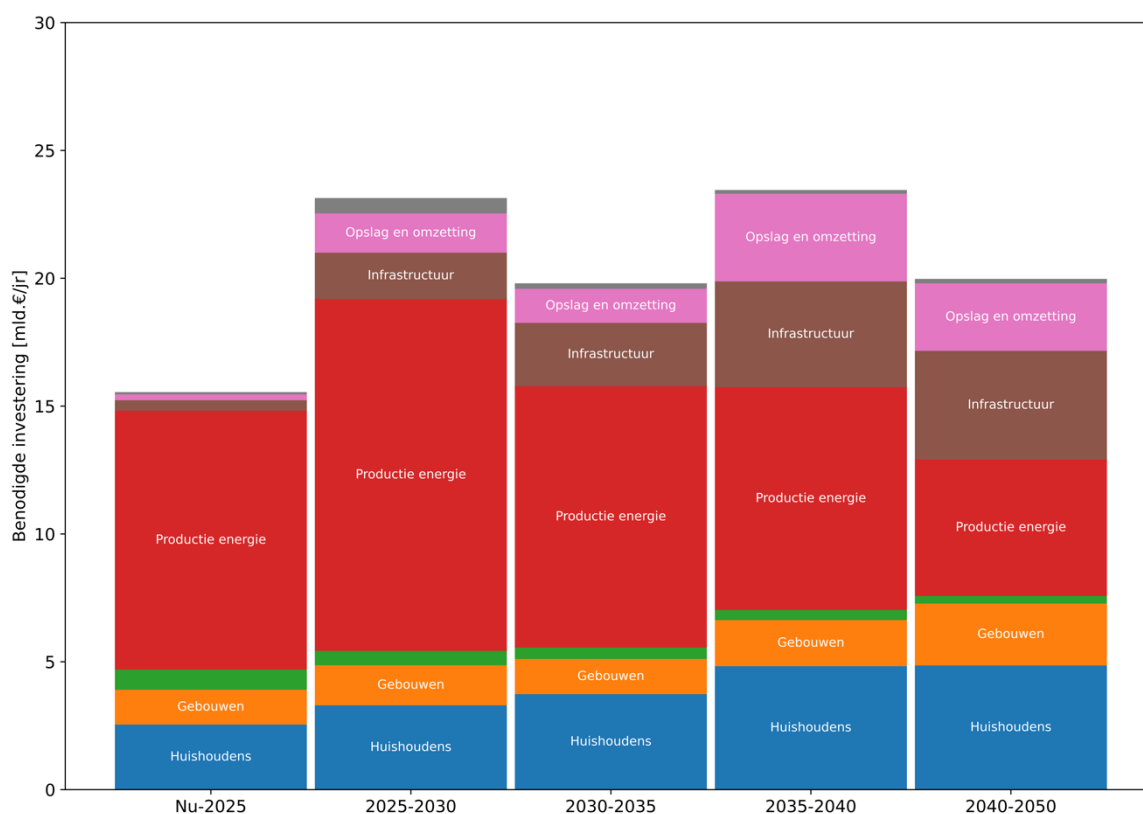
Figuur 2 — Detailoverzicht energiesysteemkosten voor het I13050 scenario Decentrale Initiatieven 2050. Ter vergelijking zijn in rood ook de totale kosten voor het business-as-usual referentiescenario opgenomen dat is gebaseerd op het Decentrale Initiatieven 2050 scenario (BAU 2050 DEC).

Er vindt een verschuiving plaats van het huidige systeem waar de kosten sterk gedomineerd worden door import van energiedragers als aardolie en -gas, naar een systeem waar juist veel kosten gemaakt worden voor productie, transport en distributie van energie, opslag en omzetting van energie en aanpassingen in de gebouwde omgeving en de industrie. Zo nemen de kosten van import van energiedragers wel met een factor 7 af, terwijl de kosten voor productie met een factor 3,5 toenemen. Doordat de kosten voor infrastructuur verdriedubbelen naar 30% van de totale kosten, wordt dit een zeer belangrijke component in de kosten van het energiesysteem. Het is van belang dat deze kosten in de toekomst beheersbaar blijven. De afgelopen jaren zijn de schattingen voor de kosten voor infrastructuur in het toekomstige energiesysteem steeds weer fors naar boven bijgesteld. In Figuur 2 is verder op gedetailleerd niveau te zien hoe de kosten verdeeld zijn binnen deze verschillende kostencategorieën. In deze pilot is niet uitgerekend hoe deze kosten kunnen worden doorbelast aan eindgebruikers en wat dit zou betekenen voor hun energierekening.

1.1.2 Resultaten met betrekking tot de investeringsopgave

Om een klimaatneutraal energiesysteem te realiseren moet eerst veel geïnvesteerd worden in verschillende soorten fysieke assets. Verreweg de grootste investeringen zijn nodig voor de elektrificatie van het energiesysteem. De productie, het transport en de opslag of omzetting van elektriciteit zijn daarbinnen de grootste investeringsposten. Ook voor het gebruik van de elektriciteit zijn grote investeringen nodig in de gebouwde omgeving en de industrie. Daarmee verschuift het systeem ook van een strategische afhankelijkheid van fossiele brandstoffen naar een afhankelijkheid van grondstoffen en technologieën. Dit gaat gepaard met andere onzekerheden over de beschikbaarheid hiervan en andere geopolitieke afhankelijkheden dan voor fossiele brandstoffen. Van zowel beleidsmakers als financiële instellingen vraagt dit dus nieuwe expertise en inzicht in deze afhankelijkheden en onzekerheden. De precieze omvang van de toekomstige kosten en investeringen zijn afhankelijk van de beschikbaarheid en kosten van een groot aantal grondstoffen en technologieën. Dit vraagt nog verder onderzoek naar hoe investeringen winstgevend kunnen zijn en hoe deze kosten beheersbaar kunnen blijven.

Figuur 3 toont de ontwikkeling van de gemiddelde jaarlijkse investeringen per tijdperiode voor één van de onderzochte scenariopaden (zie paragraaf 4.5 voor verdere toelichting hierop) tot 2050. De methode waarmee deze jaarlijkse investeringen in deze pilot zijn bepaald, hebben we verder toegelicht in paragraaf 3.5.



Figuur 3 — Ontwikkeling van de gemiddelde jaarlijkse investeringen in het 'Internationale scenariopad' van 2019 tot 2050

De investeringen in de productie van energie, transport en distributie van energie (infrastructuur) en opslag en omzetting van energie vertegenwoordigen samen ongeveer twee derde van de totaal benodigde investeringen. Daarbij worden tot 2040 de grootste investeringen in productie van energie gedaan en in de laatste periode in infrastructuur en opslag en omzetting. In werkelijkheid zullen overigens de meeste investeringen in infrastructuur niet pas na 2035 gedaan worden. De huidige congestieproblematiek voor de elektriciteitsnetten vraagt nu immers al om capaciteitsuitbreiding. Om de totale systeemkosten te minimaliseren kan het voor de hand liggen om bij uitbreidingsprojecten nu al vooruit te investeren, zodat een tweede keer verzwaren in de toekomst niet nodig is. Dit is ook de lijn die minister Jetten van Economische Zaken en Klimaat heeft aangekondigd bij de publicatie van het Nationaal Plan Energiesysteem 2050.

Al met al zal dit betekenen dat investeringen meer naar voren gehaald zullen worden en dat er dus meer moet gebeuren in minder tijd. De resultaten in Figuur 3 laten dit niet zien, doordat de methode die in deze pilot is gebruikt nog niet voorziet in de mogelijkheid om vooruit te investeren. Investeringen in netwerkuitbreiding zijn hier het gevolg van de ontwikkeling van het energiesysteem in de getoonde tijdsperiodes.

Ook de investeringen in de gebouwde omgeving en de industrie zullen toenemen. Daarbij merken we op dat de gebruikte methode een groot deel van de benodigde investeringen in de industrie nog niet in beeld heeft. Deze zullen in werkelijkheid dus hoger zijn en het ligt voor de hand dat veel investeringen in de industrie al voor 2035 gedaan worden, aangezien het Europese emissiehandelssysteem (ETS) vanaf 2040 vrijwel geen ruimte voor industriële emissies meer overlaat. De investeringen in de gebouwde omgeving vragen behalve financiering ook bereidheid van de eigenaars (beleid) en beschikbaarheid van technische geschoolde arbeidskrachten. Voor de gebouwde omgeving blijven momenteel met name investeringen in warmtenetten sterk achter bij de aannames die gedaan zijn in de scenario's van Netbeheer Nederland (zie ook paragraaf 4.6). Dit zal betekenen dat er meer geïnvesteerd moet worden in de periodes na 2025.

1.1.3 Uitsplitsen investeringsopgave naar financieringsbronnen

Onze analyse heeft laten zien dat de investeringen in infrastructuur in de periode 2040 — 2050 voor het Decentrale scenariopad groeien naar een bedrag van €4,5 miljard per jaar en in het Internationale scenariopad naar €4,1 miljard per jaar. In deze pilot hebben we als *proof-of-concept* een poging gedaan om te bepalen hoe investeringen in energie-infrastructuur verdeeld kunnen worden over verschillende soorten financiers en tussen financiering uit schuld of eigen vermogen. We zijn daarvoor uitgegaan van de huidige financieringsstructuur van regionale en landelijke netbeheerders. Nu financieren commerciële banken en andere schuldstrekkers iets minder dan 50% van de investeringen in de netten. We hebben voor het gemak aangenomen dat dit percentage in de toekomst ongewijzigd blijft. Dat is uiteraard allerminst zeker, en het zou bovendien sterk kunnen verschillen per netgebied in Nederland. Op basis van deze pilot kunnen dus nog geen duidelijke conclusies worden getrokken over hoe de nodige investeringen voor het toekomstige energiesysteem het best gefinancierd kunnen worden. We hebben echter wel kunnen aantonen dat de gebruikte methode werkt.

Met de gebruikte methode kunnen we in de toekomst ook de financieringsstructuren van de verschillende sectoren binnen het energiesysteem in kaart brengen. Dat hebben we in deze pilot nog niet opgepakt. Wel hebben we voor de energieproductie een aantal voorbeelden beschreven van het soort inzichten dat hieruit kan volgen. Denk hierbij bijvoorbeeld welke financieringsstructuren het beste passen bij verschillende soorten duurzame energietechnologieën, die elk hun eigen risicoprofiel hebben.

1.1.4 Toekennen van systeemkosten aan gebruikstoepassingen

In deze pilot hebben we een analyse gedaan om meer inzicht te verschaffen in welke gebruikers welke kosten veroorzaken in het energiesysteem. Hiervoor hebben we geprobeerd om die kosten waarvan niet meteen duidelijk is waardoor ze worden veroorzaakt, te alloceren aan energietoepassingen door eindgebruikers. Deze zogenaamde indirecte kosten zijn bijvoorbeeld kosten voor productiemiddelen, infrastructuur en faciliteiten voor opslag en omzetting van energie. Eindgebruikers zijn die gebruikers die zich aan het einde van de energieketen bevinden. Zij verbruiken energie hoofdzakelijk voor eigen doeleinden. Het gaat bijvoorbeeld om ruimteverwarming in huishoudens, productieprocessen in de industrie of openbaar vervoer (zie paragraaf 6.2 voor een meer volledig overzicht). Eindgebruikers zijn de reden dat er een energiesysteem is. Als kan worden bepaald welke gebruikers de meeste kosten van het energiesysteem veroorzaken, is het mogelijk beleidskeuzes te maken die helpen de maatschappelijke kosten zo laag mogelijk te houden en ze vervolgens op een maatschappelijk wenselijke manier te verdelen.

De gebruikte methode biedt voldoende aanknopingspunten om financiële vraagstukken uit de energietransitie te kunnen beantwoorden. In deze pilot is het echter niet gelukt om de indirecte kosten volledig toe te kennen aan gebruikstoepassingen. De

gevolgde aanpak om kosten toe te kennen aan eindgebruikers vormt nog slechts een eerste aanzet om oorzaak-gevolg relaties van kostenontwikkelingen binnen de energietransitie te kunnen duiden. Het is duidelijk geworden dat nog niet alle aanwezige informatie in de gebruikte energiescenario's op de juiste manier ontsloten kan worden. Ook moeten technische en financiële gegevens aangevuld worden en is nadere uitwerking vereist om tot transparante verdeelsleutels van kosten te komen. Deze pilot heeft dan ook het nodige inzicht opgeleverd in hoe de gebruikte allocatiemethodiek kan worden verbeterd.

1.1.5 Vervolg op deze pilot

Invest-NL heeft de afgelopen twee jaar het initiatief genomen om de kosten van de energietransitie beter inzichtelijk te maken met het initiatief FIT. In dit proces is met een verscheidenheid aan stakeholders gesproken, zoals partijen uit de energiesector, de financiële sector en publieke stakeholders. Met hen is onder meer besproken welke kennis en inzichten waarde zouden toevoegen voor Nederland. Deze pilot is het sluitstuk van deze eerste verkenning. Deze pilot is echter beperkt geweest in budget en reikwijdte van het onderzoek. Op basis van zowel deze interacties als het onderzoek geven de auteurs hieronder hun aanbevelingen voor mogelijke vervolgstappen.

Als vervolg bevelen wij aan om een onderzoeksprogramma op te stellen om de financiële en economische aspecten van de energietransitie beter in kaart te brengen. Op basis van deze eerste pilot zou een prioriteit binnen een dergelijk programma moeten zijn het valideren en aanscherpen van de systeemkosten, zoals gepubliceerd in deze pilot. Verder onderzoek kan vervolgens de verdeling van kosten en investeringen onderzoeken tussen eindgebruikers, zoals huishoudens, de industrie en bedrijven, maar ook netbeheerders en de overheid. Daarnaast kan een dergelijk programma de rol van verschillende financiële instellingen onderzoeken en kan daarmee, op basis van deze resultaten, gestuurd worden op het ontwikkelen van specifieke financiële producten die inspelen op de investeringsopgave. Tot slot is het van belang om aan de hand van bovenstaande vragen te onderzoeken welke tooling in de vorm van bijvoorbeeld rekenmodellen er additioneel nodig is.

Echter, een volgend onderzoeksprogramma kan uit meerdere onderwerpen bestaan. Afhankelijk van de beleidsmatige prioriteit en het strategisch belang voor de energietransitie, kan in meerdere of mindere mate op specifieke onderdelen worden ingezet. Hieronder worden een aantal mogelijke onderzoekscomponenten voor een vervolg toegelicht. Deze zijn opgesteld op basis van de uitkomsten van de pilot en de interacties van de afgelopen twee jaar.

1. **Investeringsmonitor:** een monitor die inzicht geeft in waar Nederland staat ten opzichte van de benodigde investeringen in een nieuw klimaatneutraal energiesysteem. Dit kan, onder andere, via monitoring aan de hand van de Klimaat en Energieverkenning (KEV) van het PBL en het Nationaal Plan Energiesysteem 2050. Het monitoren of de activiteiten van financiële instellingen in lijn zijn met de klimaatdoelen kan hier expliciet onderdeel van zijn.
2. **Kostenverdeling:** een component waarin wordt ingebouwd hoe de kosten van de transitie worden verdeeld over bedrijven, overheden en huishoudens. Het gaat hier bijvoorbeeld om de vraag wie er betaalt wat voor de infrastructuur en welke prikkels nodig zijn om de investeringsbereidheid te verhogen. Een mogelijkheid is een gestandaardiseerde 'rekening van het energiesysteem' op te stellen. Antwoord op deze vraag kan worden gebruikt om te bepalen welke overheidsinterventies waar passend zijn (denk aan: subsidies, publieke investeringen, beprijzen van externaliteiten en/of het vaststellen van normen en regelgeving). Dit kan onderdeel zijn van een nationaal financieringsplan, om beter te begrijpen wat de gevolgen zijn van verschillende interventies.
3. **Toekomstgericht investeren:** een verkenning hoe we in Nederland effectief vooruit kunnen investeren in ons energiesysteem. De scenariopaden die in deze pilot zijn onderzocht, laten zien dat er factoren meer geïnvesteerd moet worden in onze infrastructuur voor elektriciteit en warmte. Door een uitgebreidere financieringsanalyse op, onder andere, deze energieketens kan een toekomstgerichte investeringsstrategie worden opgesteld waardoor efficiënter en doelgerichter geïnvesteerd kan worden.
4. **Onderzoek financieringsinstrumentarium:** een verdiepend onderzoek naar de knelpunten van de financiering van de energietransitie, bijvoorbeeld als het gevraagde kapitaalvolume wordt vergeleken met het benodigde kapitaalbedrag. Op basis hiervan kan doelgericht financieringsinstrumenten worden opgetuigd om, waar financiering mist, gericht extra financiering te mobiliseren.
5. **Strategische gevoeligheden:** een verdiepend onderzoek naar de strategische gevoeligheden voor het energiesysteem. De kosten verschuiven van de import van (fossiele) brandstoffen, naar investeringen in infrastructuur, productie, transport, distributie, opslag en omzetting van duurzame energie. Daarmee verschuiven de strategische gevoeligheden ook van brandstofkosten naar materiaal- en technologiekosten. Vanuit strategisch oogpunt is het van belang om voor de nodige grondstoffen en technologieën beter in beeld te krijgen hoe de beschikbaarheid en kosten zich zullen ontwikkelen en hoe we dergelijke afhankelijkheden kunnen mitigeren.

Het beter inzichtelijk maken van de kosten van de energietransitie, en daarmee de investeringsmogelijkheden hierin, dient een duidelijk publiek belang en zou daarmee een overheidstaak moeten zijn. Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat is als beleidsverantwoordelijke voor de energietransitie de logische eigenaar en opdrachtgever van een dergelijk onderzoeksprogramma. Voor de praktische uitwerking hiervan zijn de betrokken planbureaus goed geëquipeerd om aan dit programma bij te dragen, ondersteund door Invest-NL met de kennis van private financieringsmogelijkheden en -ontwikkelingen. Wij bevelen aan de opzet en bekostiging van het hierboven genoemde onderzoeksprogramma tussen deze partijen verder vorm te geven.

Op basis van de resultaten in deze pilot geloven wij dat financieel-economische inzichten een verrijking zijn voor de energietransitie rekenmodellen en scenario's die wij in Nederland gebruiken. Wij zijn ervan overtuigd dat verdere verdieping van deze inzichten zal leiden tot effectiever klimaatbeleid en betere samenwerking tussen overheid en de financiële sector.

2 Inleiding

2.1 Inleiding pilot FIT project

Nederland wil in 2050 klimaatneutraal zijn. Dit vraagt, onder andere, om een nieuw energiesysteem. Dit nieuwe energiesysteem kan op meerdere manieren worden ingevuld, op basis van (een mix van) verschillende technologieën, energiedragers en infrastructuren. De afgelopen jaren zijn diverse studies gedaan naar de (on)mogelijkheden van verschillende ontwerpen van het toekomstige energiesysteem^{2,3,4}. Daarnaast wordt de voortgang van het klimaatbeleid in Nederland gemonitord in de jaarlijkse Klimaat- en Energieverkenning van het Planbureau voor de Leefomgeving. In al deze studies ligt de nadruk op de technische aspecten van het energiesysteem. Denk daarbij aan broeikasgasemissies, energiemix, opgestelde vermogen en benodigde infrastructuur.

De transitie naar een nieuw energiesysteem brengt niet alleen grote technische veranderingen met zich mee, maar heeft ook grote financieel-economische implicaties. De realisatie van het nieuwe energiesysteem vraagt forse investeringen en brengt verandering in de systeemkosten, eindgebruikerskosten en de financiering. Er zijn diverse studies die ingaan op de kosten van de energietransitie. Op dit moment ontbreekt het echter aan een gedeeld, integraal beeld van de financieel-economische kant van de energietransitie.

De energietransitie is complex en de route naar het nieuwe energiesysteem is geenszins statisch. Praktische ervaring en nieuwe inzichten leiden ertoe dat het technische eindbeeld en de route ernaartoe constant worden bijgesteld. Deze complexiteit en dynamiek van de energietransitie heeft zijn weerslag op de methodes voor het uitvoeren van energiesysteemstudies. Het wordt in toenemende mate belangrijk om uitgangspunten, aannames en zelfs modellering achter deze studies openbaar te maken. Dit leidt tot meer inzicht in de uitkomsten van een specifieke studie en maakt het makkelijker om studies te vergelijken en voort te bouwen op eerder werk. Volgens dit gedachtengoed is het Energietransitiemodel (ETM, <https://energietransitiemodel.nl/>) ontwikkeld als *open source* en *open access* scenariomodel. Dit model is onder andere gebruikt voor de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050².

In de periode augustus 2022 tot en met juli 2023 hebben Invest-NL en TNO het initiatief genomen voor het project Financieel Inzicht in EnergieTransitie (FIT). Dit initiatief beoogt de realisatie van de energietransitie te versnellen door een rijker inzicht te geven in financieel-economische implicaties van de energietransitie. Het doel is om iets blijvends te ontwikkelen om dit kwantitatief te duiden, en dit structureel onderdeel van de Nederlandse kennisinfrastructuur te maken. Daardoor kunnen herhaaldelijk dezelfde up-to-date data worden gebruikt om beleid en strategie te maken.

Om de meerwaarde van een dergelijke aanpak aan te tonen is in de periode december 2023 tot en met april 2024 in opdracht van Invest-NL, het Ministerie van Financiën, Netbeheer Nederland en Topsector Energie een pilotproject uitgevoerd. In deze pilot FIT zijn drie onderdelen van FIT verder uitgewerkt:

1. De energiesysteemkosten en de investeringsopgave zijn gevisualiseerd
2. De investeringsopgave is uitgesplitst naar financieringsbronnen
3. Het toekennen van systeemkosten aan gebruikstoepassingen

Onderdeel 1 is fundamenteel aan dit project. Het vormt de basis voor allerhande financieel-economische analyses die men uitvoert. Binnen dit project kan men bijvoorbeeld laten zien waar economische hotspots zitten en gevoel krijgen waar het systeem gevoelig voor is. Het is tevens de basis voor de andere twee analyses uit dit rapport. Verder is het ook de basis voor eventuele vervolgstudies, zoals het monitoren van investeringen en/of het doorvertalen naar eindgebruikerskosten.

Met onderdeel 2 vertalen we de opgave in de taal van de financiële wereld. Deze analyse geeft inzicht in aan welk type kapitaal waar in de transitie nodig is. In een vervolgstudie kan men hierdoor de bijdrage van de financiële sector monitoren en beoordelen.

Onderdeel 3 gaat over het feit dat de toekomstige energiesysteemkosten grotendeels niet direct bij eindgebruikers zelf liggen, maar indirecte kosten zijn die ergens in het systeem optreden. Deze analyse geeft inzicht in voor wie deze kosten gemaakt moeten worden. Dit geeft sturingsinformatie over waar kosten te reduceren zijn om tot een efficiënter systeem te komen. In een vervolgstudie kan dit als basis dienen om deze systeemkosten eerlijk over gebruikers te verdelen.

De analyses zijn uitgevoerd op basis van data-exports uit het ETM. Daarnaast zijn de bestaande kostenberekening en bijbehorende data-exports in het ETM aanzienlijk verbeterd als onderdeel van deze pilot (zie 3.3). De verbeteringen aan het ETM zijn uitgevoerd

² Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (Netbeheer Nederland, <https://www.netbeheernederland.nl/veranderend-energiesysteem/toekomstscenarios>), en.

³ Klimaatneutrale scenario's (TNO, <https://www.tno.nl/nl/duurzaam/systeemtransitie/sociale-innovatie/scenario-klimaatneutraal-energiesysteem/>)

⁴ Nationaal Plan Energiesysteem (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, <https://www.rvo.nl/onderwerpen/energiesysteem/nationaal-plan-energiesysteem>)

Quintel

door Quintel. De analyses zijn uitgevoerd door Invest-NL, TNO en Quintel. Een stuurgroep⁵ met vertegenwoordigers van de Topsector Energie, het Ministerie van Financiën en Netbeheer Nederland hebben meegedacht over de meerwaarde en afbakening van de analyses.

Dit rapport beschrijft de resultaten van de analyses en onderbouwt daarmee de meerwaarde van FIT. De verbeterde kostenfunctionaliteit van het ETM is beschikbaar op <https://energietransitiemodel.nl/>.

⁵ De stuurgroep bestond uit de volgende leden: Michel Emde (Topsector Energie), Maarten Vleeschhouwer (Ministerie van Financiën) en Arjan van Voorden (Netbeheer Nederland).

3 Methodologie

3.1 Inleiding

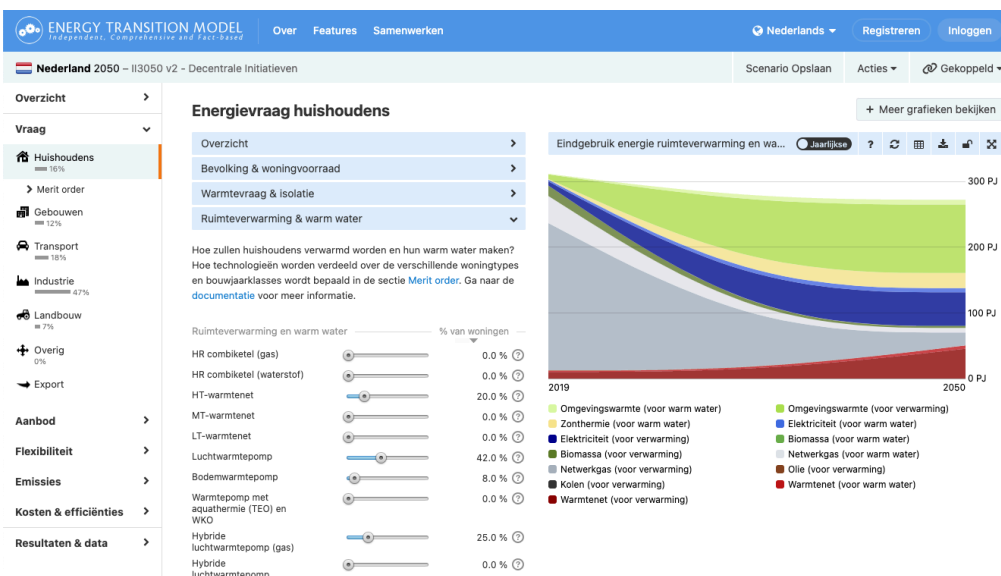
Voor dit project hebben we gebruik gemaakt van openbaar beschikbare doorrekeningen van toekomstbeelden van het Nederlandse energiesysteem. We noemen deze doorrekeningen “energiesysteemsenario’s” of kortweg “scenario’s”. Deze scenario’s zijn opgesteld in het open source en open access Energietransitiemodel (ETM). Voor een inleiding op dit model, zie paragraaf 3.2. In Nederland is het ETM een standaard geworden in de energietransitie op landelijk, provinciaal, RES en gemeenteniveau, wat betekent dat er op al deze niveaus steeds meer gedetailleerde en kwantitatieve toekomstbeelden van het toekomstige energiesysteem beschikbaar zijn.

Met dit in gedachten ontstond het idee om de scenario’s van de Investeringsplanning 2024 (IP 2024) en Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050) van de Nederlandse Netbeheerders te gebruiken om in meer detail de ontwikkeling van de energiesysteemkosten, de benodigde investeringen en de financiering hiervan te onderzoeken. Deze scenario’s zijn met het ETM doorgerekend en via het ETM gepubliceerd. De methodes die we hebben gebruikt in dit onderzoek staan beschreven in dit hoofdstuk. We geven eerst een korte inleiding op het ETM, daarna achtergrondinformatie over de kostenberekening van het ETM. We beschrijven hoe we op basis van de kostenberekening een gestandaardiseerd kostenoverzicht hebben gecreëerd. Daarna beschrijven we de scenario’s waarop we onze analyse hebben gebaseerd en waarom. Tot slot lichten we de analyses en aannames voor de hoofdstukken 4 (analyse van de kosten en investeringen) en 5 (analyse van de financiering van de investeringen) toe.

3.2 Korte inleiding op het Energietransitiemodel

Quintel heeft het ETM ontwikkeld om iedereen gratis toegang te geven tot een kwalitatief hoogwaardig model dat het hele energiesysteem simuleert. Quintel stelt dit model met steun van haar partners als platform en nutsfunctie gratis beschikbaar voor iedereen die het wil gebruiken. Het ETM is dus een rekenmachine die via het internet beschikbaar is om het energiesysteem van een bepaald gebied te verkennen, mits er voor dat gebied een zogenaamde startdataset is gemaakt door Quintel. Gebruikers kunnen gedetailleerd hun eigen toekomstscenario ontwerpen of gebruik maken van scenario’s die anderen beschikbaar hebben gesteld. Dat werkt als volgt:

1. Open het ETM via de website: <https://energietransitiemodel.nl/> door op de landingspagina te kiezen om
 1. een *nieuw* scenario te maken voor een te kiezen gebied en een eindjaar
 2. een *gepubliceerd* scenario te openen
2. Of klik op een link van een bestaand ETM-scenario dat iemand heeft gedeeld



Figuur 4 – Screenshot van het Energietransitiemodel

3. Het ETM wordt bediend via schuifjes, waarmee aannames worden gedaan over hoe de toekomst verschilt van het heden: bijvoorbeeld hoeveel rijtjeshuizen er in 2050 zullen zijn, hoe goed die geïsoleerd zijn en met welke technologie ze verwarmd worden (zie Figuur 4 voor een voorbeeld). Gebruikers kunnen ook aannames doen over de herkomst van alle energie die nodig is. Het ETM is dus een soort 'mengpaneel' waarmee een nieuw systeem kan worden nagebootst. Er zijn meer dan 750 schuifjes en andere instellingen die kunnen worden aangepast.
4. Het ETM rekent iedere keer dat een instelling wordt aangepast, alle vraag en aanbod in het energiesysteem opnieuw door: voor alle soorten vraag en aanbod van energie (45+ energiedragers) en alle sectoren, inclusief import, export, opslag, omzetting en vraag en aanbodbeperking van energie. Voor elektriciteit, gas, warmte en waterstof doet het ETM dat op uurbasis, voor overige energie op jaarbasis.
5. Het ETM rekent daarnaast afgeleide uitkomsten uit als CO₂-uitstoot, hernieuwbaarheid, kosten, etc
6. Het ETM 'simuleert' het energiesysteem van een gebied en rekent alleen uit wat er verandert als gebruikers iets anders instellen. *Het ETM doet dus geen optimalisatie van het energiesysteem om bijvoorbeeld tegen de laagste kosten de hoogste CO₂-reductie te halen.*
7. De combinatie van schuifjesinstellingen en uitkomsten van de doorrekening door het ETM, noemen we een "energiesysteemscenario" of kortweg een "scenario". Deze kunnen worden opgeslagen door alle instellingen die de gebruiker heeft gedaan op te slaan.
8. Opgeslagen scenario's kunnen worden gedeeld met anderen via een link. Het is ook mogelijk om een scenario te publiceren op de landingspagina van het ETM te geven, zodat iedereen deze kan vinden.
9. Het ETM is dus ook een communicatiemiddel en platform om heel gedetailleerde scenario's uit te wisselen en aan te passen.

Het ETM wordt al 15 jaar onophoudelijk doorontwikkeld voor en door de gebruikers ervan. Denk hierbij aan nationale en provinciale overheden in binnen en buitenland, netbeheerders, RVO, NGO's, energiebedrijven, havenbedrijven en industrie. Quintel verdient haar geld met doorontwikkeling van het ETM, ondersteuning van het gebruik van het ETM en door trainingen te geven aan nieuwe gebruikers.

3.3 Kostenberekening van het ETM en het standaard kostenoverzicht

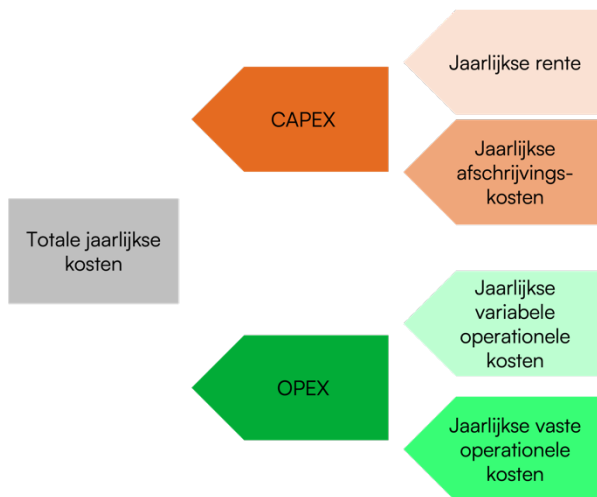
Het ETM is ontworpen om energiestromen van vraag en aanbod te volgen binnen een energiesysteem: welke vormen van energie worden op welke momenten naar welke gebruikers geleid en wat doen die gebruikers er vervolgens mee? Naast het vervullen van deze boekhoudkundige taak voert het ETM een aantal verwante, maar losstaande berekeningen uit. Zo kan berekend worden hoeveel CO₂-uitstoot gepaard gaat met verbruik van bepaalde vormen van energie of hoeveel energiecentrales nodig zijn om te voorzien in een bepaalde energiebehoefte.

Deze voorbeelden illustreren de soorten input die het ETM gebruikt voor de 'nevenfunctie' die centraal staat in deze pilot: de *kostenberekening*. Het ETM berekent de kosten voor het huidige en toekomstige energiesysteem op basis van de bijbehorende energiestromen en de technologieën die nodig zijn om die energiestromen te bereiken. Het ETM berekent hierbij kosten gebruikmakend van de volgende definities:

- de **CAPEX** van een technologie, bestaande uit de jaarlijkse afschrijvingskosten en de rente, en
- de **OPEX** van een technologie, bestaande uit de vaste, jaarlijkse operationele kosten en de variabele operationele kosten die afhangen van hoeveel de technologie ingezet is.

Deze kostenopbouw is schematisch weergegeven in Figuur 5.

Het ETM baseert deze kosten op financiële en technische parameters, zoals de kostprijs per opgestelde eenheid en de technische levensduur. Voor een CV-ketel, bijvoorbeeld, bedraagt de kostprijs per ketel €2134 met een technische levensduur van 15 jaar. Daarnaast worden ook kosten berekend voor benodigde infrastructuur, zoals elektriciteits- en warmtenetten, en voor kosten rondom uitstoot, afvangen en opslaan van CO₂. Gebruikers die scenario's in het ETM maken, kunnen in dit model zelf aannames doen hoeveel kosten toe- of afnemen.



Figuur 5 — Kostenberekening van het ETM.

Achter deze kostenberekening zitten een viertal aantal uitgangspunten⁶. Ten eerste volgt het ETM een *greenfield benadering van kosten*: het berekent de kosten die nodig zijn om het energiesysteem vanuit niets op te bouwen. Het gaat hierbij alleen om kosten die direct verband houden met het energiesysteem, met andere woorden: de kosten voor productie, distributie, opslag, omzetting en verbruik van energie. De eerdergenoemde energiecentrales en uitbreiding van het elektriciteitsnet, maar ook de kosten voor verwarmingstechnologieën zoals warmtepompen en sommige industriële processen zoals staalproductie zijn onderdeel van deze kosten. Het ETM houdt dus *geen* rekening met de (leeftijd van) bestaande assets, omdat het aanneemt dat die neergezet worden om het toekomstbeeld te realiseren. Ook berekent het ETM nu geen kosten voor ‘consumentenproducten’ zoals voertuigen en huishoudelijke apparaten die niet voor warmte of koeling dienen. Deze apparaten hebben niet alleen een energiefunctie en de kosten worden dus niet alleen voor het energiesysteem gemaakt. De kosten voor voertuigen vormen de meest opvallende categorie die op deze manier buiten het domein van het model valt. Dit heeft o.a. gevolgen voor het toekennen van kosten aan eindgebruikers, waar wij in hoofdstuk 6 op terugkomen.

Ten tweede berekent het ETM alleen *kosten*, geen prijzen. Het ETM houdt dus geen rekening met belastingen en subsidies. Wel rekent het ETM met de emissiekosten voor CO₂ die volgen uit het Europese Emissiehandelsrechtensysteem (ETS), omdat deze kosten gebruikt worden in een ETM-algoritme dat bepaalt welke energiecentrales op welk moment ingeschakeld worden. Deze emissiekosten worden apart vermeld in het ETM en zijn niet meegenomen in de in deze pilot gepubliceerde resultaten.

Ten derde doet het ETM geen aannames over economische ontwikkelingen. Zo doet het ETM geen aannames over inflatie. De gerapporteerde kosten zijn dus altijd reële kosten. Ook doet het ETM geen aannames over hoe kosten voor technologieën veranderen met de tijd, bijvoorbeeld als gevolg van technologische vooruitgang of opschalen van productiemethoden (zogenaamde leercurves). Deze aannames moeten expliciet ingesteld worden door de gebruiker bij het maken van een toekomstscenario. Aannames over deze leercurves zijn in het kader van deze pilot overgenomen uit de II3050 studie.

Tot slot berekent het ETM de jaarlijkse CAPEX voor technologieën op basis van een lineaire afschrijvingsmethode. Zo worden de jaarlijkse afschrijvingskosten voor een technologie berekend door de aanschafkosten evenredig te verdelen over de levensduur van die technologie. De jaarlijkse afschrijving van een CV-ketel, bijvoorbeeld, wordt berekend door de totale aanschafkosten te delen door de levensduur van 15 jaar. De bijbehorende jaarlijkse rente is gebaseerd op de helft van de aanschafkosten, omdat aangenomen wordt dat er lineair afgelost wordt.

Op basis van deze uitgangspunten rapporteert het ETM de jaarlijkse kosten voor het energiesysteem. Hierbij deelt het ETM het energiesysteem op in een zestal kostengroepen met onderliggende subgroepen. Deze indeling is weergegeven in Tabel 1.

⁶ De volledige (Engelstalige) documentatie achter de kostenberekening van het ETM is terug te lezen op <https://docs.energytransitionmodel.com/main/cost-main-principles/>

	Kostengroep	Subgroepen
Energiesysteem	Gebouwen en installaties	Landbouw, gebouwen (utiliteiten), huishoudens, industrie, inclusief zon op dak
	Energiedragers	Import - export van olie, waterstof, elektriciteit, etc...
	Productiemiddelen voor energie(dragers)	Energiecentrales, grootschalige productie van wind- en zonnestroom, WKK's, productie van biogas, groen gas, waterstof, etc...
	Opslag en omzetting	P2P, P2G, P2H ⁷ , batterijen, opslag van gas, warmte en waterstof
	Infrastructuur	Netwerk voor gas, elektriciteit, waterstof, warmte
	CCUS	Afvangen & opslag van CO ₂ , productie synthetische brandstoffen

Tabel 1: Kostengroepen en -subgroepen van het ETM

De kostengroep 'Energiedragers' verdient nadere toelichting, in de eerste plaats vanwege de naam. In dit rapport gebruiken wij regelmatig de term 'energiedragers' in plaats van bijvoorbeeld 'brandstoffen'. De eerste term is meer allesomvattend dan de tweede. Een brandstof wordt altijd gebruikt vanwege de energie die hierbij vrijkomt. Dit wordt aangeduid met het begrip *energetisch gebruik*. Het letterlijk verbranden van aardgas om warmte te genereren is hier een intuïtief voorbeeld van, net als het verbruiken van elektriciteit. Energiedragers kunnen ook *niet-energetisch* gebruikt worden, bijvoorbeeld als grondstof in de industrie. Zo wordt aardgas ook gebruikt als grondstof voor kunstmest. Door het begrip 'energiedragers' te hanteren beslaat het ETM beide vormen van gebruik en daarmee het hele energiesysteem. De kostengroep Energiedragers berekent dan de kosten voor netto instroom van elke energiedrager in het systeem, oftewel: de importkosten minus de exportopbrengsten.



Figuur 6 – Visuele kostenrapportage in het ETM, bestaande uit het dashboarditem (1), een overzichtsgrafiek (2) en een detailgrafiek (3).

Het ETM rapporteert de jaarlijkse kosten op vier manieren. Drie daarvan zijn weergegeven in Figuur 6. De totale jaarlijkse kosten zijn terug te vinden in het dashboard onderaan het ETM (item 1). Het ETM toont daarbij in toenemend detail in twee bijbehorende grafieken hoe die de kosten uitsplitsen naar kostengroep (item 2) en naar kostensubgroep (item 3). Beide grafieken kunnen in het ETM ook als tabel getoond worden met de weergegeven aantallen.

⁷ De afkortingen staan respectievelijk voor *power to power* (opslag van elektriciteit), *power to gas* (omzetten van elektriciteit naar waterstof) en *power to heat* (omzetten van elektriciteit in warmte).

			Kolom 1	Kolom 2	Kolom 3	Kolom 4	Kolom 5	Kolom 6	Kolom 7	
			Totale jaarlijkse kosten (€/jaar)	CAPEX (€/jaar)	OPEX (€/jaar)	Jaarlijkse rente (€/jaar)	Jaarlijkse afschrijvings- kosten (€/jaar)	Vaste operationele kosten (€/jaar)	Variabele operationele kosten (€/jaar)	
Groep	Subgroep	Technologie								
Gebouwen en installaties	Huishoudens	Warmtepompen	100	80	20	50	30	15	5	
		Airconditioning
	Industrie	Staalproductie								
Gasketel kunstmest- industrie										
Productie- middelen van energiedragers								

Figuur 7: Schematische opbouw van het gestandaardiseerde kostenoverzicht uit het ETM. Een enkele rij is ingevuld met illustratieve voorbeeldwaarden.

Zoals hierboven al beschreven bevat het ETM nog veel gedetailleerdere kosteninformatie, zelfs tot aan het niveau van afzonderlijke technologieën. De vierde manier waarop het ETM deze informatie rapporteert, is via het **gestandaardiseerde kostenoverzicht**. Deze tabel specificeert voor elke technologie binnen de kostengroepen verschillende kostencomponenten in toenemend detail. In het kader van dit project is dit kostenoverzicht sterk verbeterd en uitgebreid. De opbouw ervan is schematisch weergegeven in Figuur 7. De rijen van het kostenoverzicht worden gevormd door de technologieën binnen hun bijbehorende kostengroepen en -subgroepen. De kolommen zijn gerangschikt naar opbouwend detailniveau. De eerste kolommen tonen de totale kosten, totale CAPEX en totale OPEX. In totaal zijn er 361 afzonderlijke technologieën gedefinieerd, welke samen een kostenoverzicht van het hele energiesysteem geven. De daaropvolgende kolommen bevatten de onderliggende componenten van CAPEX en OPEX. Voor CAPEX zijn deze de kapitaalslasten en afschrijving; voor OPEX de vaste en variabele operationele kosten. Op deze manier zijn de totale kosten voor een technologie te herleiden tot de afzonderlijke onderdelen, zoals de voorbeeldwaarden in Figuur 7 laten zien. Daarnaast bevat het gestandaardiseerde kostenoverzicht ook detailinformatie over parameters uit de achterliggende CAPEX-berekeningen, zoals de technische levensduur, en de emissiekosten voor fossiele CO₂. Deze zijn niet weergegeven in Figuur 7.

De kracht van dit kostenoverzicht ligt in het gestandaardiseerde karakter. Voor elk scenario, ongeacht welke technologieën er opgesteld staan, heeft het kostenoverzicht dezelfde vorm en volgen de getallen uit dezelfde, onderliggende systematiek. Op deze manier zijn de kosten van scenario's eenvoudig met elkaar te vergelijken en te gebruiken voor verdere analyse.

Een tweetal ontwerpkeuzes verdienen nog toelichting om het kostenoverzicht te kunnen duiden. Ten eerste bevat het kostenoverzicht alleen technologieën waarvoor de kostencomponenten *in principe* berekend kunnen worden door het ETM op basis van de aanwezige financiële en technische parameters. Als die informatie ontbreekt in het ETM is de technologie weggelaten uit het kostenoverzicht. Dit geldt bijvoorbeeld voor de faciliteiten voor import en export van energiedragers (zoals interconnectoren), maar ook voor de eerdergenoemde technologieën rondom mobiliteit die het ETM buiten beschouwing laat in de kostenberekening.

Ten tweede vermeldt het kostenoverzicht nu nog alleen de kosten voor energiedragers voor het energiesysteem *als geheel*. Voor elke drager, bijvoorbeeld elektriciteit of waterstof, is één rij opgenomen met de totale netto importkosten. Deze kosten worden momenteel niet verder uitgesplitst naar de sectoren waarbinnen de energiedragers gebruikt worden. Het ETM *kan* deze informatie in principe wel toekennen aan sectoren, omdat alle energiestromen precies bekend zijn. Die toekenning *gebeurt* echter nog niet, omdat er nog geen berekening bestaat om dat daadwerkelijk te doen. Bij een dergelijke toekenning moet zorgvuldig bijgehouden worden of kosten niet dubbel geteld worden. Bij de omzetting van elektriciteit in waterstof via een elektrolyser, bijvoorbeeld, moet goed nagegaan worden dat de elektriciteitskosten van de elektrolyser verrekend worden met de gebruiker van de geproduceerde waterstof. Het verder uitwerken van dergelijke boekhoudmethodes voor de kosten viel buiten bereik van dit project. Hier komen wij in hoofdstuk 6 nog op terug.

3.4 Introductie IP2024- en II3050-scenario's

Voor de analyse in dit project is gebruik gemaakt van de toekomstscenario's voor het energiesysteem die Netbeheer Nederland heeft gepubliceerd in het kader van de Investeringsplannen 2024 (IP2024) en de tweede editie van de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050). De openbare netwerkbeheerders zijn wettelijk verplicht om elke twee jaar een IP te publiceren met een tijdshorizon van tien jaar. De II3050 verkenning kijkt meer op de lange termijn en is een initiatief waarin alle Nederlandse netbeheerders samenwerken. II3050 is tot nu toe twee keer verschenen met een tussenpoos van 2 jaar. Er is voor gekozen deze scenario's te gebruiken, vanwege hun prominente rol in de discussie over het toekomstige energiesysteem.

De scenario's voor deze studies zijn gemaakt en gepubliceerd in het Energietransitiemodel (ETM). Daarbij zijn de uitkomsten van het ETM gebruikt voor netwerkberekeningen met de eigen modellen van de netbeheerders, om vast te stellen welke netverzwaringen voor ieder scenario nodig zijn. Omdat het ETM open source beschikbaar is en transparant is opgezet, kunnen de IP2024 en II3050 scenario's dus gebruikt worden voor een nadere analyse door derden van de kosten, investeringen en financiering van het energiesysteem. Daar hebben wij in dit project een eerste stap in gezet als voorbeeld van welke financieel-economische inzichten dit type analyse oplevert. Wij hebben per hoofdstuk, in de paragrafen 4.7, 5.4 en 6.5 onze aanbevelingen opgenomen voor verder onderzoek. De IP2024 scenario's hebben we gebruikt voor de jaren 2025, 2030 en 2035. Voor de jaren 2040 en 2050 hebben we de II3050 scenario's gebruikt.

Korte beschrijving IP2024 scenario's

In de investeringsplannen van 2024⁸ wordt door alle netbeheerders gebruik gemaakt van dezelfde drie scenario's. De scenario's beschrijven de ontwikkelingen van het energiesysteem tot 2035, zodat de netbeheerders hierop kunnen anticiperen en kwantificeren welke investeringen waar en wanneer nodig zijn. Hierin zijn overheidsbeleid en marktontwikkelingen zoveel mogelijk meegenomen. De toekomstbeelden zijn in lijn met de doelstelling om in 2030 minimaal 55% reductie in de uitstoot van broeikasgassen te realiseren ten opzichte van 1990. De drie scenario's beschrijven de verscheidenheid aan ontwikkelingen die kunnen leiden tot het behalen van de doelstellingen. Hiermee anticiperen de netbeheerders op de vele onzekerheden die er nog zijn in marktontwikkelingen en overheidsbeleid.

De drie scenario's bestaan uit één centraal scenario en twee flankerende scenario's die elk hun nadruk op een andere ontwikkelingsroute leggen. Figuur 8 illustreert de verhaallijn van deze drie scenario's.



- Scenario **Klimaatambitie (KA)**: Centraal scenario op basis van al het bestaande en het voorgenomen energie- en klimaatbeleid (Klimaat- en Energieverkenning 2022), aangevuld met de kabinetsambitie voor aanvullend geagendeerd beleid uit het Coalitieakkoord.



- Scenario **Nationale drijfveren (ND)**: Flankerend scenario dat ten opzichte van het Klimaatambitie scenario nóg sterker inzet op elektrificatie van de vraag en duurzame opwek op land.



- Scenario **Internationale ambitie (IA)**: Flankerend scenario dat ten opzichte van het Klimaatambitie scenario sterker inzet op duurzame gassen (moleculen). Naast directe elektrificatie wordt er meer ingezet op groen gas en waterstof.

Figuur 8 — Korte beschrijving van de drie IP2024 scenarioverhaallijnen (bron: Netbeheer Nederland)

Korte beschrijving van de II3050 scenario's

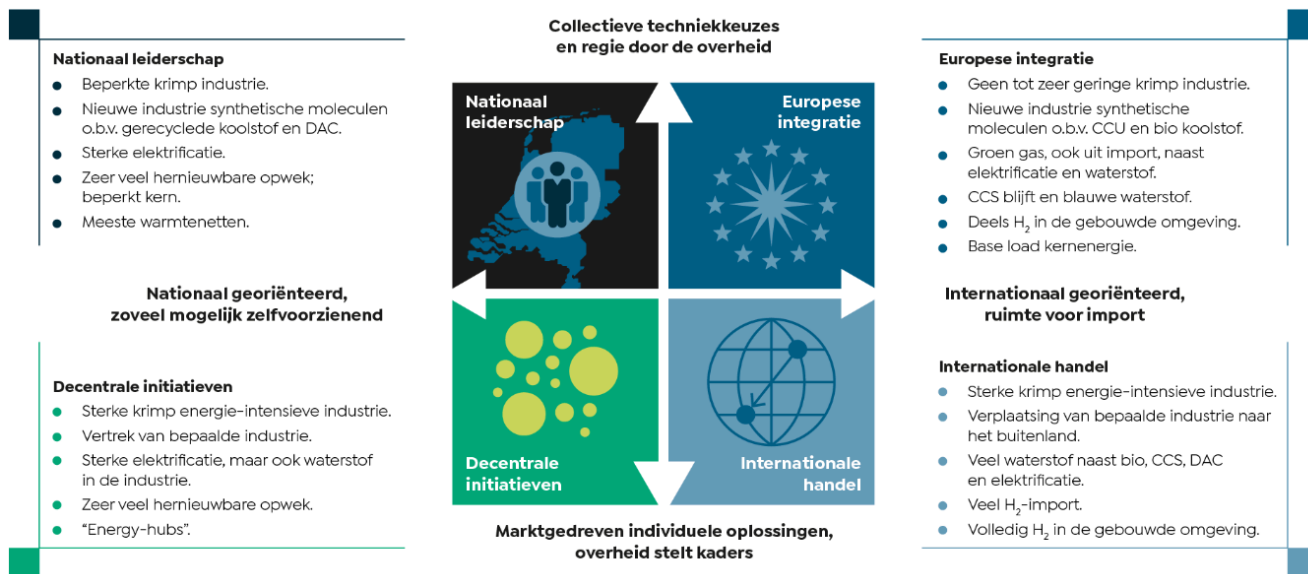
De II3050 scenario's schetsen vier verschillende routes richting een Klimaatneutraal energiesysteem in 2050. Deze scenario's zijn bedoeld als realistische extremen, ook wel hoekpuntscenario's genoemd, die samen de mogelijke ontwikkelingen van het energiesysteem en de impact op de infrastructuur beschrijven. Er is geen voorkeur voor één van deze scenario's en in werkelijkheid

⁸ <https://www.netbeheernederland.nl/publicatie/ip2024-scenario-rapportage>

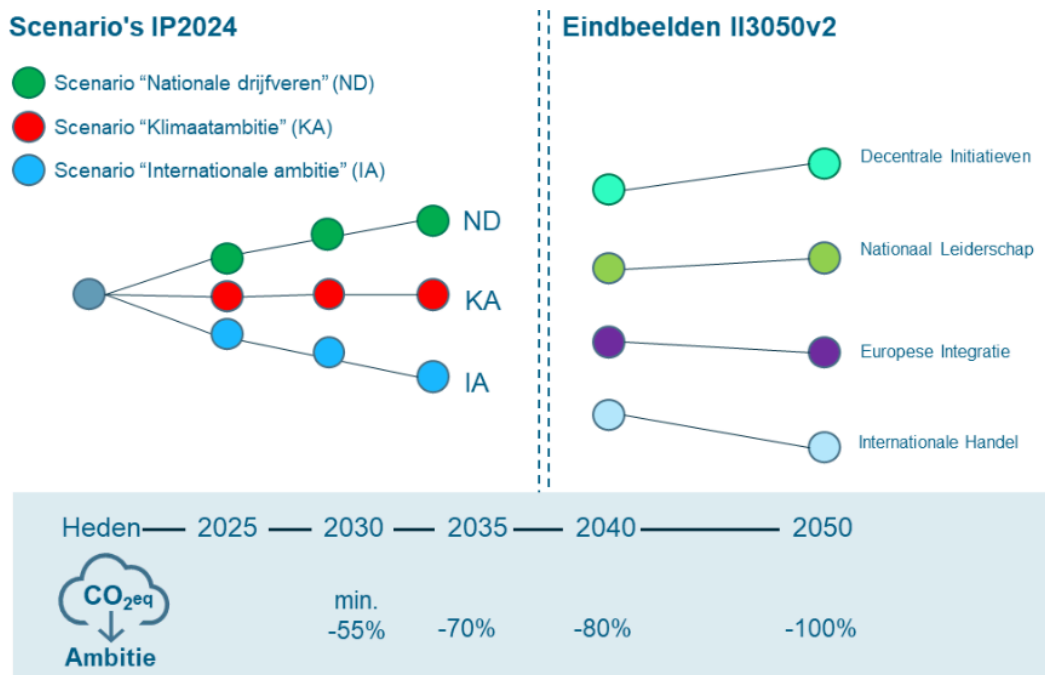
zal Nederland waarschijnlijk ergens tussen vier hoekpunten in uitkomen in 2050. Op hoofdlijnen bevatten deze scenario's de volgende uitgangspunten:

- **Decentrale initiatieven (DEC):** grote mate van autonome, mede dankzij sterke krimp van de energie-intensieve industrie, lokale opwek en lokaal gebruik van energie;
- **Nationaal leiderschap (NAT):** landelijke sturing op een zelfvoorzienend en efficiënt energiesysteem.
- **Europese integratie (EUR):** opwek in Europees verband, grootschalig gebruik van groen gas;
- **Internationale handel (INT):** kostenefficiënt gebruikmaken van technologieën en import van energiedragers, industrie verhuist voor een fors deel naar buiten Europa;

Een nadere toelichting op de onderliggende aannames achter de scenario's staat vermeld in Figuur 9.



Figuur 9 — Toelichting op de II3050-scenario's voor 2050 (bron: www.energiekompas2050.nl)



Figuur 10 — Samenhang tussen de scenario's voor IP2024 en de tweede versie van II3050 (bron: Netbeheer Nederland)

Bij deze I13050 scenario's moet verder worden opgemerkt dat een groot deel van het industrieel energieverbruik afkomstig is uit scenario's die zijn gemaakt met het Carbon Transition Model (CTM)⁹ van ISPT en Kalavasta. Dit is een rekenmodel waarin een groot deel van de Nederlandse industrie op site- en procesniveau wordt gesimuleerd. De resultaten van deze CTM-scenario's zijn via een modelkoppeling naar het ETM overgezet. Deze resultaten overschrijven daarmee de ETM-modellering van de industrie. Vanwege het bedrijfsgevoelige karakter hiervan, zijn deze resultaten niet op technologieniveau terug te voeren. Dit heeft ook invloed op het beschikbare detailniveau van de kosten voor dit energiegebruik in het gestandaardiseerde kostenoverzicht.

De samenhang tussen de IP2024 scenario's en de I13050 scenario's wordt geïllustreerd in Figuur 10. Hoewel deze scenario's samenhangen, zijn ze voor verschillende doeleinden opgesteld. Ze zijn niet volledig technologisch consistent gemaakt. Dit betekent dat tussen IA 2035 en INT 2040 mogelijk onrealistische overgangen zitten voor hoeveelheden zon, wind of warmtepompen bijvoorbeeld.

Daarnaast zijn binnen de IP2024 en I13050 verkenning *technologisch* consistente energiesysteemscenario's ontworpen. Het doel van deze scenariostudies was niet om *economisch* consistente scenario's te maken. Er is bijvoorbeeld niet berekend of de investeringen die in deze scenario's gedaan worden ook rendabel zijn bij de aangenomen prijzen.

Tabel 2 geeft de afkortingen die wij in dit rapport gebruiken in de tekst en in figuren om naar de IP2024 en I13050 scenario's te verwijzen. Waar nodig wordt de afkorting voor de duidelijkheid gevolgd door het jaartal van het scenario.

Tabel 2 — Gebruikte afkortingen voor de IP2024, I13050 scenario's en een gebruikt referentiescenario

Scenarionaam	Afkorting	Mogelijke jaartallen
IP2024 Nationale Drijfveren	(IP2024) ND	2025, 2030, 2035
IP2024 Klimaatambitie	(IP2024) KA	2025, 2030, 2035
IP2024 Internationale ambitie	(IP2024) IA	2025, 2030, 2035
I13050 Decentrale Initiatieven	(I13050) DEC	2040, 2050
I13050 Nationaal Leiderschap	(I13050) NAT	2040, 2050
I13050 Europese Integratie	(I13050) EUR	2040, 2050
I13050 Internationale Handel	(I13050) INT	2040, 2050
Business-as-usual referentiescenario bij I13050 Decentrale Initiatieven	BAU DEC	2050

3.5 Analyse op basis van IP2024 en I13050

Waar mogelijk maken wij binnen dit rapport direct gebruik van het gestandaardiseerde kostenoverzicht van het ETM met de IP2024 en I13050 scenario's als referentie. In onderstaande stuk lichten wij uit waar wij hier ten behoeve van deze studie vanaf geweken zijn.

Aanpassingen scenario's IP2024 en I13050

Er bleken binnen de I13050 studie alleen kostenaannames gedaan voor de scenario's met zichtjaar 2050. Reden hiervoor is dat de netbeheerders in de I13050 publicatie voor kosten alleen ingaan op de 2050 scenario's en niet ingaan op de tussentijdse jaren. Ten behoeve van deze studie hebben we daarom op basis van de openbaar beschikbare scenario met zichtjaar 2050 aangepaste

⁹ <https://carbontransitionmodel.com/>

scenario's voor de tussenliggende jaren gemaakt door de kostenaanname te interpoleren. Dit vertaalt zich in aanpassingen aan de scenario's door andere schuifjesinstellingen voor het ETM. Een totaaloverzicht van aangepaste schuifjes is te vinden in bijlage 7.1 en een overzicht van gebruikte ETM-scenario's in bijlage 7.2. De volgende werkwijze is gehanteerd voor het interpoleren:

- Technologie-ontwikkeling. Aangenomen is dat iedere technologie verbetert volgens een vaste leercurve, waarbij de investeringen per eenheid en onderhoudskosten jaarlijks met hetzelfde percentage afnemen tot de aangenomen kosten in 2050. Bijvoorbeeld: de investeringskosten van wind op land nemen tussen 2019 en 2050 met 49% af (aanname I13050). Dat komt overeen met een jaarlijkse reductie van 2,1%. De ETM-schuifjesinstelling voor 2030 is dus:
 $1 - (100\% - 2,1\%)^{11} = -21\%$
Voor een beperkt aantal technologieën is aangenomen dat de kosten toenemen. Zie de tabel in bijlage 7.1 voor de details.
- Kostprijzen. De commodity prijzen zijn lineair geïnterpoleerd tussen 2019 (het ETM-basisjaar) en het zichtjaar 2050, waarvoor I13050 aannames bekend zijn.
- Netaansluiting wind op zee. Voor wind op zee is de 2050-waarde overgenomen voor tussenliggende jaren. De netbeheerders gaven aan dat prijzen gestegen zijn sinds het publiceren van de studie, waardoor dit een zo goed mogelijke representatie van de werkelijkheid lijkt.

Correctie netbeheerskosten

Ten tweede voeren wij met betrekking tot de netbeheerskosten een correctie door. Ten behoeve van de I13050 studie hebben de netbeheerders buiten het ETM om de netkosten berekend. Het ETM blijkt ca. 65% duurder dan de eigen berekening van de netbeheerders, wat een verschil in de orde van €5 miljard in nationale kosten betekent. Ten dele wordt dit verklaard doordat de OPEX van de netbeheerders overschat wordt in het ETM. Ten behoeve van deze studie nemen wij daarom voor de gas- en elektriciteitsinfrastructuur alleen de CAPEX van het ETM over. De waarden voor netbeheerskosten (OPEX) nemen wij over van de officiële I13050 publicatie. Deze zijn alleen beschikbaar voor alle elektriciteits- en gasnetten samen. Voor tussenliggende jaren hebben we de ratio tussen OPEX en CAPEX in 2050 gebruikt om de OPEX te schatten.

Alternatieve indeling kostencategorieën

Ten derde hebben wij een alternatieve categorie-indeling gebruikt. De standaard categorieën in het ETM sluiten aan bij het opmaken van de energiebalans van het systeem. De gebruikte categorisering sluit beter aan bij het weergeven van hotspots in kosten en investeringen. We gebruiken de volgende categorieën:

1. Huishoudens
2. Overige gebouwen
3. Industrie en landbouw
4. Productie van energie
5. Import van energie
6. Energie-infrastructuur
7. Opslag en omzetting
8. Carbon Capture Utilization and Storage: afvang, benutting en opslag van CO₂

Bepalen investeringsbehoefte

Ten vierde hebben we gekozen in een andere methodiek te hanteren om de investeringsbehoefte te bepalen. Het ETM en het gestandaardiseerde kostenoverzicht gebruiken een greenfield aanpak. Binnen dit investeringsbedrag zijn daarom alle investeringen die gedaan moeten worden om het beoogde energiesysteem van een specifiek toekomstscenario op te bouwen, zonder rekening te houden met welke assets al aanwezig zijn en wat de leeftijd hiervan is. Door een combinatie van twee methodische problemen, leverde het gebruik van dit investeringsbedrag echter voor deze studie geen goede resultaten. Enerzijds houdt deze methode per definitie geen rekening met het systeem dat er al staat en waarin niet meer geïnvesteerd hoeft te worden. Hierdoor vertekenen resultaten op korte termijn. Zo komen bijvoorbeeld investeringen in fossiele assets naar boven, welke juist afgebouwd worden. Het andere probleem speelt juist op de lange termijn. De investeringskosten in veel technologieën nemen fors af, doordat deze een leercurve doorlopen. De investeringen worden geraamd op basis van de investeringskosten in het eindjaar. Dit levert een forse onderschatting van de investeringsbehoefte in latere zichtjaren op, omdat niet meegenomen wordt dat ook in eerdere jaren in deze technologie geïnvesteerd moet worden.

De IP2024- en II3050-studies bevatten scenario's voor de zichtjaren 2025, 2030, 2035, 2040 en 2050. In deze studie is ervoor gekozen de investeringsbehoefte in de periodes hiertussen uit te rekenen. Deze investeringen worden opgebouwd uit twee componenten. Enerzijds zijn er de vervangingsinvesteringen voor de apparaten in het systeem in het voorgaande jaar, op basis van de levensduur van het apparaat. Anderzijds zijn er de investeringen voor nieuwe of verwijderde apparaten. De som hiervan zijn de totale investeringen in de tussenliggende periode. Door deze som te delen door het aantal jaren in de periode, hebben we per periode de gemiddelde jaarlijkse investeringen bepaald. Als het aantal apparaten sneller afgebouwd wordt dan dat deze afgeschreven worden, leidt dit tot desinvesteringen. Deze 'negatieve investeringen' worden t.b.v. deze studie op 0 euro gezet.

Referentiescenario Business as Usual

Ter referentie hebben we een 'business as usual' (BAU) scenario gemaakt dat gebaseerd is op het Decentrale Initiatieven (DEC) 2050 scenario. Dit scenario stelt ons in staat om beter te vergelijken hoe de kosten van de toekomstscenario's qua structuur en hoeveelheden verschillen van het huidige energiesysteem. Om het referentiescenario te maken zijn wij zoveel mogelijk uitgegaan van 'autonome' ontwikkelingen op energiegebied. Zo zijn de bevolkingsgroei en aantallen woningen en gebouwen overgenomen uit het DEC 2050 scenario, evenals de autonome groei van vraag in de verschillende sectoren. Er zijn verder geen aannames gedaan over extra investeringen in hernieuwbare opwek of veranderingen in technologieën ten opzichte van het 2019 basisjaar. De prijzen voor brandstoffen en energiedragers zijn overgenomen uit een specifiek scenario van Netbeheer Nederland (zie Bijlage 7.2). Dit referentiescenario kan het beste vergeleken worden met het DEC 2050 scenario van II3050.

3.6 Financiering

De methodieken die ten grondslag liggen aan de resultaten van hoofdstuk 5 zijn door TNO ontwikkeld tijdens onderzoek dat in 2022 en 2023 is uitgevoerd. In hoofdstuk 5 presenteren en duiden de auteurs enkel de resultaten die zijn gegenereerd in deze pilot, zonder de methodieken en aannames te beschrijven. Het TNO-rapport 'Developing a methodology to track financial flows in the energy system'¹⁰ beschrijft het achtergrondonderzoek en de ontwikkeling van deze methodieken.

¹⁰ <https://repository.tno.nl/SingleDoc?find=UID%204857a730-59aa-419f-9f58-18160bf0d91c>

4 Analyse van de kosten en investerings voor het energiesysteem

4.1 Inleiding

Om meer gedetailleerd inzicht te krijgen in waar de kosten voor het toekomstige energiesysteem optreden en welke investeringen nodig zijn, geven we in dit hoofdstuk een overzicht van en duiding bij de kosten en investeringen die het Energietransitiemodel (ETM) uitrekent voor de (aangepaste) IP24024 en I13050 scenario's van Netbeheer Nederland (zie 3.4 en 3.5). De analyse in dit hoofdstuk dient ter illustratie van nut en noodzaak van dergelijke analyses als aanvulling op meer technische analyses van de veranderingen in het Nederlandse energiesysteem, zoals Netbeheer Nederland in de I13050 rapportage doet. In het volgende hoofdstuk komt de financiering van de investeringen aan bod.

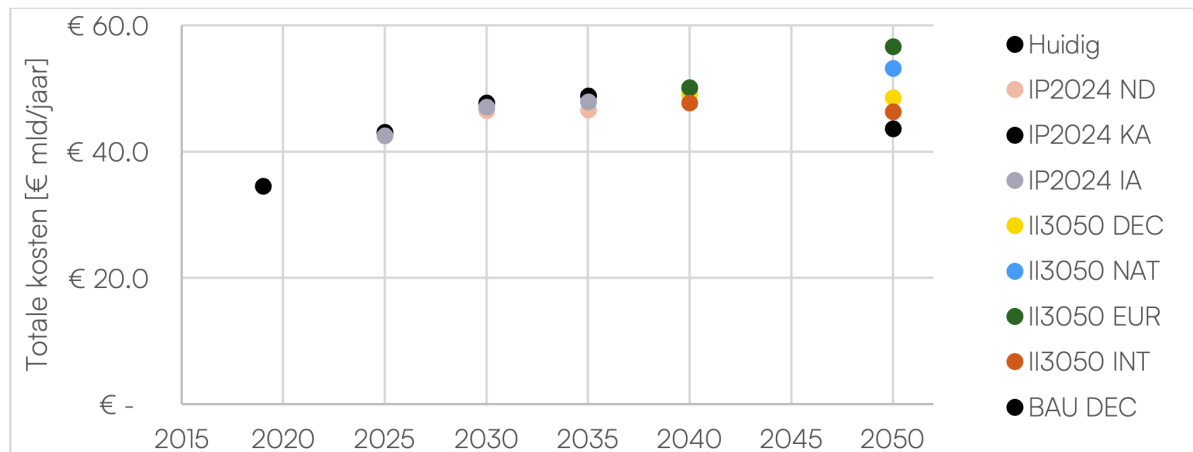
In de volgende paragrafen analyseren we eerst de totaalkosten van het energiesysteem per scenario. Vervolgens kijken we voor een aantal scenario's in meer detail naar de opbouw van deze kosten door de verhouding van CAPEX, OPEX en kosten voor energiedragers te vergelijken. Daarbij kijken we ook naar het effect dat differentiatie van de WACC heeft op de CAPEX. Daarna kijken we in nog meer detail naar de opbouw van de kosten per categorie voor de 2050 scenario's, om te zien hoe de kostenverdeling van het toekomstige energiesysteem totaal verandert. Tot slot analyseren we de benodigde investeringen voor twee scenariopaden. Dat doen we eerst voor de alle investeringen per categorie en daarna in detail per categorie voor één van de twee scenariopaden. De achterliggende data voor de kosten en investeringen zijn bijgevoegd in bijlagen 7.3 en 7.4.

4.2 Overzicht totaalkosten energiesysteem per scenario

Figuur 11 toont hoe de totale jaarlijkse energiesysteemkosten veranderen van 2019 tot 2050 voor de verschillende scenario's. We zien dat de kosten voor het energiesysteem toenemen, en dat de sterkste toename wordt voorzien tot 2035. Deze groei in kosten wordt deels veroorzaakt worden door autonome groei (bijv. bevolkingsgroei en/of groei van de industrie) en deels doordat het toekomstige energiesysteem kostbaarder is. Na 2035 lijken de kostenstijgingen wat te stabiliseren. De leercurves die zijn aangenomen kan een verklaring zijn voor het feit dat de kosten in de latere jaren stabiliseren. De scenario's voor 2050 vertonen meer spreiding in de totale systeemkosten. In deze scenario's zijn aannames gedaan over bijvoorbeeld de toekomst en grootte van de Nederlandse industrie. Dit bepaalt voor een belangrijk deel de spreiding in totaalkosten voor de scenario's in 2050. Omdat in de verschillende scenario's het energiesysteem niet even groot is, is deze spreiding dus geen maat van de aantrekkelijkheid van deze toekomstbeelden voor Nederland.

Het is belangrijk te vermelden dat voor de scenario's waarin meer energie wordt geïmporteerd, zoals voor het heden, BAU DEC, de IP2024 scenario's, Europese Integratie en Internationale Handel de aannames over internationale energieprijzen relatief veel invloed hebben op de totalen kosten. De Decentrale Initiatieven en Nationaal Leiderschapsscenario's zijn meer op zelfvoorzienendheid gericht en deze zijn minder afhankelijk van deze prijzen. Het valt op dat het BAU DEC 2050 scenario qua totaalkosten €5 miljard (11%) lager uitkomt dan het DEC 2050 scenario. Gezien de sterke gevoeligheid voor onzekere prijzen van energiedragers van dit scenario ten opzichte van de andere, kan men hieruit niet concluderen dat 'niets doen' een goedkoper energiesysteem oplevert.

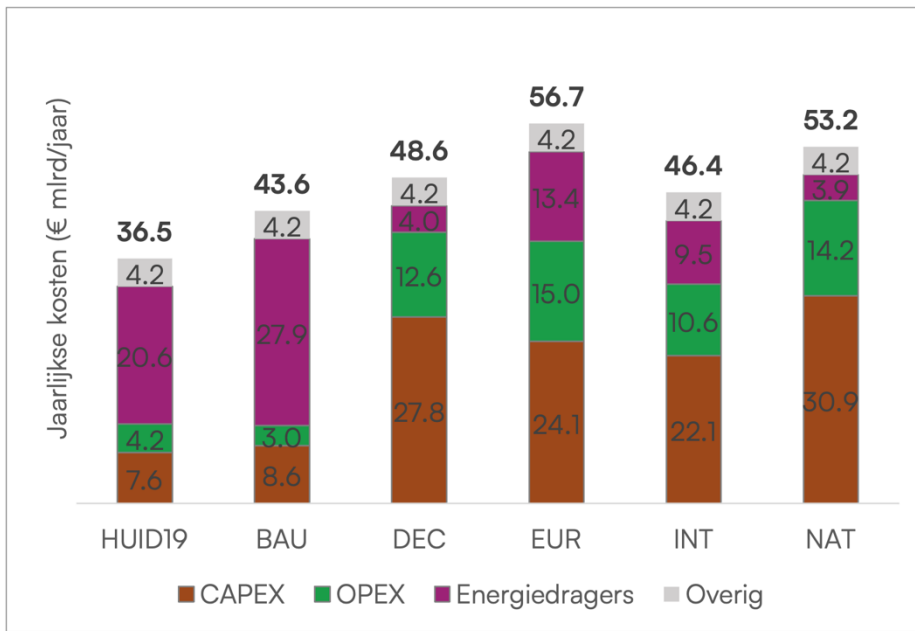
Voor een nadere duiding van de verschillen in kosten tussen de scenario's bekijken we in de volgende paragrafen de totaalkosten in meer detail.



Figuur 11 — Totale jaarlijkse kosten van het energiesysteem voor de scenario's die in deze rapportage gebruikt zijn

4.3 Analyse kapitaalintensiteit voor I13050-scenario's

Onderstaande Figuur 12 laat zien hoe de totale jaarlijkse energiesysteemkosten zijn op te delen in CAPEX, OPEX, kosten voor (import van) energiedragers en overige kosten¹¹. Dit geeft inzicht in hoe de CAPEX en OPEX van de verschillende scenario's zich verhouden tot de overige kosten voor het energiesysteem. Dit is relevant, omdat de energietransitie grote investeringen in nieuwe technologieën, gebouwen en processen vraagt. Het is dan ook te verwachten dat de kapitaalintensiteit van klimaatneutrale scenario's voor 2050, zoals uit de I13050 studie, hoger ligt dan nu het geval is of in het BAU DEC scenario. Doordat de omvang van het eigen energiesysteem toeneemt in klimaatneutrale scenario die meer in de eigen energie voorzien, zal ook de OPEX hoger liggen.



Figuur 12 — Opsplitsing in CAPEX, OPEX en kosten voor energiedragers voor de 2050 scenario's van I13050 en het BAU DEC referentiescenario

Voor deze analyse hebben we in Figuur 12 de scenario's met zichtjaar 2050 gezet naast een beeld van het energiesysteem in 2019 (basisjaar voor het ETM) en het BAU DEC 2050 scenario. Hoewel de totale jaarlijkse kosten van het BAU DEC 2050 scenario vergelijkbaar zijn met die van de I3050 scenario's voor 2050, is de kostenstructuur totaal verschillend. In alle I13050 scenario's zijn vooral de CAPEX, maar ook de OPEX, aanmerkelijk hoger en de kosten voor energiedragers navenant lager. Deze zijn lager in de I13050 scenario's voor 2050 als gevolg van de investeringen in hernieuwbare opwek, netwerkuitbreiding, energiebesparing en natuurlijk het al dan niet verplaatsen van de energie-intensieve industrie naar het buitenland.

Alle vier de klimaatneutrale I13050 scenario's laten zien dat er veel meer kosten voor het eigen systeem gemaakt zullen moeten worden en veel minder voor import van energiedragers. Het huidige energiesysteem en dat in het BAU 2050 scenario worden juist gedomineerd door kosten voor import van energiedragers. Daarbij moet worden opgemerkt dat de aannames over brandstofkosten sterk bepalend zijn voor de uitkomsten van BAU DEC 2050 en aannames over investeringskosten juist sterk bepalend voor de I13050 scenario's. In beide aannames zit onzekerheid, maar bij de investeringskosten kan verwacht worden dat er een leercurve optreedt, terwijl de prijzen van energiedragers historisch gezien volatieler zijn.

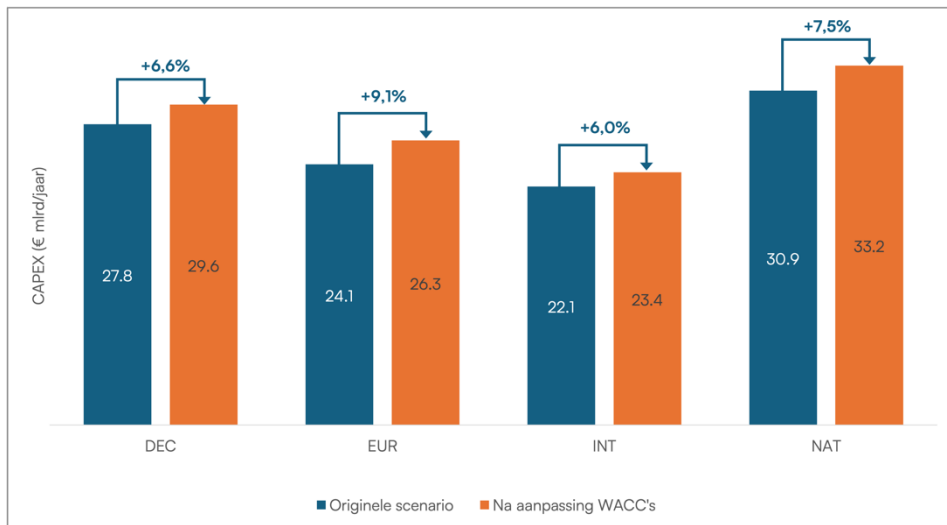
De forse kosten die gemaakt worden voor meer zelfvoorziening met het eigen energiesysteem zijn het duidelijkst te zien in de DEC en NAT scenario's, waar de CAPEX en OPEX samen respectievelijk maar liefst 83% en 85% van de totale jaarlijkse kosten zijn. Maar ook in de EUR en INT scenario's zijn deze kosten respectievelijk 69% en 70% van het totaal. Ter vergelijking: de CAPEX plus OPEX bedragen voor het BAU DEC 2050 scenario net geen 30%. De EUR en INT scenario's hebben de hoogste kosten voor energiedragers als gevolg van importen, in lijn met het veronderstelde open karakter van de economie in de EUR en INT scenario's.

Het hoge aandeel CAPEX in de totale jaarlijkse kosten roept de vraag op hoe gevoelig deze kostencomponent is voor economische ontwikkelingen. Een belangrijke inputparameter achter de CAPEX is de gebruikte discontovoet, ook wel de WACC (*weighted*

¹¹ De categorie 'Overig' in deze figuur bevat kosten die het ETM nu nog niet naar CAPEX en OPEX zijn opsplijt in het gestandaardiseerde kostenoverzicht. Het gaat hier met name om kosten voor de opslag van aardgas, warmte en waterstof.

average cost of capital) genoemd. De WACC is ook een veelgebruikte indicator voor financieringskosten voor bedrijven en projecten.

Momenteel hanteren de II3050-scenario's in het ETM een WACC van 3% voor alle technologieën. Dit is een keuze van de auteurs van de II3050 studie. Figuur 13 hieronder toont het effect op de CAPEX als we de WACC-waardes voor verschillende soorten technologieën juist differentiëren. Om deze analyse te doen hebben wij de instellingen voor de WACC-waardes teruggezet naar de gedifferentieerde standaardwaarden in het ETM. Deze standaardwaarden zijn gebaseerd op publieke bronnen en eind 2020 door TNO gecontroleerd. Deze standaardwaarden zijn te vinden in de online documentatie van het ETM¹². Ze variëren van 2% *reële* WACC voor technologieën en isolatie in huishoudens, tot 3% voor publieke infrastructuur, 4% voor commercieel volwassen technologieën en 7% voor minder volwassen technologieën. ETM-gebruikers kunnen zelf instellen welke WACC ze willen gebruiken voor deze categorieën. Zoals Figuur 13 laat zien, stijgen de totale CAPEX met tussen de 6,0% (Internationale handel) en 9,1% (Europese integratie) in de II3050-scenario's.



Figuur 13: Gevoeligheidsanalyse van de CAPEX met verschillende WACC-niveaus in de II3050 2050 scenario's.

Veel van de studies die momenteel publiek uitgebracht worden, gebruiken een *maatschappelijke WACC* voor duurzame energie, welke lager is dan de gebruikelijke, door de markt gefinancierde technologie. De achterliggende gedachte is dat het maatschappelijk wenselijk is dat deze technologie tegen een lagere discontovoet kunnen worden gefinancierd. Risico hierbij is echter wel dat als deze technologie toch door de markt gefinancierd wordt, het gebruikelijke markttarief zal gelden. In dat geval geldt dat de kapitaalslasten van duurzame technologie dan onderschat worden.

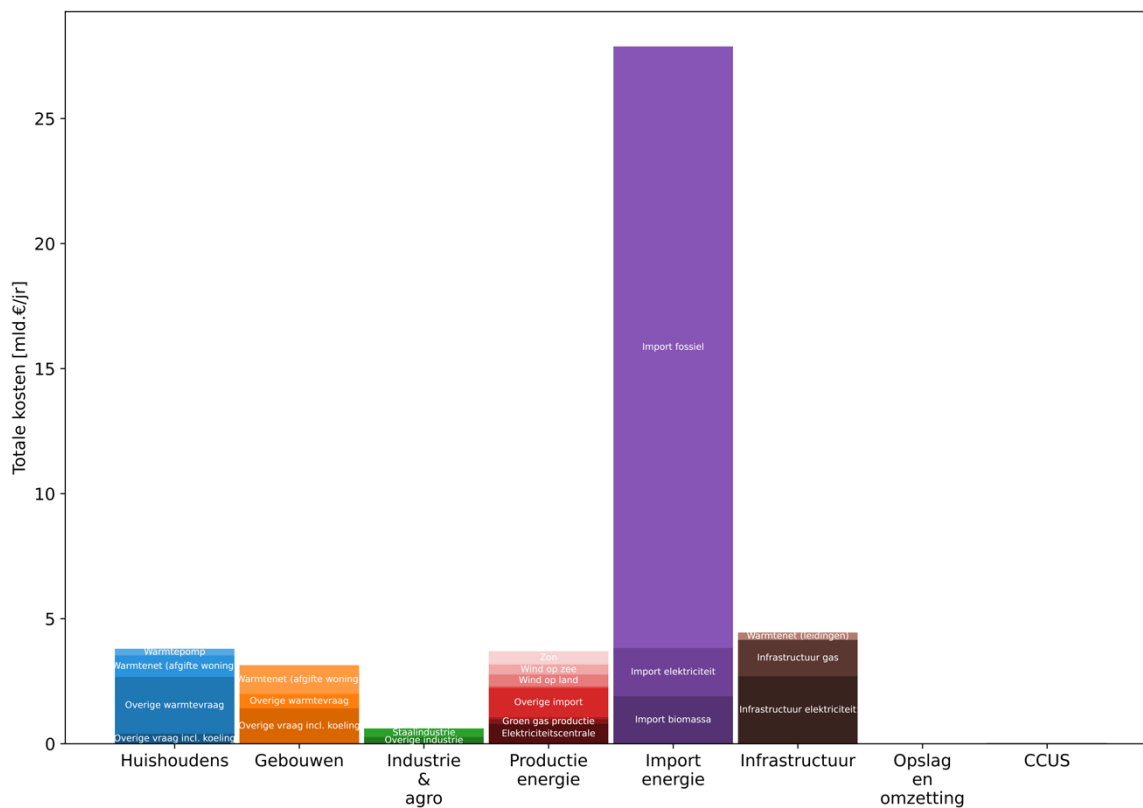
4.4 II3050 2050 kosten in detail per categorie

Het gestandaardiseerde kostenoverzicht maakt het mogelijk om op meer detailniveau te kijken waar de jaarlijkse kosten door worden veroorzaakt. Voor alle 2050 scenario's hebben we hieronder een gedetailleerder overzicht van de totale kosten van het energiesysteem opgenomen. Hieruit valt duidelijk op te maken dat er een verschuiving van de kostenstructuur optreedt tussen het BAU DEC 2050 en de II3050 2050 scenario's.

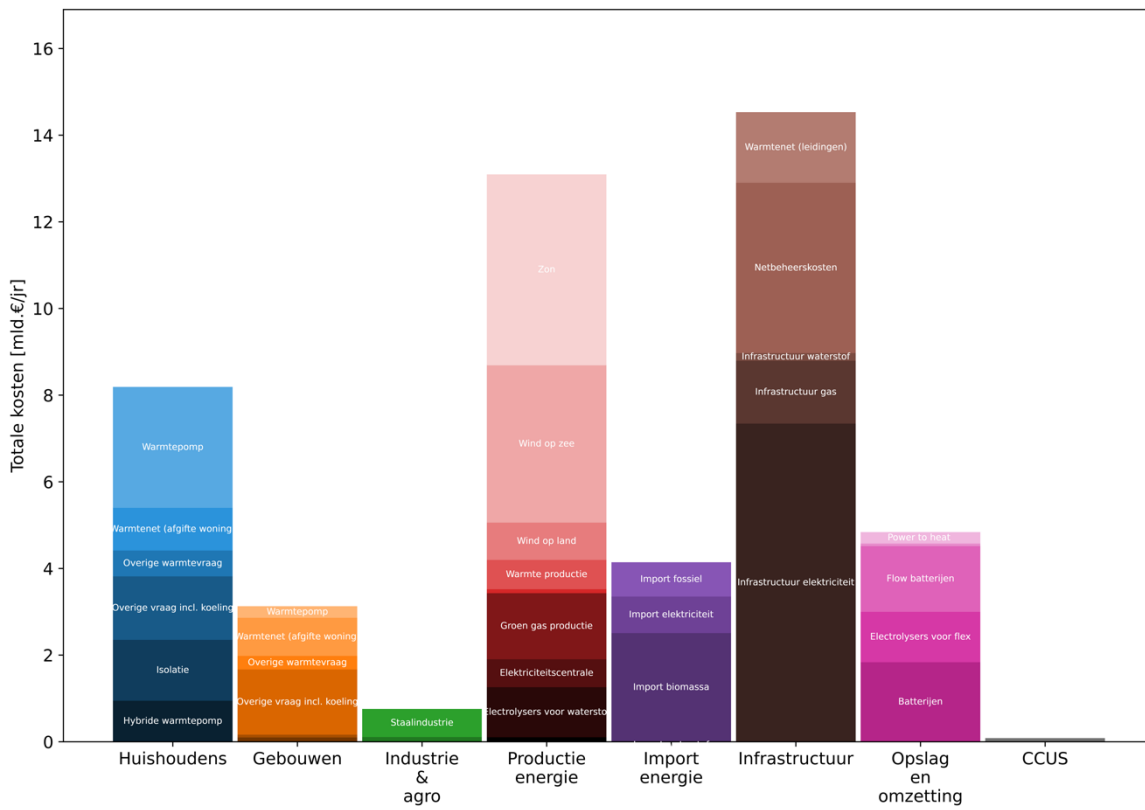
Als eerste tonen we in Figuur 14 het BAU DEC 2050 referentiescenario. Hier is duidelijk te zien hoe sterk de kosten voor het energiesysteem (€43,6 miljard) voor meer dan de helft uit import van energie (€27,9 miljard) bestaat, een percentage dat sterk afhangt van de aannames over energieprijzen. De gegevens in Figuur 15 t/m Figuur 18 voor de II3050 scenario's voor 2050 laten zien hoe sterk de kostenstructuur verandert, terwijl de totale jaarlijkse systeemkosten slechts iets hoger zijn dan voor het BAU DEC

¹² Zie <https://docs.energytransitionmodel.com/main/cost-wacc> voor een overzicht van de WACC's voor verschillende technologieën.

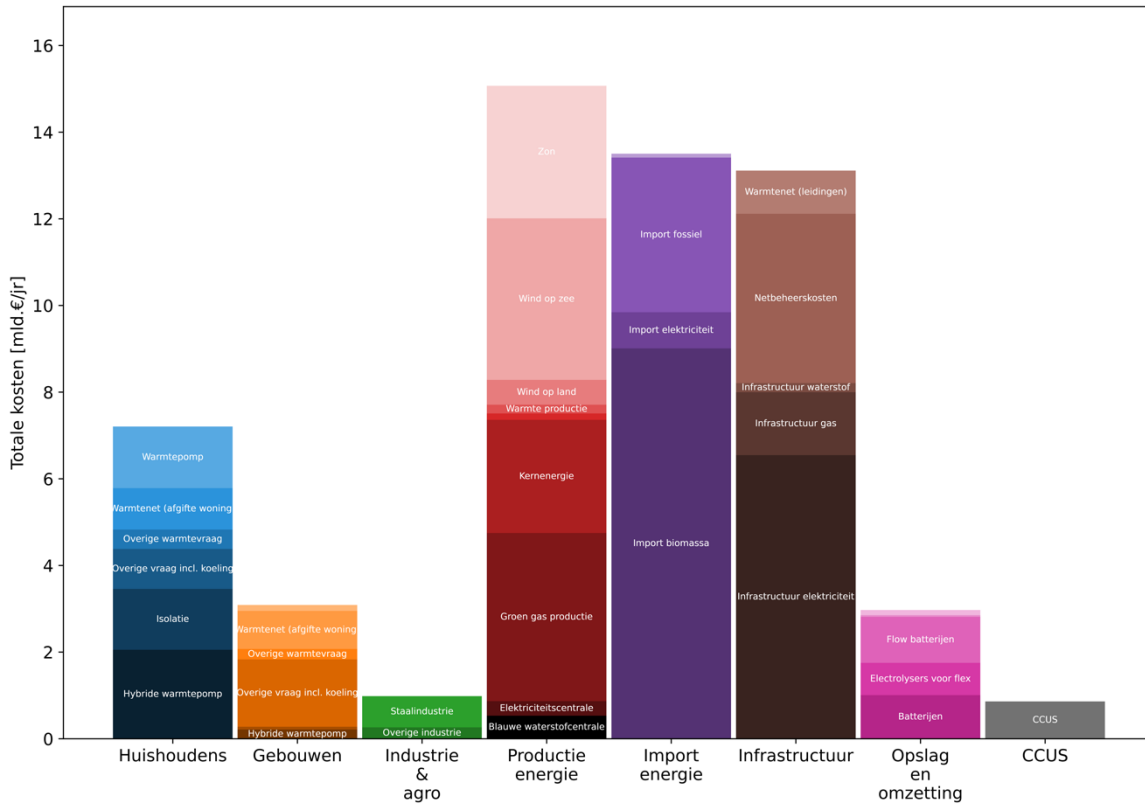
referentiescenario. Hoewel de I13050 scenario's vier 'hoekpuntsenario's' zijn die behoorlijk verschillende toekomstbeelden voor een klimaatneutraal energiesysteem voorstellen, zijn ze onderling qua kostenstructuur redelijk vergelijkbaar.



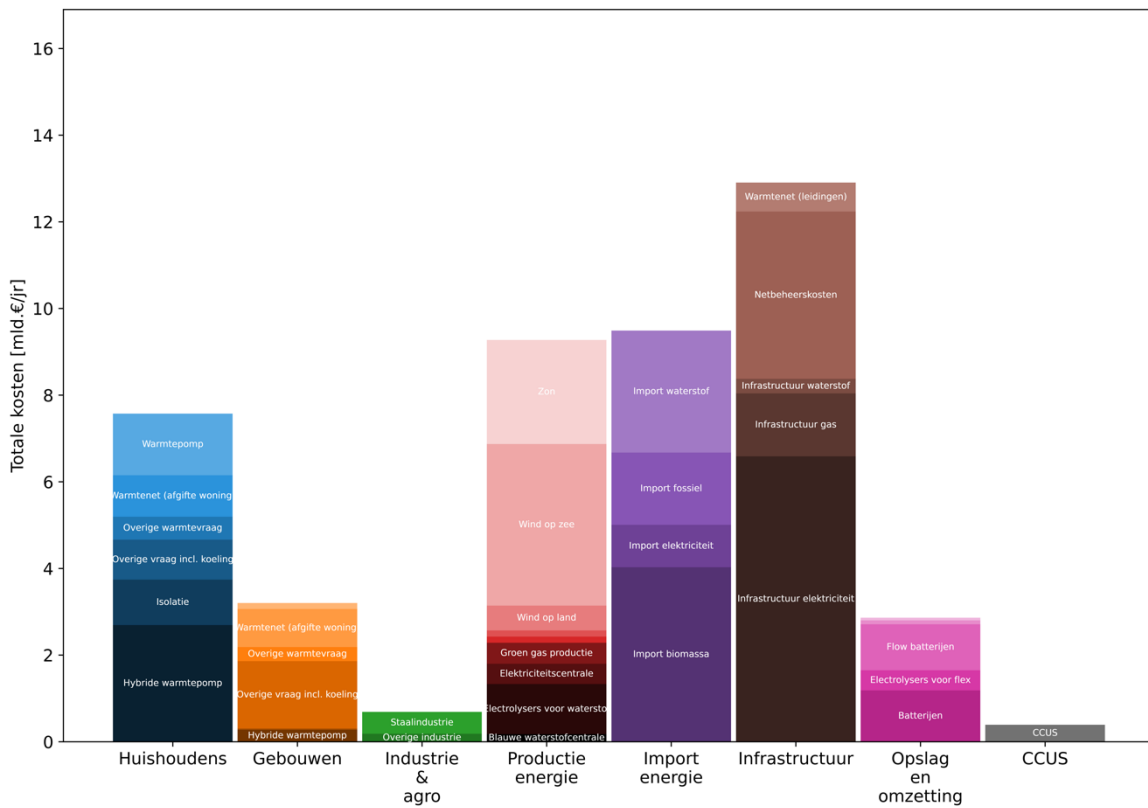
Figuur 14 — Detailoverzicht energiesysteemkosten voor het BAU-referentiescenario Decentrale Initiatieven 2050



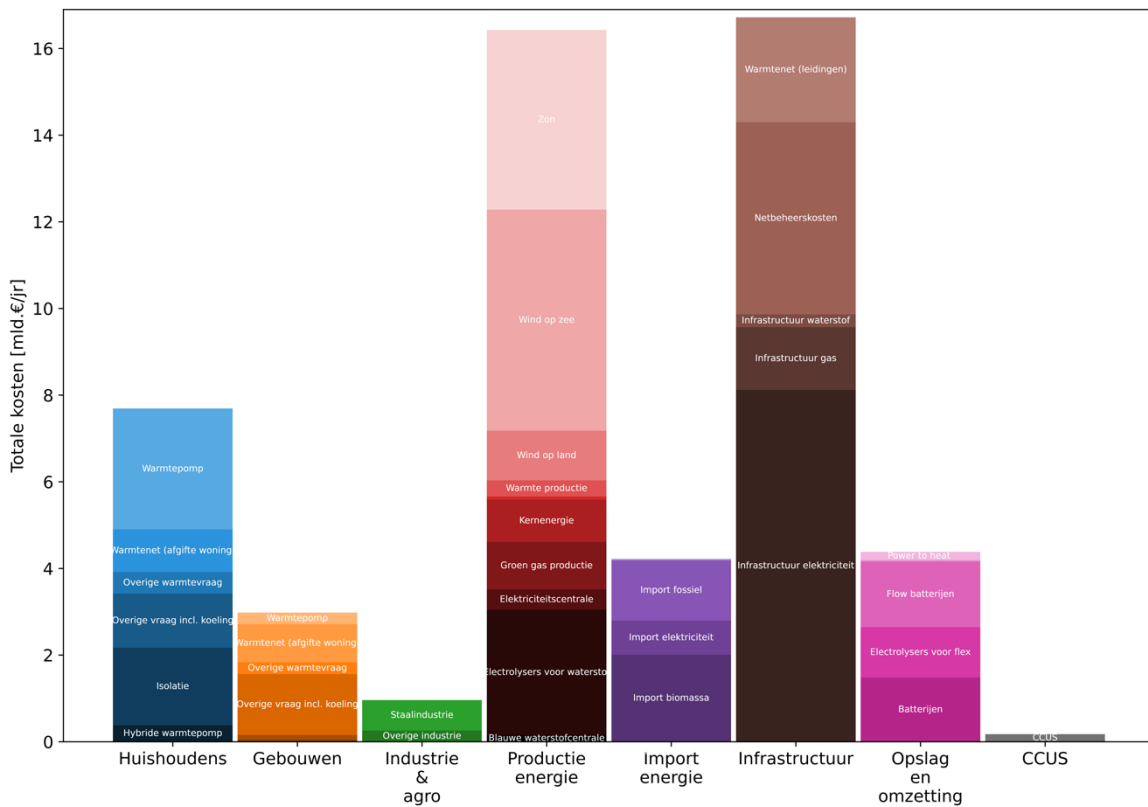
Figuur 15 — Detailoverzicht energiesysteemkosten voor het II3050 scenario Decentrale Initiatieven 2050.



Figuur 16 — Detailoverzicht energiesysteemkosten voor het II3050 scenario Europese Integratie 2050



Figuur 17 — Detailoverzicht energiesysteemkosten voor het II3050 scenario Internationale Handel 2050



Figuur 18 — Detailoverzicht energiesysteemkosten voor het II3050 scenario Nationale Sturing 2050

De kosten voor productie plus import van energie zijn in alle scenario's lager dan de kosten voor import van energie in het BAU DEC scenario. We zien dus een verschuiving in de waardeketen van import van energie naar binnenlandse productie van energie, maar ook vooral naar (elektrische) infrastructuur en oplossingen voor verwarming en koeling in de gebouwde omgeving. Ook voor opslag en omzetting en de industrie¹³ worden significante kosten gemaakt. De kosten voor productie en transport van energie en oplossingen om te zorgen dat deze energie op het juiste moment beschikbaar is, nemen dus sterk toe. Ook voor de kosten in de eindgebruiksectoren is dit het geval. De kosten voor energie-import nemen in alle gevallen sterk af. Ze zijn het laagst in de DEC (€4,0 miljard) en NAT (€3,9 miljard) scenario's, waar meer op nationale zelfvoorziening is gestuurd, en het hoogst in de EUR (€13,4 miljard) en INT (€9,5 miljard) scenario's waar dit niet zo is. Deze laatste twee scenario's laten behalve hogere energie-importkosten ook nog forse jaarlijkse kosten voor energieproductie en infrastructuur zien.

Inzoomen op de jaarlijkse kosten van het I13050 Decentrale Initiatieven 2050 scenario

Om een beter idee te krijgen van hoe de kosten van een klimaatneutraal energiesysteem eruitzien, kijken we als voorbeeld in meer detail naar de kosten voor het DEC 2050 scenario. We zien dat de jaarlijkse kosten voor huishoudens (€8,2 miljard) voor een groot deel ingrepen in woningen betreffen voor het invullen van de warmtevraag, isolatie en koeling. De jaarlijkse kosten voor (hybride) warmtepompen zijn jaarlijks €3,7 miljard. Slechts een beperkt deel van de kosten zijn collectieve warmtenetten. Verder valt op dat hoewel de kosten voor verwarming overheersen, de kosten voor koeling vergelijkbaar zijn met die voor isolatie. Voor de overige gebouwen zijn de kosten voor koeling zelfs de helft van de totale jaarlijkse kosten (€3,1 miljard). Het verdient de aanbeveling om behalve de verwarming ook de toekomstige kosten voor koeling goed in de gaten te houden. Oplossingen die de warmte- én de koudevraag tegelijk helpen invullen, kunnen de kosteneffectiviteit van de energietransitie vergroten mits lokaal slim geïntegreerd. Denk hierbij aan WKO-putten en lage temperatuur warmtenetten.

De kosten voor de industrie en landbouw (€750 miljoen) zijn mede bepaald door aannames dat de Nederlandse industrie krimpt in het DEC 2050 scenario. Verder merken we op dat slechts een beperkt deel van de benodigde veranderingen in industriële processen in het ETM gemodelleerd worden. De zeer diverse chemiesector en de raffinagesector worden vrijwel volledig op energiestromen gemodelleerd en niet op het niveau van processen in fabrieken. De assets die nodig zijn voor het maken van bijvoorbeeld warmte zijn dus wel in beeld, maar niet alle andere assets in het productieproces. Als gevolg daarvan zijn ook de investeringen in alternatieve productieprocessen niet zichtbaar in de kosten. Bovendien is een deel van de kosten voor industrie mogelijk buiten beeld als gevolg van de koppeling met vertrouwelijke scenario's in het Carbon Transition Model (CTM). In een vervolg op deze studie zal daarom meer aandacht naar de kosten voor industrie moeten gaan, om deze beter te kunnen bepalen.

De jaarlijkse kosten voor productie van energie (€13,1 miljard) worden zoals verwacht gedomineerd door elektriciteitsproductie uit zon en wind. De productie van groen gas, waterstof (offshore elektrolyse) en warmte zorgen samen voor jaarlijks €3,6 miljard aan kosten. Alle overige kosten zijn voor elektriciteitsproductie. Hoewel het onzeker is wat de toekomstige kosten voor zon en wind zullen zijn, zijn deze vanaf het moment van investeren tot het einde van de levensduur met vrij grote zekerheid te voorspellen. Dit terwijl importen en gebruik van energiedragers altijd tot onvoorspelbare kosten zullen leiden. Als het klimaatneutrale energiesysteem eenmaal gerealiseerd is, zullen de kosten dus redelijk zeker zijn. De kosten om dit klimaatneutrale systeem te realiseren vragen echter in de toekomst nog extra aandacht, gezien het grote aandeel van deze kosten in de totale jaarlijkse kosten.

De jaarlijkse kosten voor energie-import (€4,0 miljard) zijn een factor zeven lager dan in het BAU DEC referentiescenario en bestaan in het DEC 2050 scenario voor twee derde uit kosten voor biomassa import. Daarbij moet worden opgemerkt dat de toekomstige kosten voor biomassa net als voor waterstof onzeker zijn, aangezien te verwachten valt dat de vraag naar biomassa en waterstof voor energie en grondstof wereldwijd sterk zal stijgen. Mogelijk dat de import van biomassa of waterstof in de toekomst dus voor hogere kosten zal zorgen. Overigens heeft het DEC 2050 scenario een kleine netto waterstofexport, wat in Figuur 15 als negatieve kosten te zien is.

De jaarlijkse kosten voor energie-infrastructuur vormen de belangrijkste kostenpost in het DEC 2050 scenario (€14,5 miljard). Het grootste deel hiervan bestaat uit kosten voor de elektriciteitsinfrastructuur. De sterke elektrificatie van de maatschappij in deze scenario's leidt begrijpelijkerwijs tot grote netverzwaringen. Elektriciteitsinfrastructuur is bovendien relatief duur ten opzichte van pijpleidingen voor transport en distributie van gas of waterstof. De hoge kosten voor netverzwaringen die TenneT en regionale

¹³ De kosten voor industrie zijn mogelijk niet volledig in beeld als gevolg van het feit dat Netbeheer Nederland hiervoor gedetailleerde scenario's heeft laten opstellen in een ander model: het Carbon Transition Model (CTM) van ISPT en Kalavasta. Via een modelkoppeling zijn de energetische resultaten hiervan en bijbehorende kosten in het ETM gezet, maar het is onzeker of alle bijbehorende kosten in beeld zijn. Een tweede reden dat de kosten mogelijk niet volledig in beeld zijn is dat het ETM die sectoren die niet gekoppeld zijn aan het CTM niet in voldoende detail modelleert.

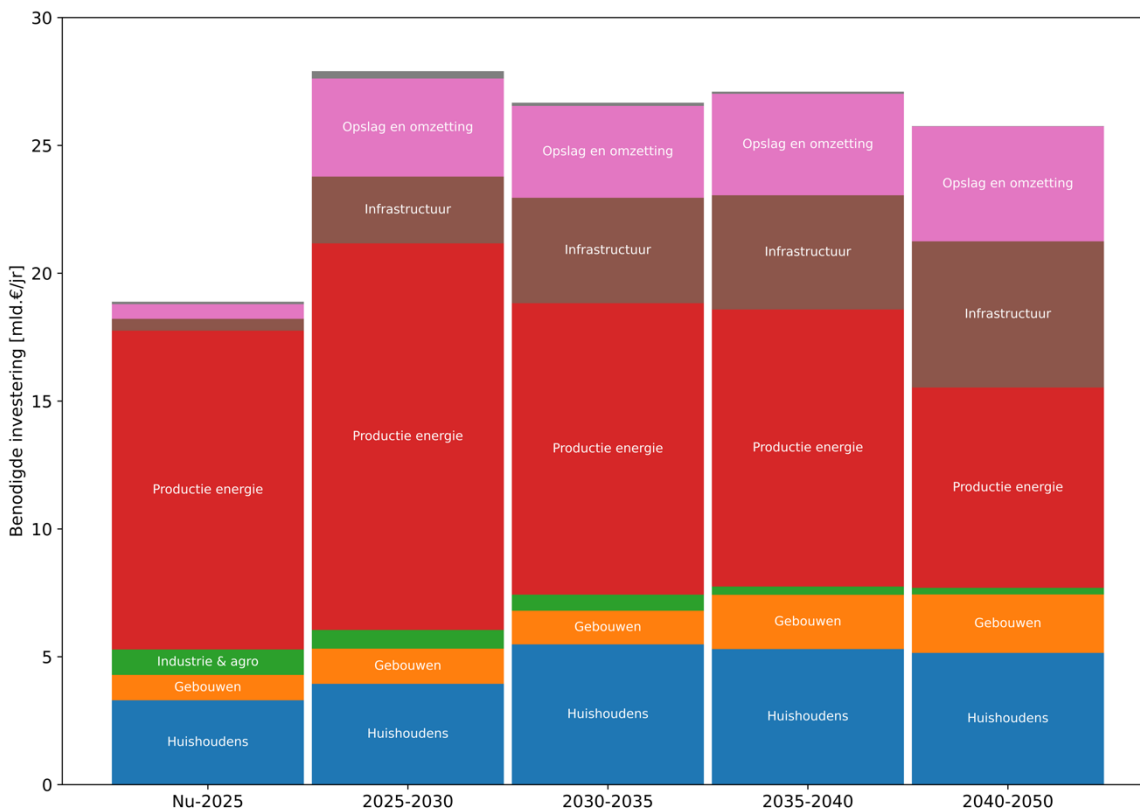
netbeheerders moeten doen krijgen inmiddels veel aandacht in de media. Het beheersbaar houden van deze kosten verdient aandacht van de sector en overheid.

Tot slot zijn de jaarlijkse kosten voor omzetting en opslag van energie met €4,8 miljard significant. Er is veel aandacht voor de noodzaak van elektrolyse voor het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit en de productie van waterstof. In het DEC 2050 scenario zijn de kosten voor beide vormen van elektrolyse ieder €1,2 miljard. De kosten voor lithium-ion batterijen (€1,8 miljard) en flow batterijen (€1,5 miljard) zijn vergelijkbaar. Voor al deze kosten geldt dat onzekerheid over beschikbaarheid van grondstoffen en voldoende productiecapaciteit de voorspelbaarheid van deze kosten negatief beïnvloed. Ook voor deze kosten verdient het de aanbeveling om nader onderzoek te doen.

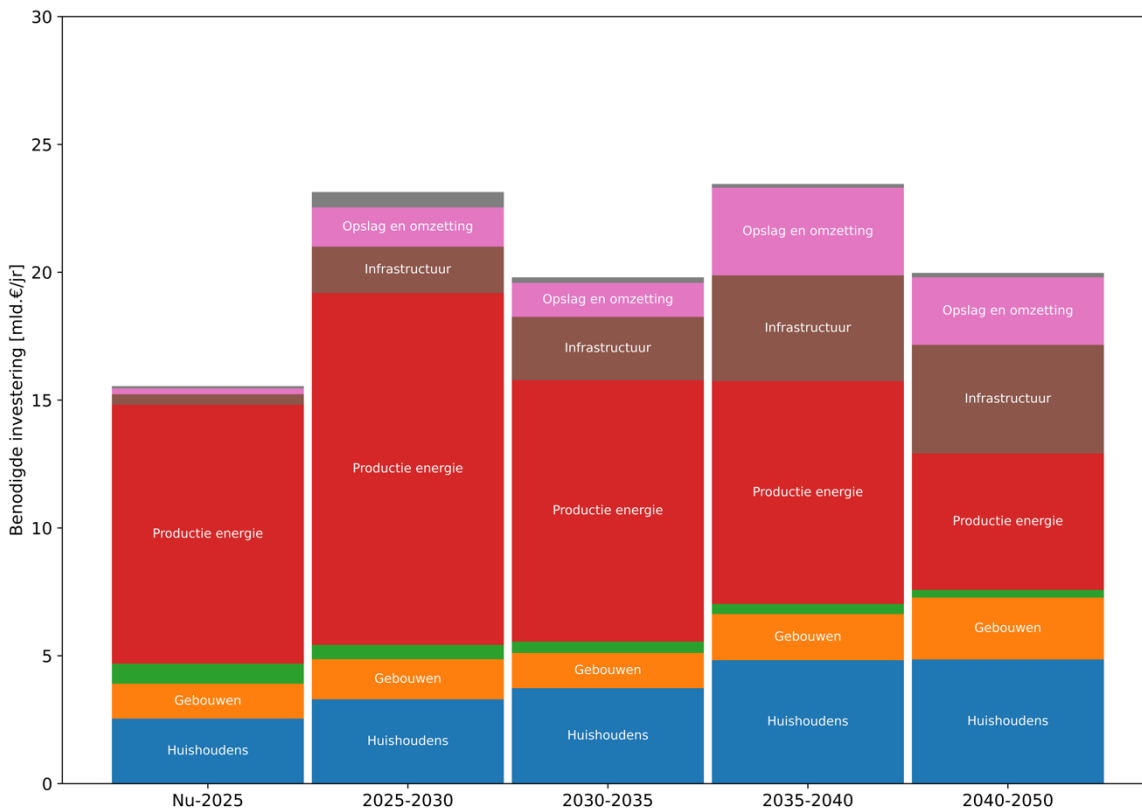
4.5 Investeringen: overzicht van investeringspaden

De vergelijkingen van jaarlijkse kosten van het energiesysteem in 2050 leveren waardevolle inzichten op over de aard van die energiesystemen in verschillende scenario's. Bovenstaande beschouwingen gaan echter voorbij aan het feit dat die energiesystemen het resultaat zijn van een transitieperiode van ongeveer 30 jaar. In deze periode zullen sommige uitgaven meerdere keren gedaan moeten worden, vanwege de technische levensduur van de onderliggende technologie. Afhankelijk van het aanschafmoment zal bijvoorbeeld een warmtepomp (levensduur van 15 jaar) mogelijk meermaals vervangen moeten worden gedurende deze periode, terwijl de kosten voor een warmtenet (levensduur van 40 jaar) slechts eenmaal gemaakt worden. In deze paragraaf richten wij ons daarom op de gemiddelde jaarlijkse *investeringen*. Daarbij hebben wij correcties voor de technische levensduur meegenomen; zie paragraaf 3.5 voor een precieze beschrijving van de achterliggende methodologie.

Om te bepalen wat de gemiddelde jaarlijkse investeringen zijn in de periodes 2019 – 2025, 2025 – 2030, 2030 – 2035, 2035 – 2040 en 2040 – 2050 hebben we de IP2024 en de I13050 scenario's die het beste op elkaar aansluiten gecombineerd tot twee transitiepaden. Het 'Internationale scenariopad' loopt via de Internationale Ambitie scenario's van IP2024 naar de Internationale Handel (INT) scenario's van I13050 (zie Figuur 10). Het 'Decentrale scenariopad' loopt van de Nationale Drijfveer scenario's van IP2024 naar de Decentrale Initiatieven (DEC) scenario's van I13050. Voor een nadere uitleg van hoe de gemiddelde jaarlijkse investeringen per periode zijn berekend, zie paragraaf 3.5.



Figuur 19 — Ontwikkeling van de gemiddelde jaarlijkse investeringen in het 'Decentrale scenariopad' van nu tot 2050



Figuur 20 — Ontwikkeling van de gemiddelde jaarlijkse investeringen in het 'Internationale scenariopad' van nu tot 2050

In Figuur 19 en Figuur 20 staan de gemiddelde jaarlijkse investeringen per tijdperiode weergegeven voor respectievelijk het Decentrale scenariopad en het Internationale scenariopad. Hierbij onderscheiden we dezelfde categorieën als in paragraaf 4.4. Hoewel beide scenariopaden een vergelijkbare verdeling laten zien voor de investeringen per categorie, valt meteen op dat voor het Decentrale scenariopad, eindigend bij het DEC 2050 scenario, fors meer geïnvesteerd moet worden. Dit ligt in de lijn van verwachting. Voor 2050 hadden we in Figuur 12 al gezien dat de CAPEX in het DEC 2050 scenario (€27,8 miljard) hoger zijn dan in het INT 2050 scenario (€22,1 miljard). In het Internationale scenariopad is ook te zien dat de gemiddelde jaarlijks investeringen in de periode 2035 – 2040 toenemen nadat ze in de periode hiervoor waren afgenomen. Dit is mogelijk het gevolg van het feit dat de IP2024 en I13050 scenario's niet volledig op elkaar zijn afgestemd.

De investeringen in beide scenariopaden worden gedomineerd door investeringen in de productie van energie, transport en distributie van energie (infrastructuur) en middelen om te zorgen dat de energie er op het juiste moment is (opslag en omzetting). Deze categorieën vertegenwoordigen samen ongeveer twee derde van het totaal¹⁴. Daarbij worden tot 2040 de grootste investeringen in productie van energie gedaan en in de laatste periode in infrastructuur en opslag en omzetting. Infrastructuur en opslag en omzetting volgen begrijpelijkerwijs op investeringen in de productie van energie. De langzaam afnemende jaarlijkse investeringsbedragen in productie zijn mogelijk het gevolg van aannames over leercurves voor zon en wind in plaats van dat minder productievermogen wordt neergezet in de latere periodes. Er wordt immers aangenomen dat zon en wind goedkoper worden om te realiseren.

In werkelijkheid is het overigens niet waarschijnlijk dat de meeste investeringen in infrastructuur pas na 2035 gedaan worden. De huidige congestieproblematiek voor de elektriciteitsnetten vraagt al om capaciteitsuitbreiding. Het ligt daarbij voor de hand om vooruit te investeren en per uitbreidingsproject te zorgen dat verdere uitbreiding in de toekomst niet nodig is. Dit is ook de lijn die minister Jetten van Economische Zaken en Klimaat heeft aangekondigd bij de publicatie van het Nationaal Plan Energiesysteem

¹⁴ Zie ook de eerdere opmerking dat waarschijnlijk een deel van de investeringen in de industrie niet in beeld zijn.

2050¹⁵. Al met al zal dit betekenen dat investeringen meer naar voren gehaald zullen worden. In de IP2024 en II3050 scenario's is dit niet terug te zien, doordat de netbeheerders hier per scenario bepalen welke netuitbreiding nodig is op basis van de uitkomsten van het ETM en hun eigen netwerkmodellering. Netwerkuitbreiding is dus in deze aanpak dus enkel een gevolg van de ontwikkeling van het energiesysteem en er wordt niet vooruit geïnvesteerd. Dat wil uiteraard niet zeggen dat de Nederlandse netbeheerders geen plannen hebben om vooruit te investeren. Het doel van de II3050 rapportage was simpelweg niet om het optimale investeringspad voor infrastructuur te bepalen.

Sinds het verschijnen van de II3050 rapportage in 2023 is gebleken dat de geschatte investeringen voor infrastructuur die nodig zijn alweer fors naar boven zijn bijgesteld door de Nederlandse netbeheerders. De bedragen in deze rapportage zijn dan ook lager dan bedragen die meer recent in de media zijn verschenen over benodigde investeringen in de elektriciteitsnetten op land en op zee¹⁶. Het ligt voor de hand dat het de komende decennia voor Nederland van strategisch belang is deze kosten beheersbaar te houden, net als dit nu bijvoorbeeld het geval is voor de kosten van fossiele energiedragers. Een nadere analyse is nodig om te kijken wanneer investeringen plaats moeten vinden, hoe dit gefinancierd kan worden (zie ook hoofdstuk 5) en om te kijken hoe deze kosten beheersbaar gehouden kunnen worden. Internationaal neemt de vraag naar kabels en transformatoren de komende decennia sterk toe. Daar komt bij dat Netbeheer Nederland zelf in de bijlage van haar rapportage de beschikbaarheid van voldoende grondstoffen (metalen) ter discussie stelt. Nader onderzoek naar beleid dat hierop stuurt is daarom ook zeer welkom. Naast de noodzaak om tijdig voldoende transportcapaciteit te realiseren en netcongestie te voorkomen, kan investeren in infrastructuur vóór grondstoffen structureel schaars worden mogelijk bijvoorbeeld bijdragen om deze kosten te drukken.

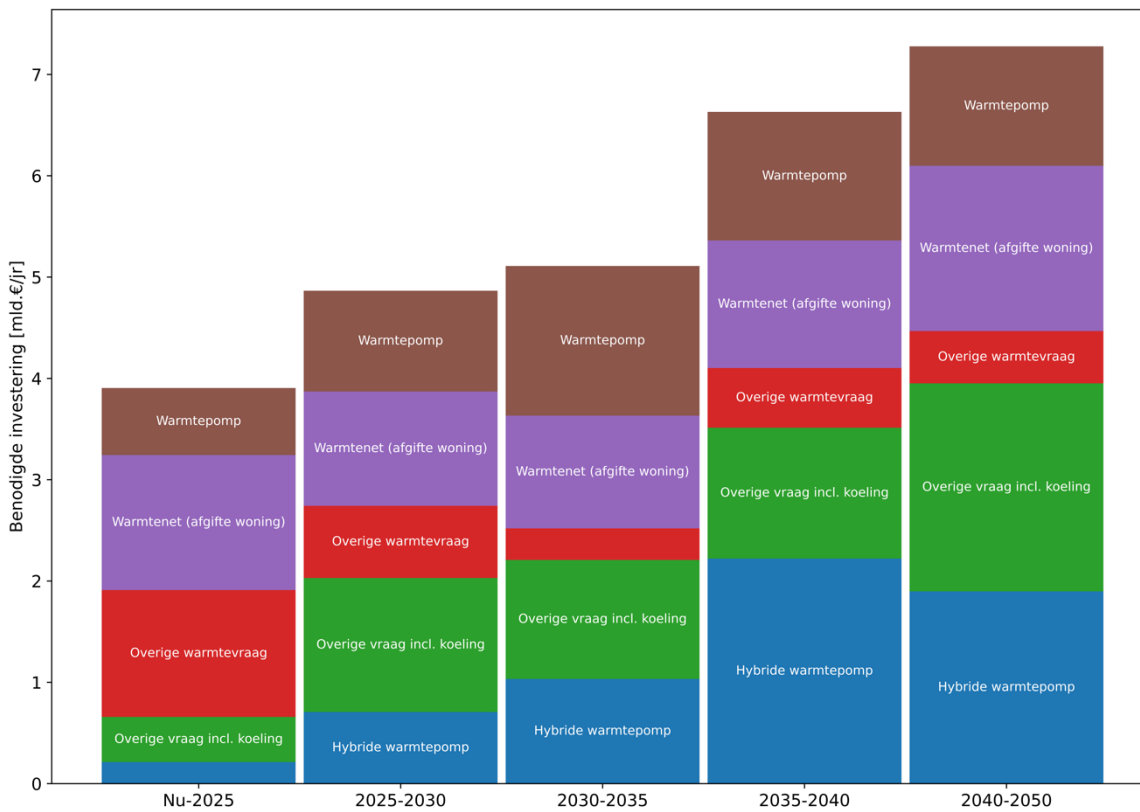
De investeringen in de industrie vinden begrijpelijkerwijs eerder plaats, terwijl de grootste investeringen in de gebouwde omgeving juist in de latere periodes vallen. Dit is in lijn met het Nationaal Plan Energiesysteem 2050 en de afname van vrije uitstootrechten voor de industrie in het Europese emissiehandelssysteem (ETS) tot vrijwel nul in 2040. Aangezien de industrie vanaf 2040 nauwelijks nog emissierechten zal hebben, zullen investeringen in alternatieve processen in de periodes daarvoor moeten plaatsvinden voor bedrijven die na 2040 nog in Nederland willen produceren. Aanpassingen in de gebouwde omgeving, vooral voor individuele woningen en gebouwen, zullen naar verwachting pas later plaatsvinden, omdat deze zich minder makkelijk laten sturen zonder adequate wet- en regelgeving. Ook is snelheid waarmee individuele woningen en gebouwen kunnen worden aangepakt van nature meer beperkt dan voor grote fabrieken.

4.6 Investerings: Internationale scenariopad per 'onderdeel'

In de deze paragraaf kijken we in meer detail naar de ontwikkeling van de investeringen voor de categorieën huishoudens en gebouwen (Figuur 21), infrastructuur, opslag en omzetting (Figuur 22) en productie van energie (Figuur 23), van het Internationale scenariopad eindigend in het INT 2050 scenario.

¹⁵ Zie ook: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2023/12/01/nationaal-plan-energiesysteem#:~:text=Het%20Nationaal%20Plan%20Energiesysteem%20is,nu%20en%20in%20de%20toekomst>.

¹⁶ Zie bijvoorbeeld: <https://open.overheid.nl/documenten/e4449c1d-0527-46d5-9da3-23168a904019/file>

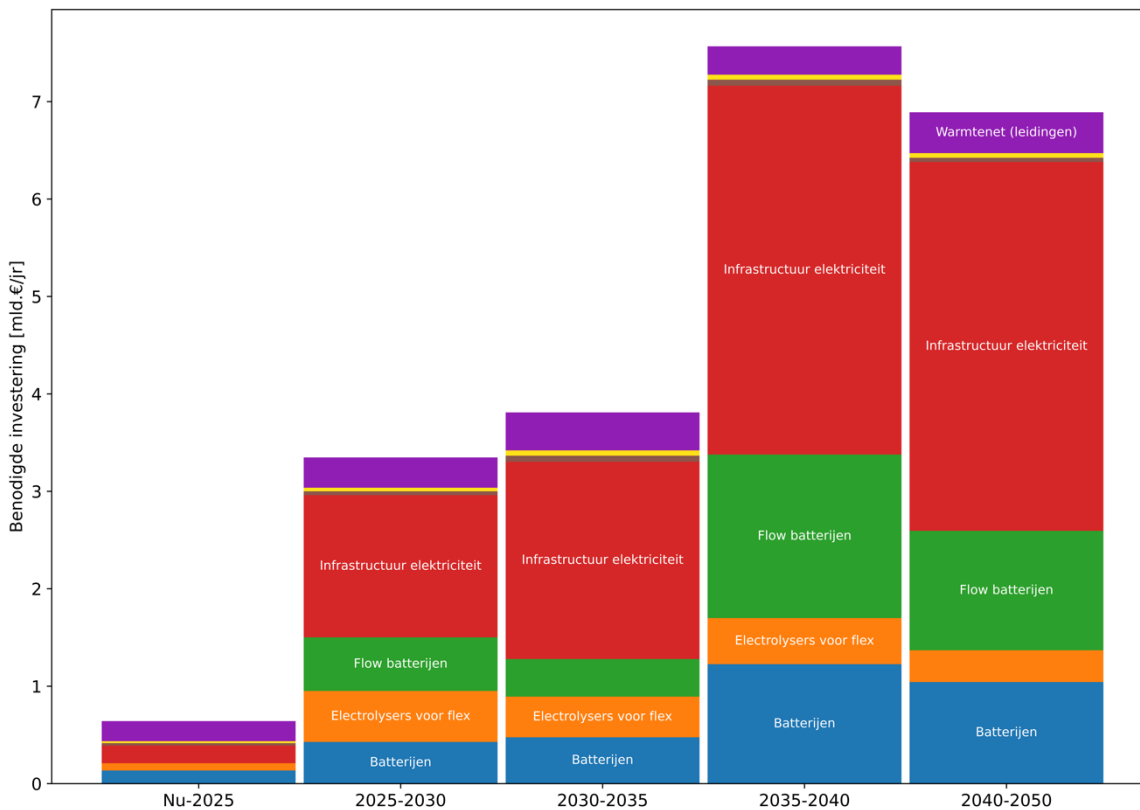


Figuur 21 — Ontwikkeling van de gemiddelde jaarlijkse investeringen per periode voor huishouden en gebouwen in het Internationale scenariopad

Net als we voor de totale jaarlijkse kosten hadden gezien in Figuur 17, leveren de (hybride)warmtepompen de grootste investeringspost op voor de gebouwde omgeving. Warmtenetten en Koeling zijn redelijk vergelijkbare posten in alle periodes behalve de eerste. Het lijkt overigens niet aannemelijk dat zoveel warmtenetten pas na 2035 gerealiseerd zullen worden. Woningen die de komende tien jaar niet op een warmtenet aangesloten kunnen worden, zullen overstappen op alternatieven als (hybride) warmtepompen wanneer ze niet meer (volledig) op aardgas kunnen verwarmen. Als de warmtepomp 15 jaar later aan vervanging toe is, is een overstap naar een warmtenet niet voor de hand liggend, omdat te veel omliggende huizen al verduurzaamd zullen zijn met een (hybride) warmtepomp.

Al met al lijkt daarom een grootschalige realisatie van warmtenetten tussen 2035 en 2050 niet heel kansrijk. De piek voor investeringen in warmtenetten zou eigenlijk al eerder moeten plaatsvinden in de periode 2025-2040. Het is mogelijk dat de ontwikkeling die dit investeringspad toont het gevolg is van het feit dat de IP2024 en II3050 scenario's niet volledig op elkaar zijn afgestemd wat de uitrol en het relatieve aandeel van verwarmingstechnieken betreft. Hoe dan ook zijn de omstandigheden voor investeringen in warmtenetten momenteel verre van optimaal. Warmtebedrijven wachten met investeren of trekken zich terug uit projecten als gevolg van onzekerheid over regelgeving en weinig rooskleurige vooruitzichten voor de rentabiliteit.

Opvallend is ook dat de investeringen in hybride warmtepompen het grootst zijn tussen 2035 en 2050. Meestal wordt de hybride warmtepomp gezien als een technologie die het mogelijk maakt om woningen die nog onvoldoende geïsoleerd zijn uiteindelijk op volledig elektrische warmtepompen over te laten stappen. De hybride warmtepomp bespaart CO₂-uitstoot en daarmee koopt men tijd om meer te isoleren, tot men volledig elektrisch kan verwarmen. De late uitrol van hybride warmtepompen in dit scenariopad past hier niet bij. Het is wederom mogelijk dat dit komt doordat de IP2024 en II3050 scenario's technologisch niet volledig op elkaar afgestemd zijn.



Figuur 22 — Ontwikkeling van de gemiddelde jaarlijkse investeringen per periode voor infrastructuur, opslag en omzetting in het Internationale scenariopad

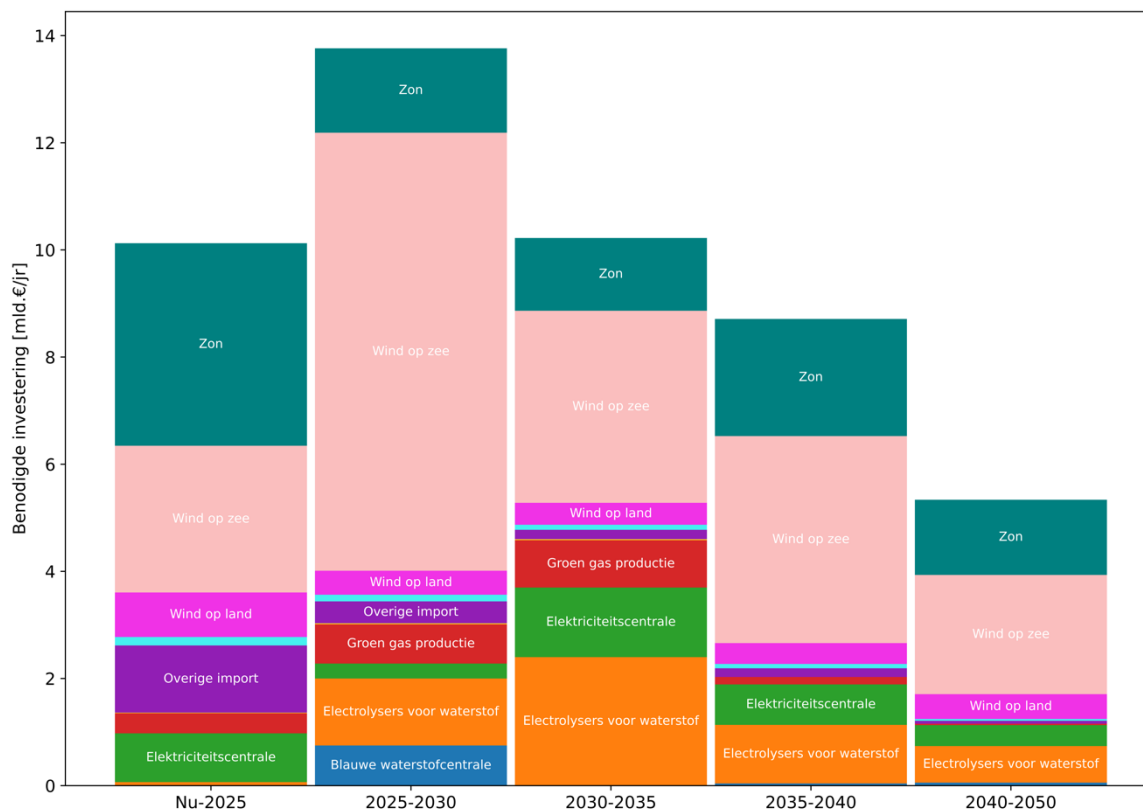
De investeringen voor infrastructuur van elektriciteit in Figuur 22 zijn in alle periodes de grootste post, wat overeenkomt met het gedetailleerde kostenoverzicht voor 2050 (Figuur 17). Het is bekend dat elektriciteitsinfra per hoeveelheid vermogen om energie te vervoeren duurder is dan infrastructuur voor gas, waterstof of warmte. Zoals besproken in paragraaf 4.5 en bij het gedetailleerde overzicht voor de gebouwde omgeving is het waarschijnlijker dat de investeringen in warmte- en elektriciteitsinfrastructuur meer naar voren gehaald zullen worden en daarmee meer uitgesmeerd zullen zijn dan dit investeringspad toont. De grote stijging van de investeringen tussen de periodes 2030-2035 en 2035-2040 lijken het gevolg van onvolledige technologische afstemming tussen de IP2024 en II3050 scenario's. De II3050 Internationale Handel scenario's voor 2040 en 2050 vragen duidelijk fors meer investeringen in de netten dan de IP2024 Internationale Ambitie scenario's. De verhaallijnen van deze scenario's passen dus niet perfect bij elkaar.

Dit detailoverzicht toont nogmaals de forse investeringen in flow batterijen ten opzichte van lithium-ion batterijen. Flow batterijen zijn inzetbaar op een langere tijdschaal (>1 week) dan lithium-ion batterijen (24 uur) en spelen dus een aanvullende rol in het energiesysteem. De mogelijkheid om elektriciteit op te slaan op langere tijdschaal is nog weinig verkend in andere systeemscenariostudies voor Nederland. Gezien de forse investeringen die het met zich mee lijkt te brengen, is het aan te bevelen nader te analyseren welke leercurves volgens experts voor deze batterijen gebruikt moeten worden en welke andere opslag- of omzettingstechnologie ze vervangen.

Er is momenteel toenemende aandacht voor de noodzaak van investeringen in elektrolyse voor flexibiliteit en waterstofproductie. Het verdient de aanbeveling om in brede zin nader te onderzoeken wie de investeringen in oplossingen voor opslag en omzetting zal kunnen doen. Het is maar de vraag of investeringen in (flow) batterijen voldoende aantrekkelijk zullen zijn om het opslagvolume en -vermogen gerealiseerd te krijgen dat volgens systeemmodellen als het ETM nodig zal zijn voor het balanceren van vraag aan aanbod.

Overigens geldt deze aanbeveling voor alle infrastructuur en flexibiliteitstechnologieën, gezien de zeer forse investeringen hierin. Voor de technologieën in de categorie opslag en omzetting kan bijvoorbeeld ook gekeken worden naar de aannames die zijn gedaan voor de Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050 die PBL in 2024 zal voltooiën. Dit kan dan weer een verrijking zijn van een

volgende iteratie van II3050. Voor de investeringen in infrastructuur valt te verwachten dat de komende jaren meer gedetailleerde lange termijn planningen gemaakt worden door de Netbeheerders.



Figuur 23 — Ontwikkeling van de gemiddelde jaarlijkse investeringen per periode voor productie van energie in het Internationale scenariopad

Het detailoverzicht in Figuur 23 laat duidelijk zien dat investeringen in productie van elektriciteit uit wind en zon de overhand hebben in iedere periode. Dit was ook al duidelijk te zien in de gedetailleerde overzichten van de totale jaarlijkse kosten voor 2050 (Figuur 17). We zien ook dat de investeringen in wind en zon in de periode 2030-3035 lijken af te nemen, terwijl ze weer toenemen in de periode 2035-2040. Dit heeft waarschijnlijk te maken met de onvolledige technologische afstemming tussen de IP2024 en II3050 scenario's die we ook al eerder zijn tegengekomen.

Zoals al is opgemerkt zijn leercurves aangenomen waardoor de gemiddelde jaarlijkse investeringen in deze technologieën in de latere periodes afnemen. Het verdient de aanbeveling deze leercurves nader te bestuderen, gezien de grote investeringen die nodig zijn in productiecapaciteit. Ook voor productie uit zon en wind bestaat de nodige onzekerheid over de beschikbaarheid van of toegang tot metalen en andere grondstoffen. Niet alleen de kosten, maar ook de verdien capaciteit van grootschalige wind en zon verdienen de aandacht, aangezien deze voor een groot deel door de markt gefinancierd worden. Door experts is al gepleit om de mogelijkheid open te houden om bij wind op zee tenders subsidies te bieden. Recentelijk zijn de kosten voor de realisatie van wind op zee sterk gestegen, wat er onder andere toe heeft geleid dat een grote tender in het Verenigd Koninkrijk zelfs volledig mislukte.

Opvallend is dat elektrolyzers voor waterstofproductie een ander investeringspad volgen dan de elektrolyzers voor flexibiliteit in Figuur 22. De sterke groei van de investeringen in waterstofproductie na 2030 gaat samen met meer investeringen in elektriciteitscentrales. Het gaat hier over centrales op waterstof en in mindere mate op groen gas.

4.7 Conclusies en aanbevelingen

De kosten en investeringen voor een klimaatneutraal energiesysteem worden in alle scenario's overheerst door de elektrificatie ervan. Ook de invulling van de warmte- en koudevraag in de gebouwde omgeving levert significante kosten op. De productie van elektriciteit, de infrastructuur om deze te vervoeren en technologieën voor de opslag en omzetting ervan, zijn de grootste

investeringsposten. Ook aanpassingen in de sectoren om deze elektriciteit in te zetten vragen significante investeringen. Het toekomstige klimaatneutrale energiesysteem kent ten opzichte van het huidige veel lagere kosten voor de import van energie. De strategische afhankelijkheid verschuift van energie-importen naar grondstoffen en technologieën van kritiek belang. De ontwikkeling van de beschikbaarheid, kosten en prijzen van grondstoffen en technologieën is nog relatief onzeker.

Deze resultaten en analyses onderbouwen nut en noodzaak van gedetailleerde, kwantitatief onderbouwde analyses van de veranderingen van kosten en investeringen als gevolg van de energietransitie. Daarbij moet worden opgemerkt dat de gebruikte scenario's niet zijn opgesteld als kosten-optimale toekomstbeelden of überhaupt om te onderzoeken wat de kosten zijn van klimaatneutrale toekomstbeelden. De resultaten zijn daarom vooral illustratief en vragen om verder onderzoek. Daarbij staat voorop dat scenario's worden ontwikkeld die wel (of in ieder geval ook) als doel hebben om de ontwikkeling van de kosten van en investeringen in het energiesysteem te onderzoeken.

Wat betreft de **jaarlijkse systeemkosten in 2050** en **jaarlijkse investeringen** doen de auteurs de volgende aanbevelingen:

1. In de ETM-scenario's zijn de kosten voor de industrie nog onvoldoende in beeld. De kosten voor de industrie vragen meer gericht onderzoek en toegang tot specialistische modellering.
2. Er is meer onderzoek nodig naar de onzekerheid van toekomstige kosten en investeringen. De hoogte van de aangenomen kosten en investeringen in de gebruikte scenario's zijn alle in enige mate onzeker. De scenario's die als basis hebben gediend voor deze analyse zijn bedoeld om te onderzoeken wat de mogelijke impact op de energie-infrastructuur is van de transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem. Hoewel de scenario's zeer verschillende toekomstbeelden schetsen, zijn ze niet bedoeld om te de onzekerheidsbandbreedte voor kosten en investeringen te onderzoeken. Het verdient dan ook de aanbevelingen om de aannames over kosten door experts te laten verifiëren.
3. Beleid voor gebouwde omgeving moet meer aandacht hebben voor oplossingen die zowel de warmte- als de koudevraag helpen invullen of verlagen. Dit kan de kosteneffectiviteit van de energietransitie vergroten.
4. Gezien de zeer hoge investeringen die nodig zullen zijn in de productie van energie, infrastructuur en flexibiliteit verdient het de aanbeveling om specifiek te onderzoeken:
 1. Welke investeringen wanneer en waar plaats moeten vinden. Dit geldt met name voor warmte- en elektriciteitsinfrastructuur
 2. Welk beleid eraan kan bijdragen om deze investeringen beheersbaar te kunnen houden. Daarbij kan bijvoorbeeld gedacht worden aan Europees inkopen van grondstoffen en investeren in Europese productie ervan. Ook kunnen strategische investeringen eerder gedaan worden, voor grondstoffen te schaars worden.
5. De investeringsbereidheid in energieproductiemiddelen en oplossingen voor opslag en omzetting verdient aandacht. Er kan niet zonder meer van worden uitgegaan dat deze zoals in het verleden bijtijds door marktpartijen zullen worden gedaan.

5 Analyse van de financieringsbehoefte van investeringen voor het energiesysteem

5.1 Inleiding

Naast het inschatten van de kosten van het energiesysteem en de investeringsbehoefte is het belangrijk om beter te begrijpen hoe de energietransitie gefinancierd zou kunnen worden. Bij het onderwerp financiering van de energietransitie gaat het om het begrijpen waar het geld vandaan kan komen en welke financiële instrumenten gebruikt kunnen worden. Financieringsbronnen kunnen afkomstig zijn uit de publieke sector (overheden, gemeenten, provincies) met behulp van instrumenten zoals garanties, subsidies, leningen (schuld) of investeringen (aandelen), of uit entiteiten uit de private sector zoals banken, verzekeraars, *private equity* en durfkapitaal, investeerders en pensioenfondsen, die gebruik maken van schuld- en aandeleninstrumenten, verzekeringen en meer.

In het Energietransitiemodel (ETM) worden de kapitaalkosten van het energiesysteem berekend aan de hand van de integrale Weighted Average Cost of Capital (WACC). Het ETM maakt dus geen onderscheid tussen financiering uit eigen vermogen of uit schulden. Het is met het ETM enkel mogelijk voor verschillende soorten assets (zie 4.3) de reële WACC in te stellen. Het is niet mogelijk om investeringen te verdelen over verschillende beleggingscategorieën of technologieën op basis van de financieringsbron of het financiële instrument, zoals publieke versus private investeringen, verhoudingen tussen de schulden en het eigen vermogen en soorten financieringsentiteiten.

Dit onderdeel van het pilotproject heeft tot doel een voorbeeld te geven van het type analyses die kunnen worden gedaan met betrekking tot de financiering van het Nederlandse energiesysteem tussen nu en 2050 met gebruik van de ETM. Het toont ook inzichten die kunnen worden opgedaan. De resultaten zijn gebaseerd op bestaand TNO-onderzoek naar de manier waarop infrastructuur en de productie van duurzame energie vandaag de dag worden gefinancierd en in kaart gebracht voor de toekomst. De gebruikte onderzoeksmethodiek en gebruikte aannames zijn daarmee dermate grofmazig dat de resultaten beperkte waarde hebben.

Het toepassen van deze methodologie illustreert wat er zou gebeuren als de financiering op dezelfde manier zou worden gestructureerd als nu het geval is. De waarde van het in kaart brengen van de financiering ligt in het voorbereiden van belanghebbenden uit de publieke en private sector. Samen zullen zij de energietransitie op een zodanige manier moeten implementeren dat geld beschikbaar wordt gesteld waar en wanneer dit het meest nodig is. In de volgende twee paragrafen worden voorbeelden gegeven van analyses die kunnen worden uitgevoerd. In het laatste deel worden vragen gesteld die met verder onderzoek beantwoord kunnen worden.

5.2 Overzicht financiering van investeringsbehoeften in infrastructuur

In paragraaf 5.3 worden de voorlopige resultaten gepresenteerd van de analyse van potentiële financieringsbronnen in de energie-infrastructuur en productie van energiedragers sectoren. Daarvoor gebruiken we een deel van de I13050-scenario's. Dit werk bouwt voort op een methodologie die TNO in 2022 heeft ontwikkeld om de financieringsstromen van de energiesector in Nederland te volgen. Deze methodologie is ontwikkeld met behulp van verschillende informatiebronnen, zoals:

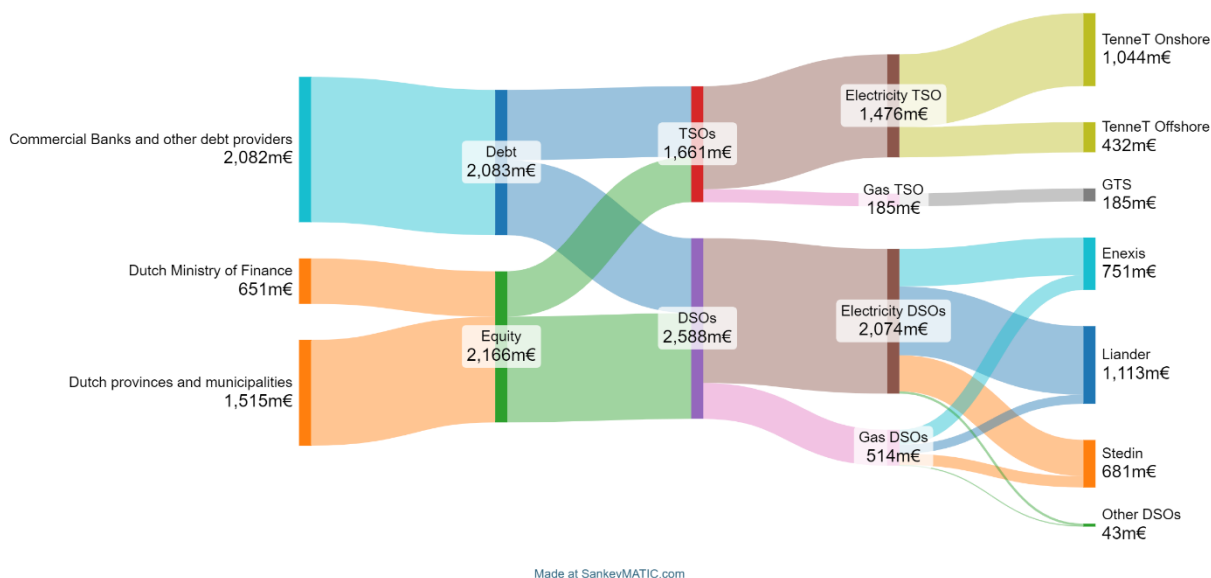
1. De investeringsplannen (IP's) van de openbare netwerkbeheerders, die wettelijk verplicht zijn om elke twee jaar een IP2024 te publiceren met een tijdshorizon van tien jaar; en
2. Berekeningen van de Regulatory Asset Base (RAB)¹⁷ voor TenneT, Gasunie Transport Services (GTS), regionale netbeheerders (RNB's) voor elektriciteit en RNB's voor gas, die elke vier jaar worden gepubliceerd door de Nederlandse nationale regelgevende instantie voor elektriciteits- en gasnetwerken (onderdeel van de Autoriteit Consument en Markt, ACM).

Het toepassen van deze methodologie op de I13050-scenario's betekent dat de huidige financieringsstructuur voor energie-infrastructuur wordt doorgetrokken naar 2050. De ontwikkeling van de financieringsstructuur tot die tijd is echter uiterst onzeker. De resultaten uit deze paragraaf vormen daarom een grove eerste benadering van hoe zulke financiering zou *kunnen* verlopen.

¹⁷ Dit zijn de activa die in aanmerking komen voor het bepalen van de gereguleerde tarieven en vormen de basis voor de berekening hiervan. Zie ook pagina 11 van het KPMG-rapport over [Regulatory assets and regulatory liabilities \(kpmg.com\)](https://www.kpmg.com/Regulatory-assets-and-regulatory-liabilities) voor meer uitleg.

Investerings in de energie-infrastructuur werden in het jaar 2022 voor 51% door de overheid gefinancierd. In paragrafen 4.5 en 4.6 hebben we gezien dat de investeringen in infrastructuur in de periode 2040 – 2050 voor het Decentrale scenariopad groeien naar een bedrag van €4,5 miljard per jaar en in het Internationale scenariopad naar €4,1 miljard per jaar. Zoals te zien is in Figuur 24 en Figuur 25, zou het handhaven van de huidige financieringsstructuur betekenen dat zowel het ministerie van Financiën als de provinciale en gemeentelijke overheden een aanzienlijk deel van de totale investeringsbehoeften in de energie-infrastructuur zouden moeten financieren.

Zoals te zien is in Figuur 22, is er een stijgende trend in de jaarlijkse investeringsbehoeften voor het Internationale scenariopad van €412 miljoen tussen 2019-2025 naar €4,2 miljard in de periode 2040-2050. Het Sankey-diagram in Figuur 24 brengt op een hoog aggregatieniveau de financiële stromen in kaart van de jaarlijkse investeringsbehoeften. Het diagram toont de financieringsstroom van de financieringsbronnen in energie-infrastructuur aan de linkerkzijde tot en met de ontvangers van financiering aan de rechterzijde (de transmissiesysteembeheerders (TSO's) en distributiesysteembeheerders (DSO's)) voor het Internationale scenariopad voor de periode 2040-2050. De resultaten uit het onderzoek van TNO voor het jaar 2022 vormen het uitgangspunt voor deze kartering. De verhoudingen van de investeringsbehoeften per type financier, schulden versus eigen vermogen en specifieke TSO en DSO worden allemaal geëxtrapoleerd naar de periode van 2040 tot 2050. We benadrukken nogmaals dat het allerminst gegeven is dat dezelfde financieringsstructuur in die periode voor de hand ligt. Bovendien zou deze anders kunnen zijn voor verschillende gebieden in het land.

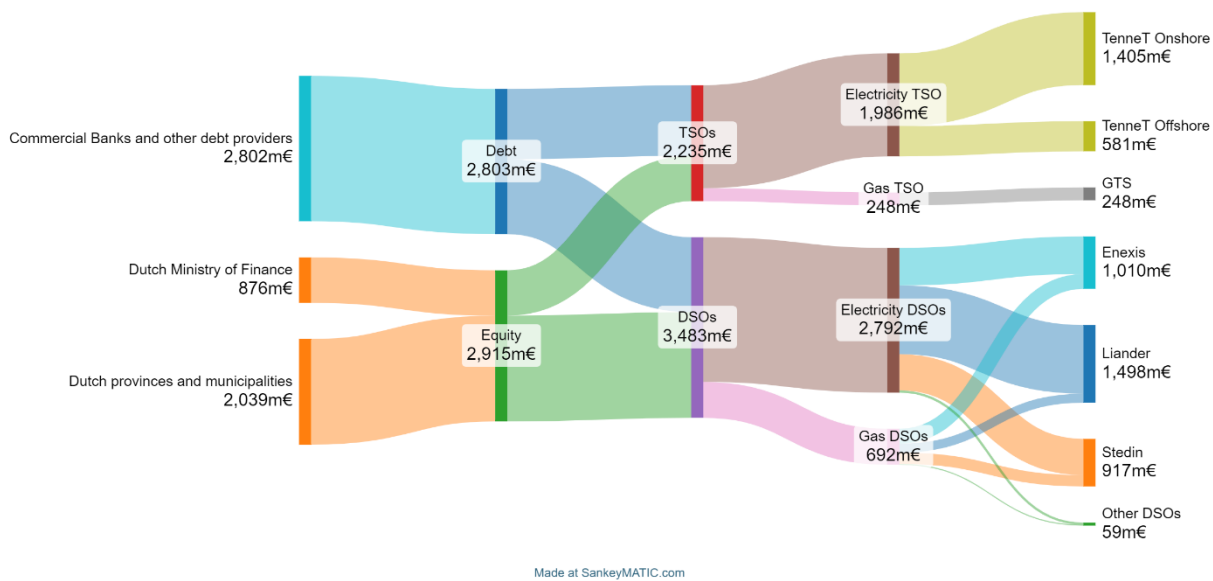


Figuur 24 — De jaarlijkse investeringsbehoeften van type financier tot netbeheerder voor het Internationale scenariopad tussen 2040-2050.

Als we uitgaan van dezelfde financieringsstructuur als in het jaar 2022, resulteert dit erin dat commerciële banken en andere schuldverstrekkers gedurende deze periode €2 miljard (49%) van de jaarlijkse investeringsbehoefte invullen. De Nederlandse provincies en gemeenten financieren €1,5 miljard, en het Nederlandse Ministerie van Financiën de resterende €651 miljoen. De verdeling tussen schuld- en eigenvermogensinstrumenten is gelijkmatig. Een groot deel (61%) van de totale financiering zal naar de DSO's gaan.

Het Sankey-diagram in Figuur 25 toont de resultaten van dezelfde kartering voor het Decentrale scenariopad voor de periode 2040-2050. Net als in het Internationale scenariopad is er een stijgende trend in de jaarlijkse investeringsbehoeften in energie-infrastructuur Decentrale scenariopad van €463 miljoen tussen 2019-2025 naar €5,7 miljard in de periode 2040-2050.

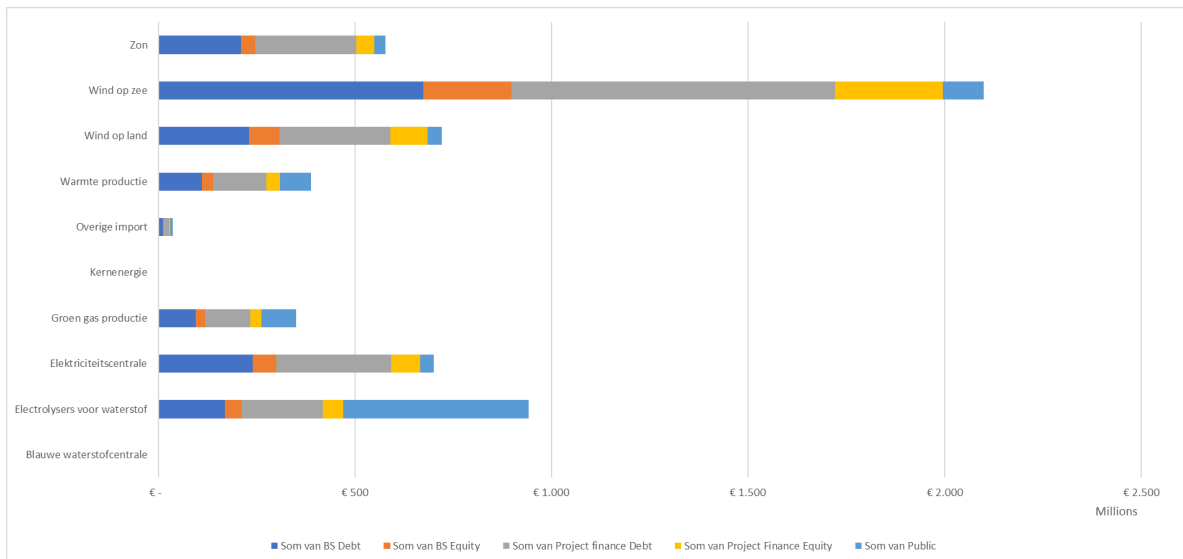
Het financieringspatroon dat in Figuur 25 is getoond is hetzelfde als in Figuur 24. Commerciële banken en andere schuldverstrekkers verstrekken jaarlijks €2,8 miljard aan financiering en de verschillende overheden de overige €2,9 miljard.



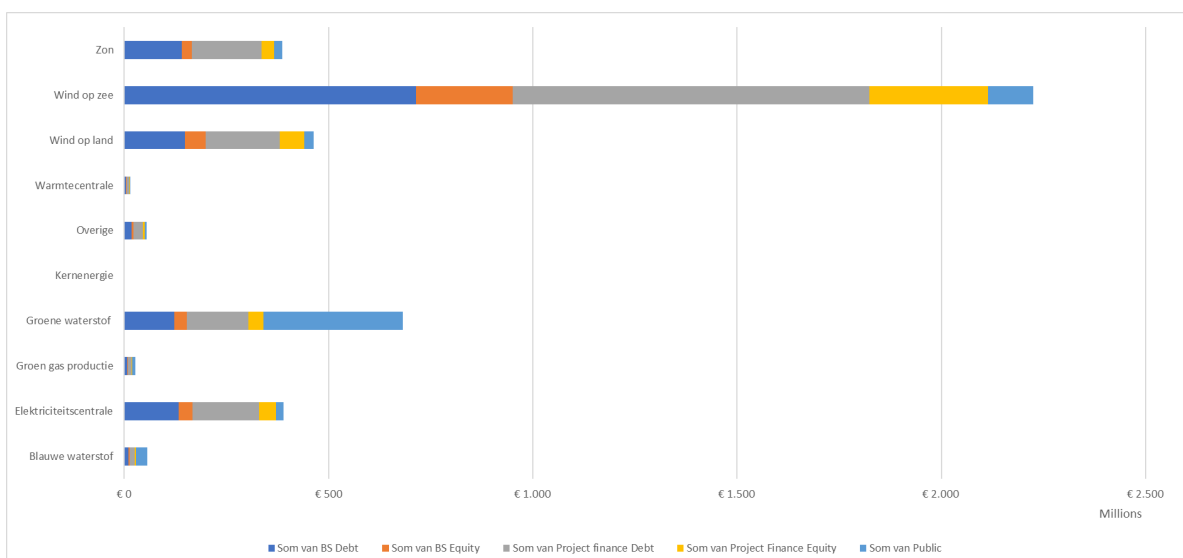
Figuur 25 — De jaarlijkse investeringsbehoefte van type financier tot netbeheerder voor het Decentrale scenariopad tussen 2040-2050.

5.3 Overzicht financiering van investeringsbehoeften in Productie van Energiedragers

Projectfinanciering (waarbij een groot deel van het risico bij de investeerder/kredietverstrekker ligt) domineert het financiële landschap in de energieproductiesector. Dit is alleen mogelijk als deze projecten relatief mainstream en risicovrij zijn. Figuur 26 en Figuur 27 hieronder laten zien dat er een verschil is in de financieringsstructuren van windenergie (25% eigen vermogen), zonne-energie (15% eigen vermogen) en andere duurzame energietechnologieën (20% eigen vermogen). Deze variatie vertegenwoordigt de verschillende risiconiveaus die investeerders zien in projecten die verschillende technologieën toepassen. Een groter deel van de financiering is nodig voor minder technisch en commercieel volwassen energieproductietechnologieën, zoals bijvoorbeeld groene waterstof. Er is weinig verschil in financieringsconstructie tussen de andere technologieën in Figuur 26 en Figuur 27 want deze zijn zowel technisch als commercieel meer ontwikkeld. In de productiesector is de jaarlijkse investeringsbehoefte in wind op zee het grootst in zowel het I13050 DEC 2050- als het I13050 INT 2050-scenario, respectievelijk in totaal €2,1 miljard en €2,2 miljard. De Figuren hieronder laten zien hoe de investeringsbehoefte is verdeeld over balans- versus projectfinanciering, en schulden versus eigen vermogen, voor de verschillende technologieën in de energieproductie sector in beide scenario's.



Figuur 26 — Jaarlijkse financieringsbehoeften van de productiesector tussen 2019-2050 volgens het II3050 DEC 2050-scenario.



Figuur 27 — Jaarlijkse financieringsbehoeften van de productiesector tussen 2019-2050 volgens het II3050 INT 2050-scenario.

5.4 Conclusies en aanbevelingen

Op basis van de hier uitgevoerde analyse kunnen nog geen duidelijke conclusies worden getrokken over de financiering van de energietransitie. Het gestandaardiseerde kostenoverzicht maakt het mogelijk om de financieringsbronnen voor de energietransitie nader te analyseren. Zo kunnen benodigde investeringen in infrastructuur herleid worden naar type financier en schuld versus eigen vermogen. In deze pilot hebben wij een eerste aanzet hiertoe gedaan op basis van de financieringsstructuur van regionale en landelijke netbeheerders. Ook kunnen de financieringsstructuren van sectoren binnen het energiesysteem in kaart gebracht worden.

Door de methodiek uit eerder werk van TNO toe te passen op de productiesector hebben wij een voorbeeld gegeven van het soort inzichten dat hieruit kan volgen. Dit soort onderzoek kan — mits het grondig en gedetailleerd wordt uitgevoerd — wel waardevol inzicht opleveren.

Hieronder staan 3 relevante analyses die wij aanbevelen om beter overzicht te ontwikkelen van hoe de energietransitie gefinancierd kan worden.

1. **Monitoring van de financiering van de energietransitie:** Publieke lichamen en private financiële instellingen kunnen worden gemonitord op hun prestaties bij het financieren van de transitie naar een nieuw energiesysteem. Door huidige financiële portefeuilles van bijv. de banksector met alternatieve scenario's waarin de banksector in de toekomst een rol zou kunnen spelen, kan de schijnwerpers worden gericht op waar het met de financiële sector goed gaat en waar er gebieden zijn die voor verbetering vatbaar zijn.
2. **Knelpunten bij de financiering van de transitie:** Door het gevraagde kapitaalvolume te vergelijken met het benodigde kapitaalbedrag kunnen financieringsknelpunten worden voorzien. PE- en VC-financieringsvormen ontbreken bijvoorbeeld vaak. Het analyseren van de oorzaken van een dergelijk gebrek aan toegang tot dit soort kapitaal, en hoeveel van dit soort financiering beschikbaar moet worden gemaakt, zal belangrijk zijn voor het begrijpen van de beleids- en financieringsbehoeften.
3. **Opstellen van een nationaal financieringsplan:** De analyse die aan dit rapport ten grondslag ligt, ging uit van een statisch beeld van de manier waarop de energietransitie zal worden gefinancierd. In werkelijkheid zullen er keuzes moeten worden gemaakt over welke beleidsinterventies moeten worden ingezet om een succesvolle energietransitie te realiseren. Voorbeelden van publieke financiële mechanismen zijn onder meer: overheidssubsidies, publieke investeringen, het beprijzen van externe effecten en/of het vaststellen van normen en regelgeving. De keuze voor verschillende mechanismen zal van invloed zijn op de manier waarop de energietransitie wordt gefinancierd, en op de impact op verschillende financiële entiteiten, zoals overheden en particuliere investeerders. Het opstellen van een nationaal financieringsplan biedt een hulpmiddel om de gevolgen van verschillende financieringsstrategieën voor de energietransitie beter te begrijpen.

6 Allocatie systeemkosten aan gebruikstoepassingen

6.1 Inleiding

In dit hoofdstuk hebben wij beschreven of en hoe wij aan de hand van het gestandaardiseerde kostenoverzicht uit het Energietransitiemodel (ETM) iets kunnen zeggen over welke gebruikers welke kosten veroorzaken in het energiesysteem. Voor een deel van de kosten in het systeem is niet zonder meer duidelijk waardoor deze kosten worden veroorzaakt. In een poging daar meer grip op te krijgen hebben wij in dit project geprobeerd om deze kosten te alloceren aan verschillende eindgebruikers. Zij zijn immers de reden dat er een energiesysteem is. En als je weet welke gebruikers veel van de kosten van het energiesysteem veroorzaken, weet je ook waar je moet optimaliseren en bijsturen.

We beschrijven eerst de aanpak die we hiervoor gevolgd hebben. Daarna gaan we in op de belemmeringen die we zijn tegengekomen bij het toekennen van kosten aan de eindgebruikers. Tot slot benoemen we welke verbeteringen we in onze analyse zouden kunnen doen, om een betere allocatie van kosten te kunnen doen.

6.2 Aanpak voor het toewijzen van kosten aan eindgebruikers

Om de kosten van het energiesysteem in de II3050 scenario's toe te wijzen aan eindgebruikers moet eerst afgebakend worden wie deze eindgebruikers zijn, welke delen van het energiesysteem meegenomen worden en welke kosten het betreft.

Eindgebruikers bevinden zich per definitie aan het einde van de energieketen: zij verbruiken energie hoofdzakelijk voor eigen doeleinden. Het ETM houdt het energieverbruik van het volgende scala aan eindgebruikers in hoog detail bij:

1. **Huishoudens:** ruimteverwarming en -koeling, warm water, verlichting, koken en elektrische apparaten;
2. **Utiliteiten (gebouwen):** ruimteverwarming en -koeling en verlichting;
3. **Industrie:** energieverbruik voor productieprocessen in een groot aantal industrieën, waaronder verschillende metaalindustrieën, raffinaderijen, de kunstmestindustrie en de chemische industrie;
4. **Landbouw:** elektriciteits- en warmteverbruik in algemene zin;
5. **Mobiliteit:** passagiers- en vrachtovervoer en openbaar vervoer via verschillende typen voertuigen, luchtverkeer en internationale scheepvaart.

Voor al deze eindgebruikers wordt het energieverbruik bijgehouden voor ongeveer vijftig energiedragers. In deze studie beperken wij ons tot de vier energiedragers die het meeste voorkomen binnen de II3050-scenario's. Dit zijn: elektriciteit, warmte, waterstof en gas.

Alle onderdelen van het energiesysteem die gemoeid zijn met het opwekken van deze energievormen en ze op het juiste moment naar de eindgebruikers krijgen, vallen binnen de analyse. Het gaat dus om productiemiddelen, infrastructuur en faciliteiten voor opslag en omzetting van energie. De kosten die toegewezen moeten worden aan de eindgebruikers zijn dan de kosten voor aanschaf en het in bedrijf houden van deze systeemonderdelen. Het gestandaardiseerde kostenoverzicht van het ETM (zie Figuur 7 in paragraaf 3.3) bevat deze kosteninformatie voor een groot aantal technologieën uit het energiesysteem en vormt daarom de basis voor deze analyse.

Voor de in dit project gehanteerde methode zijn de kostengroepen en -subgroepen van het kostenoverzicht het uitgangspunt. D eindgebruikers waar we de kosten aan toewijzen zijn die technologieën binnen de subgroepen huishoudens, gebouwen (utiliteiten), industrie en landbouw die gebruikmaken van de bovengenoemde vier energiedragers. Daarbij ontbreken nog enkele technologieën en ook de mobiliteitssector. Dit wordt toegelicht in paragraaf 6.3. Specifiek gaat het om de volgende technologieën uit het kostenoverzicht:

1. **Huishoudens:** ruimteverwarming en -koeling, warm water en thuisbatterijen
2. **Utiliteiten:** ruimteverwarming en -koeling;
3. **Industrie:** productieproces voor staal, en ketels en warmtepompen voor elektriciteits- en warmtevoorziening in andere sectoren;
4. **Landbouw:** ketels en warmtepompen voor elektriciteits- en warmtevoorziening.

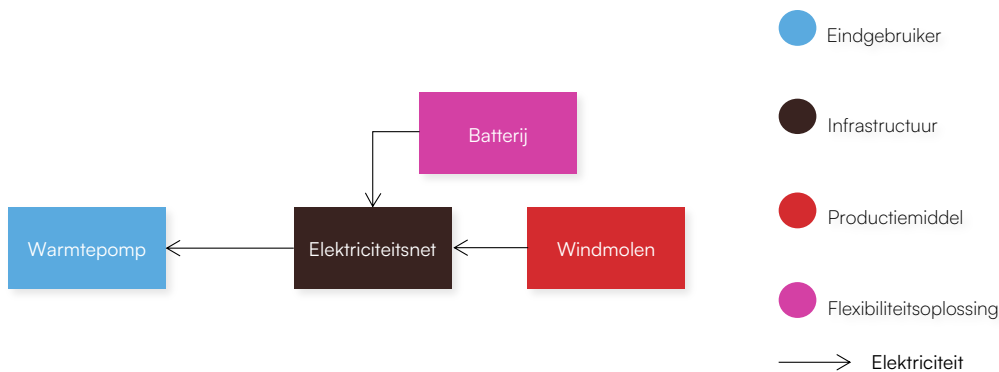
De kosten voor aanschaf, gebruik en onderhoud van deze technologieën zelf noemen wij de **directe kosten**. De directe kosten zijn dus de som van CAPEX en OPEX uit het gestandaardiseerde kostenoverzicht. Zoals besproken in paragraaf 3.3 vallen de kosten voor gebruikte energiedragers van een technologie *niet* onder de OPEX, omdat deze kosten niet uitgesplitst zijn naar sector.

Quintel

De energie die deze eindgebruikers consumeren moet eerst opgewekt worden, vervolgens naar hen getransporteerd worden en daarbij op het juiste moment beschikbaar komen. Een eindgebruiker legt daarmee beslag op andere delen van het energiesysteem die we *energievoorzieningen* noemen. Deze energievoorzieningen omvatten respectievelijk:

- *productiemiddelen* van energie, zoals energiecentrales;
- *infrastructuur* voor het vervoeren van energie, zoals kabels, leidingen en transformatiestations;
- faciliteiten voor opslag- en omzetting van energie, zoals batterijen en elektrolyzers. Deze faciliteiten worden ook wel collectief aangeduid als *flexibiliteitsoplossingen*.

Elk van deze drie energievoorzieningen omvat een arsenaal aan onderliggende technologieën, elk met hun eigen aanschaf-, gebruiks- en onderhoudskosten. Doordat de energievoorzieningen voor het hele energiesysteem nodig zijn, is niet onmiddellijk duidelijk waarom deze kosten gemaakt worden. Vanuit het perspectief van de eindgebruikers noemen we de kosten voor productiemiddelen, infrastructuur en flexibiliteitsoplossingen daarom de **indirecte kosten**.



Figuur 28: Voorbeeldsituatie voor de energievoorziening van een warmtepomp

Een vereenvoudigd voorbeeld bij het bovenstaande is de energievoorziening voor een luchtwarmtepomp in een huishouden (kortweg: warmtepomp). Dit voorbeeld is vereenvoudigd weergegeven in Figuur 28. Een warmtepomp verbruikt elektriciteit om warmte te onttrekken uit de buitenlucht en met deze warmte vervolgens een huis te verwarmen. De directe kosten voor een warmtepomp uit het gestandaardiseerde kostenoverzicht zijn daarmee de aanschaf van de warmtepomp (CAPEX) en de onderhoudskosten (OPEX). De elektriciteit die de warmtepomp verbruikt, moet eerst geproduceerd worden door bijvoorbeeld een windmolen. De kosten voor aanschaf en onderhoud voor deze windmolen vallen dan binnen de indirecte kosten voor productiemiddelen. De geproduceerde elektriciteit wordt vervolgens aangeleverd via de kabels en de transformatoren binnen het elektriciteitsnet; dit zijn de indirecte kosten voor infrastructuur. Tot slot moet de warmtepomp ook elektriciteit geleverd krijgen als er geen wind is, bijvoorbeeld uit een batterij — vandaar indirecte kosten voor flexibiliteitsoplossingen als opslag en omzetting.

Eindgebruikers verschillen echter enorm in de mate waarin zijn beslagleggen op energievoorzieningen. Een elektrische boiler in de industrie, bijvoorbeeld, is qua druk op de elektriciteitsaansluiting snel vergelijkbaar met duizend warmtepompen uit een standaard huishouden. De belangrijkste vraag achter deze analyse is daarom volgens welke *verdeelsleutels* de indirecte kosten verdeeld worden over de eindgebruikers.

Om tot deze verdeelsleutels te komen maken wij onderscheid tussen twee vormen van beslaglegging. De eerste is de **finale energievraag** van een eindgebruiker — zie kader. De jaarlijkse finale energievraag van een eindgebruiker draagt bij aan de mate waarop productiemiddelen gedurende dat jaar hebben moeten draaien. Een eindgebruiker krijgt daarom de indirecte kosten voor productiemiddelen van een energiedrager toegewezen naar rato van het aandeel in de totale finale vraag van alle eindgebruikers.

De finale vraag van een eindgebruiker over een heel jaar zegt echter niets over *wanneer* binnen dat jaar de energie geleverd moest worden. Een hoeveelheid gas die gedurende het hele jaar gelijkmatig en constant geleverd is, legt immers een heel ander beslag op het gasnetwerk dan wanneer diezelfde hoeveelheid gas allemaal binnen één uur geleverd moet worden. Datzelfde geldt voor de flexibiliteitsoplossingen: een batterij die elk uur een beetje moet bijspringen om een woonwijk van stroom te voorzien is van een totaal andere orde dan een oplossing voor elektriciteitsopslag die de *totale* elektriciteitsvraag moet opvangen bij een stroomstoring.

De tweede vorm van beslaglegging, specifiek op de energievoorzieningen infrastructuur en flexibiliteitsoplossingen, is daarom het **aansluitvermogen**, ofwel hoeveel energie ieder moment maximaal gebruikt kan worden. Het maximale aansluitvermogen van alle netwerkaansluitingen bepaalt namelijk in grote mate de capaciteit die zowel infrastructuur als flexibiliteitsoplossingen moeten kunnen leveren en daarmee de vereiste uitbreidingen. Een eindgebruiker krijgt daarom de indirecte kosten voor infrastructuur en flexibiliteitsoplossingen van een energiedrager toegekend naar rato van het aandeel in het totale aansluitvermogen van alle eindgebruikers.

De **finale energievraag** is de hoeveelheid energie die een gebruiker afneemt om in de directe behoefte te kunnen voorzien, zoals de hoeveelheid elektriciteit om een airconditioning te laten functioneren.

De **primaire energievraag** is de hoeveelheid energie die nodig is om de finale energie op te wekken. Dit is inclusief alle verliezen in bijvoorbeeld de energiecentrale of het transport. De primaire energievraag is dus altijd groter dan de finale vraag.

Het gebruik van het aansluitvermogen als verdeelsleutel is hoofdzakelijk een praktische keuze, omdat de benodigde data relatief eenvoudig beschikbaar is in het ETM. Het is echter geen ideale oplossing, bijvoorbeeld omdat er af te dingen valt op de mate waarin aansluitvermogen overeenkomt met de eigenlijke belasting op het. Hier komen wij paragraaf 6.4 op terug.

Al met al vraagt bovenstaande aanpak drie soorten gegevens: de jaarlijkse kosten voor eindgebruikers en energievoorzieningen, de finale energievraag per eindgebruiker en de aansluitvermogens per eindgebruiker. Ook deze laatste twee gegevens zijn in principe beschikbaar via het ETM, respectievelijk via een gestandaardiseerd energieoverzicht of via een specifieke uitvraag.

6.3 Belemmeringen bij de gekozen aanpak

Bij uitvoering van bovenstaande aanpak bleek dat het ETM weliswaar de potentie biedt voor deze analyse maar momenteel nog niet toereikend is. Hierbij zijn wij op een viertal belemmeringen gestuit die gezamenlijk een betrouwbare toewijzing van kosten aan eindgebruikers in de weg stonden.

Ten eerste bleek dat een aantal relevante eindgebruikers uit het ETM nog ontbreken in het gestandaardiseerde kostenoverzicht. Belangrijke voorbeelden hiervan zijn mobiliteit en elektriciteitsverbruik van huishoudelijke apparaten. Hoewel het ETM het energieverbruik van deze beide categorieën in hoog detail bijhoudt, bevat het gestandaardiseerde kostenoverzicht in het ETM geen financiële informatie over de onderliggende technologieën (zie paragraaf 3.3). Het is daarom nog niet mogelijk om directe kosten voor deze specifieke eindgebruikstechnologieën te berekenen of om indirecte kosten toe te kennen uitgaande van het kostenoverzicht. Wij hebben een aantal verbeteringen doorgevoerd in het gestandaardiseerde overzicht, maar in dit project ontbrak het aan voldoende tijd om alle ontbrekende informatie hieraan toe te voegen.

Ten tweede bleek dat het ETM nog niet alle detailinformatie bevat die bovenstaande aanpak vereist. Met name de huidige modellering van de industrie biedt nog onvoldoende aanknopingspunten voor een grondige financiële analyse. Zo bevat het ETM weliswaar voldoende informatie om de (uurlijkse) energievraag van sectoren als ICT en datacenters te bepalen, maar is nog niet nader gespecificeerd welke technologieën hieraan ten grondslag liggen. Daarmee ontbreken niet alleen de directe kosten voor verschillende sectoren, maar ook informatie over bijvoorbeeld aansluitvermogens om met verdeelsleutels de indirecte kosten toe te wijzen. Deze ontbrekende informatie in het ETM zou kunnen worden aangevuld, maar dat was niet mogelijk in dit project.

Ten derde beschikt het ETM nog niet over het vereiste instrumentarium om alle kosteninformatie op een sluitende manier op te vragen. In paragraaf 3.3 hebben wij al benoemd dat het ETM nog geen kosten voor energiedragers kan toewijzen aan sectoren binnen het energiesysteem. Vanwege de vele omzettingen tussen de energiedragers in het systeem moet goed bijgehouden worden bij wie de kosten voor een energiedrager uiteindelijk terechtkomen. Zo moet een industriële boiler die elektriciteit verbruikt wellicht ook een deel van de kosten voor gas toebedeeld krijgen als de verbruikte elektriciteit in een gascentrale opgewekt is. Hoewel dit in principe mogelijk is in het ETM gebeurt het nog niet, omdat de bijbehorende rekenmethoden niet ontwikkeld zijn. In bovenstaande aanpak moeten de kosten voor energiedragers daarom geheel buiten beschouwing gelaten worden en daarmee een aanzienlijk deel van de totale kosten van een scenario.

Tot slot bleek ook dat de verdeelsleutels binnen de gekozen aanpak nog niet toereikend waren om alle onderdelen uit het gestandaardiseerde kostenoverzicht een plek in de analyse te geven. De kosten voor woningisolatie en (verbetering van) warmteafgiftesystemen zijn twee belangrijke voorbeelden hiervan. Dit zijn kosten die gemaakt worden door eindgebruikers, zoals huishoudens, maar het zijn geen directe kosten voor een technologie. Bovendien hebben deze maatregelen ook een systeemeffect. Een beter geïsoleerde woning heeft immers minder energie én minder vermogen nodig voor ruimteverwarming en daardoor zijn

minder productiemiddelen, infrastructuur en flexibiliteitsoplossingen nodig. De huidige methodiek voorziet niet in een pasklare manier om deze kosten over de beschikbare technologieën te verdelen.

6.4 Benodigde verbeteringen

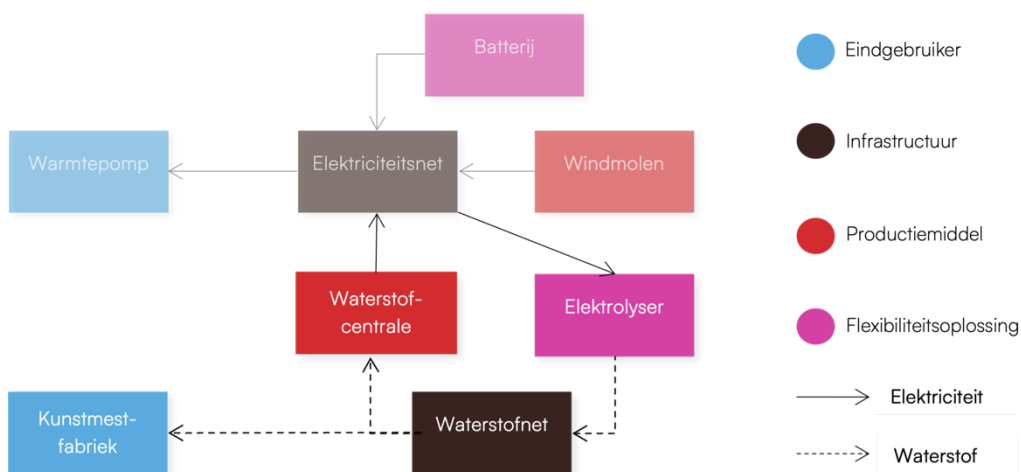
Uit bovengenoemde belemmeringen volgen een aantal verbeteringen aan de functionaliteiten van en beschikbare informatie in het ETM die nodig zijn om de analyse uit te kunnen voeren. Daarnaast zijn er een aantal kanttekeningen te plaatsen bij de huidige aanpak, met name waar het de verdeelsleutels voor indirecte kosten betreft. Tezamen genomen leidt dit tot drie categorieën voorgestelde verbeteringen om deze analyse te kunnen uitvoeren in een vervolgproject:

1. **Categorie 1:** benutten van al aanwezige informatie in het ETM;
2. **Categorie 2:** aanvullen en aanscherpen van de bestaande data en methodiek, en
3. **Categorie 3:** significant uitbreiden van de methodiek en energiemodellering in het ETM.

De verbeteringen in categorie 1 en 2 vragen weliswaar aandacht en tijd, maar zijn niet ingewikkeld. De verbeteringen in categorie 3 vragen betrokkenheid van belanghebbenden bij een betere industriemodellering en een hogere investering in tijd en budget.

Categorie 1 betreft het uitbreiden van de gekozen aanpak en de analyse met informatie die nu al beschikbaar is binnen het ETM. Hoewel informatie over directe kosten voor een aantal sectoren ontbreekt, kunnen de finale energievragen wel opgevraagd worden, en in sommige gevallen ook 'aansluitvermogens' voor de gehele sector afgeleid worden uit de uurlijkse energievraag. Op deze manier kunnen wel indirecte kosten toegekend worden aan bijvoorbeeld ICT en datacenters, mobiliteit en huishoudelijke apparaten. Dit resulteert echter wel in een grofmazig beeld waarbij de onderliggende technologieën buiten beeld blijven.

Het aanvullen van nu nog ontbrekende informatie over zulke technologieën is onderdeel van categorie 2. De directe kosten voor technologieën uit de sectoren mobiliteit en huishoudelijke apparaten kunnen bijvoorbeeld relatief eenvoudig opgenomen worden in het gestandaardiseerde kostenoverzicht. Ook het verdelen van de kosten voor isolatie en warmteafgiftesystemen over verwarmingstechnologieën kan met een beperkte inspanning gedaan worden in een vervolganalyse door nieuwe verdeelsleutels te ontwerpen. Het meeste werk is echter nodig voor verdere detaillering van de industrie. Een eerste stap zou zijn om de bestaande modellering aan te vullen met de ontbrekende financiële en technische parameters, eventueel door vereenvoudigde 'dummy' technologieën op te nemen. Zo zou de sector 'ICT' in het ETM gemodelleerd kunnen worden als een verzameling standaard datacenters. Binnen de beperkingen van de huidige energiemodellering kunnen deze verbeteringen waardevolle eerste inzichten opleveren.



Figuur 29: Voorbeeldsituatie energievoorziening waarbij een waterstofketen is toegevoegd

Tegelijkertijd zou in een vervolgproject ook de totstandkoming van de verdeelsleutels verder tegen het licht gehouden moeten worden. Zo gaan de huidige verdeelsleutels voorbij aan het feit dat sommige productiemiddelen en flexibiliteitsoplossingen met meerdere energiedragers gemeind zijn. Om dit te illustreren is in Figuur 29 het eerdergenoemde voorbeeld van de warmtepomp uitgebreid met vier extra systeemonderdelen:

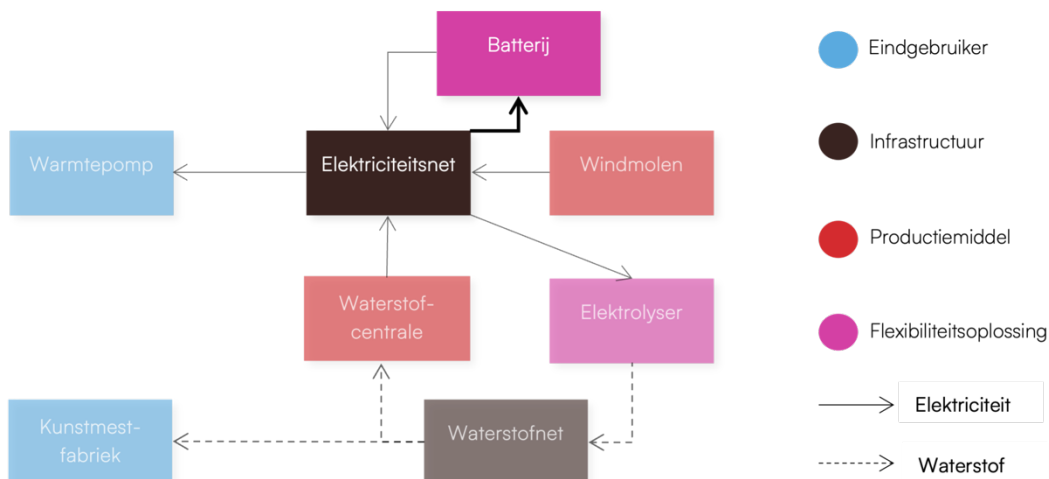
- een elektrolyser die waterstof produceert met overtollige stroom;

Quintel

- een waterstofnetwerk dat waterstof naar andere onderdelen van het energiesysteem transporteert;
- een waterstofcentrale die waterstof omzet in elektriciteit, en
- een kunstmestfabriek die waterstof verbruikt om kunstmest te produceren.

De kunstmestfabriek is de enige eindgebruiker die waterstof verbruikt in dit eenvoudige voorbeeld en draagt daarmee de volledige kosten voor de productie, infrastructuur en flexibiliteitsoplossingen van waterstof. De elektrolyser valt onder deze laatste categorie, omdat die relatief eenvoudig aan- en uitgeschakeld kan worden op momenten waarop dat nodig is. Toch is het toewijzen van *alle* waterstofkosten aan de kunstmestfabriek niet geheel rechtvaardig. De keten van elektrolyser — waterstofnet — waterstofcentrale zou men immers kunnen beschouwen als één flexibiliteitsoplossing voor elektriciteit. De warmtepomp zou daarom in ieder geval een deel van de kosten van elektrolyser kunnen dragen. In de huidige aanpak gebeurt dat niet, omdat elk systeemonderdeel maar aan één energiedrager gekoppeld is. Hoe de kosten voor de elektrolyser echter verdeeld moeten worden over de warmtepomp en de kunstmestfabriek vraagt nadere uitwerking.

Daarnaast neemt de huidige aanpak niet mee dat productiemiddelen en flexibiliteitsoplossingen zelf óók beslagleggen op elkaar en op de infrastructuur. Zo moet de eerdergenoemde batterij ook opgeladen worden via het elektriciteitsnet voordat hij elektriciteit terug kan leveren. Deze situatie is weergegeven in Figuur 30, met een extra pijl vanuit het elektriciteitsnet. Hoewel de batterij het eindgebruik van de warmtepomp faciliteert, kan het zijn dat deze het elektriciteitsnet juist extra belast, afhankelijk van hoe deze wordt ingezet. De eigenaar van de batterij kan besluiten tot opladen in een korte tijd wanneer de stroomprijs laag is en tot terugleveren in een korte tijd wanneer de stroomprijs hoog is. Dat vereist een hoog aansluitvermogen, wat vervolgens mede bepaalt in hoeverre er kosten gemaakt moeten worden om de capaciteit van het elektriciteitsnet uit te breiden. In de huidige aanpak, echter, is de warmtepomp de enige die de kosten voor het elektriciteitsnet draagt. Er valt iets voor te zeggen om de batterij ook een deel van deze kosten toe te wijzen.



Figuur 30: Voorbeeldsituatie energievoorziening waarbij de batterij geladen wordt via het elektriciteitsnet.

Toch is daarmee de kous niet af. Een batterij kan alleen bestaan en functioneel (en commercieel) opereren bij gratie van de eindgebruikers. In een systeem zonder elektriciteitsvraag heeft een batterij immers geen zin. Ook vervult de batterij een belangrijke balancerende functie voor het energiesysteem: hij levert elektriciteit op een moment waarop dat onvoldoende beschikbaar is, omdat de vraag groter is dan het aanbod. De alternatieven — een niet-functionerende warmtepomp of een stroomstoring — zijn duidelijk onwenselijk. Het is daarom te kort door de bocht om de batterij enkel te 'straffen' met kosten voor de grootte van de aansluiting, en niet óók te belonen voor de balancerende rol.

Deze beide voorbeelden illustreren dat de huidige aanpak om kosten toe te wijzen leunt op een sterke vereenvoudiging van de werkelijkheid. Het verdient aanbeveling om in een vervolgpriject beter sluitende verdeelsleutels te ontwerpen die recht doen aan de complexe werking van het energiesysteem.

De verbeteringen uit categorie 3 omvatten het adresseren van de neteligste vraagstukken rondom het toewijzen van kosten. Nadere detaillering van de energiemodellering van de industrie vormt hierbinnen de hoofdmoot van de inspanningen. Het ETM is altijd ontwikkeld in samenspraak met en in opdracht van haar gebruikers. De reden dat sommige sectoren in minder detail zijn uitgewerkt dan andere is dan ook vaak historisch van aard. Er zijn geen fundamentele belemmeringen voor het in hoger detail opnemen van

bijvoorbeeld sectoren uit de industrie, mits de achterliggende informatie over kosten en energieverbruik van de bijbehorende processen en technologieën openbaar beschikbaar is. Dit is echter vaak niet het geval. Hierdoor is medewerking van industriële partijen noodzakelijk, zowel voor uitbreiding van het ETM als voor uitbreiding van complementaire, specialistische modellen als het Carbon Transition Model.

Ook het opnemen van het vraagstuk van gelijktijdigheid in de methodiek valt in categorie 3. Zoals eerder benoemd is het gebruik van aansluitvermogens als verdeelsleutel om kosten toe te wijzen hoofdzakelijk een praktische keuze geweest. De impliciete boodschap hierachter is echter: als *alle* eindgebruikers hun *maximale* vermogen vragen *op hetzelfde moment*, wie veroorzaakt dan de meeste kosten? In werkelijkheid komt deze situatie nooit voor: verschillende eindgebruikers vragen op verschillende momenten vaak een fractie van hun aangesloten vermogen. Het is echter niet eenvoudig om op basis van deze verschillen in gelijktijdigheid rechtvaardige verdeelsleutels te formuleren. Welke eindgebruiker bepaalt bijvoorbeeld 'echt' of een batterij nodig is? In een vervolgproject zal in ieder geval besloten moeten worden op welke mate van vereenvoudiging de verdeelsleutels gebaseerd worden.

6.5 Conclusies en aanbevelingen

Al met al toont de verkenning in dit hoofdstuk aan dat het gestandaardiseerde kostenoverzicht uit het ETM voldoende aanknopingspunten biedt om financiële vraagstukken uit de energietransitie te kunnen beantwoorden. De beschreven aanpak om kosten toe te kennen aan eindgebruikers vormt een eerste aanzet om oorzaak-gevolg relaties van kostenontwikkelingen binnen de energietransitie te kunnen duiden. Het gestandaardiseerde kostenoverzicht van het ETM blijkt hierbij een groot deel van de vereiste financiële gegevens te bevatten. Het is daarnaast duidelijk geworden dat het ETM ook veel benodigde informatie bevat over technologieën en energiestromen, maar dat deze nog niet in het gestandaardiseerde kostenoverzicht staat.

Daarbij is gebleken dat nog niet alle aanwezige informatie uit het ETM op de juiste manier ontsloten kan worden. Ook moeten technische en financiële gegevens aangevuld worden binnen het ETM en is nadere uitwerking vereist om tot transparante verdeelsleutels van kosten te komen. Deze pilot is daarmee zeer nuttig geweest om zowel vereiste ontwikkelaspecten van het ETM als benodigde aanvullingen op de voorgestelde allocatiemethodiek te identificeren.

Voor het **gestandaardiseerd kostenoverzicht** in het ETM onderscheiden wij een tweetal verbeterpunten:

1. **Toekennen kosten voor energiedragers aan eindgebruikers:** De kosten voor energiedragers kunnen worden uitgesplitst naar de sectoren binnen het energiesysteem waar ze gebruikt worden. Momenteel bevat het kostenoverzicht kosten voor energiedragers alleen op systeemniveau. Door gestandaardiseerde 'boekhoudmethodes' voor deze kosten toe te voegen aan het ETM kan inzichtelijk gemaakt worden welke sectoren de grootste energiekosten veroorzaken.
2. **Opnemen van kosten voor ontbrekende sectoren:** Door aan de bestaande energiemodellering van het ETM financiële parameters te hangen, kunnen ontbrekende sectoren alsnog aan het kostenoverzicht toegevoegd worden. De sectoren mobiliteit en huishoudelijke apparaten liggen hierbij voor de hand. Met een beperkte inspanning kunnen ook enkele sectoren uit de industrie in meer detail opgenomen worden door vereenvoudigde aannames te doen over de onderliggende technologieën en bijbehorende kosten.

Voor het **toewijzen van kosten aan eindgebruikers** worden een aantal verbeteringen voorgesteld:

1. **Verdeelsleutels opstellen voor ontbrekende componenten uit het kostenoverzicht:** Een aantal kostenposten met een systeemeffect, zoals kosten voor isolatie en warmteafgiftesystemen, vallen buiten beschouwing in het huidige voorstel voor de verdeelsleutels. Met kleine aanpassingen in de methodiek kunnen deze kosten alsnog toebedeeld worden aan eindgebruikers.
2. **Herzien van verdeelsleutels voor energievoorzieningen:** De verdeelsleutels uit het huidige voorstel doen geen recht aan een aantal complexe afhankelijkheden binnen het energiesysteem. Twee genoemde voorbeelden zijn technologieën die energie omzetten met aansluitingen op meerdere soorten infrastructuur en de mate waarin productiemiddelen, infrastructuur en flexibiliteitsoplossingen beslag leggen op elkaar. Nadere uitwerking is nodig om tot passende en rechtvaardige verdeelsleutels te komen.
3. **Vraagstuk van gelijktijdigheid afbakenen in de allocatiemethode:** Gelijktijdig gebruik van (een fractie van) energievoorzieningen vormt een hardnekkige barrière voor het op sluitende wijze toewijzen van kosten aan eindgebruikers. Het verdient aanbeveling om expliciet te onderbouwen in welke mate gelijktijdigheid hierbij meegenomen wordt.

Quintel

Alles bij elkaar genomen lijkt een methodiek om kosten toe te wijzen aan eindgebruikers haalbaar met wat extra inspanning, en daarmee een voorzichtige duiding van de kostenontwikkelingen binnen de energietransitie. Het verdient de aanbeveling om bij het uitwerken van verdeelsleutels netbeheerders en andere belanghebbenden voldoende te betrekken.

7 Bijlagen

7.1 Bijlage: aangepaste schuifjesinstellingen Energietransitiemodel t.b.v. het interpoleren van kostenaannames I13050

ETM slider	Gebruikte methodiek	Jaarlijkse verandering	Uit I13050 scenario					Geïnterpoleerde slider settings		Waarde basisjaar ETM	2019
			2050	2040	2035	2030	2025				
Investeringskosten grote reactoren	Jaarlijkse learning rate	-0,4%	-12%	-8%	-6%	-4%	-2%				
Onderhoudskosten grote reactoren	Jaarlijkse learning rate	1,5%	57%	36%	26%	17%	9%				
Investeringskosten wind op land	Jaarlijkse learning rate	-2,1%	-49%	-37%	-29%	-21%	-12%				
Onderhoudskosten wind op land	Jaarlijkse learning rate	-3,2%	-64%	-50%	-41%	-30%	-18%				
Investeringskosten wind op zee	Jaarlijkse learning rate	-4,3%	-74%	-60%	-50%	-38%	-23%				
Onderhoudskosten wind op zee	Jaarlijkse learning rate	-4,8%	-78%	-64%	-54%	-42%	-25%				
Investeringskosten zonnepanelen	Jaarlijkse learning rate	-3,6%	-68%	-54%	-44%	-33%	-20%				
Efficiëntie zonnepanelen	Jaarlijkse learning rate	0,7%	24%	16%	12%	8%	4%				
Investeringskosten waterkracht rivier	Jaarlijkse learning rate	-0,1%	-4%	-3%	-2%	-1%	-1%				
Onderhoudskosten waterkracht rivier	Jaarlijkse learning rate	0,0%	0%	0%	0%	0%	0%				
Investeringskosten Biomassacentrales	Jaarlijkse learning rate	-1,2%	-32%	-23%	-18%	-13%	-7%				
Onderhoudskosten biomassacentrales	Jaarlijkse learning rate	-5,7%	-84%	-71%	-61%	-48%	-30%				
Investing in net wind op zee	2050 waarde overnemen		€ 1.159,00	€ 1.159,00	€ 1.159,00	€ 1.159,00	€ 1.159,00	€	810,00		
Elektrische warmtepompen	Jaarlijkse learning rate	-2,1%	-49%	-37%	-29%	-21%	-12%				
Aardwarmte	Jaarlijkse learning rate	-6,6%	-88%	-76%	-67%	-53%	-34%				
Zonthermie	Jaarlijkse learning rate	-1,6%	-39%	-28%	-23%	-16%	-9%				
Geïmporteerde restwarmte	Lineaire interpolatie '19-'50	€ -0,32	€ 1,00	€ 4,42	€ 6,13	€ 7,84	€ 9,55	€	11,60	EUR/GJ	
Investeringskosten power-to-gas	Jaarlijkse learning rate	-1,6%	-39%	-28%	-23%	-16%	-9%				
Efficiëntie vliegtuigen	2050 waarde overnemen		0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%				
Olie	Lineaire interpolatie '19-'50	€ -1,95	\$ 58,00	€ 58,97	€ 59,45	€ 59,94	€ 60,42	\$	61,00	USD/barrel	
Kolen	Lineaire interpolatie '19-'50	€ -1,80	\$ 55,00	€ 55,32	€ 55,48	€ 55,65	€ 55,81	\$	56,00	USD/tonne	
Groen gas	Lineaire interpolatie '19-'50	€ -1,91	€ 50,00	€ 53,55	€ 55,32	€ 57,10	€ 58,87	€	61,00	EUR/MWh	
Biogas	Lineaire interpolatie '19-'50	€ -1,52	€ 58,00	€ 53,81	€ 51,71	€ 49,61	€ 47,52	€	45,00	EUR/MWh	
Hout	Lineaire interpolatie '19-'50	€ -4,85	€ 153,00	€ 152,03	€ 151,55	€ 151,06	€ 150,58	€	150,00	EUR/tonne	
Biodiesel	Lineaire interpolatie '19-'50	€ -0,03	€ 1,20	€ 1,12	€ 1,08	€ 1,05	€ 1,01	€	0,96	EUR/L	
Bio-ethanol	Lineaire interpolatie '19-'50	€ -0,03	€ 1,20	€ 1,12	€ 1,08	€ 1,04	€ 1,00	€	0,95	EUR/L	
Batterijen in huishoudens	Jaarlijkse learning rate	-4,0%	-72%	-58%	-48%	-36%	-22%				
Power to heat boilers	Jaarlijkse learning rate	0,1%	2%	1%	1%	1%	0%				
CO2 prijs	Lineaire interpolatie '19-'50	€ -4,20	€ 168,00	€ 153,48	€ 146,23	€ 138,97	€ 131,71	€	123,00	EUR/tonne	
Investeringskosten afvang energie	Jaarlijkse learning rate	-3,4%	-66%	-52%	-43%	-32%	-19%				

7.2 Bijlage: links naar aangepaste II3050-scenario's in het Energietransitiemodel gebruikt voor dit project

Scenario	Jaar	ETM-link
IP2024 Nationale drijfveren	2025	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/16758
IP2024 Nationale drijfveren	2030	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/16759
IP2024 Nationale drijfveren	2035	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/16760
IP2024 Klimaatambitie	2025	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/16761
IP2024 Klimaatambitie	2030	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/16762
IP2024 Klimaatambitie	2035	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/16763
IP2024 Internationale ambitie	2025	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/16764
IP2024 Internationale ambitie	2030	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/16765
IP2024 Internationale ambitie	2035	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/16766
II3050 Decentrale initiatieven	2040	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/16767
II3050 Decentrale initiatieven	2050	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14552
II3050 Nationaal leiderschap	2040	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/16768
II3050 Nationaal leiderschap	2050	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14553
II3050 Europese integratie	2040	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/16769
II3050 Europese integratie	2050	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14554
II3050 Internationale handel	2040	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/16770
II3050 Internationale handel	2050	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14555
BAU DEC referentiescenario	2050	https://beta.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/5243
Scenario waar prijzen voor BAU DEC uit zijn overgenomen	2050	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/15371

7.3 Bijlage: jaarlijkse kosten van de I13050 2050 scenario's

Categorieën	Totale kosten - DEC 2050	Totale kosten - EUR 2050	Totale kosten - INT 2050	Totale kosten - NAT 2050	Totale kosten - BAU DEC 2050
CCUS	€ 83,280,423	€ 860,633,688	€ 391,730,640	€ 175,863,617	€ 30,439,669
CCUS	€ 83,280,423	€ 860,633,688	€ 391,730,640	€ 175,863,617	€ 30,439,669
Gebouwen	€ 3,127,378,756	€ 3,087,732,377	€ 3,201,915,372	€ 2,980,397,121	€ 3,141,094,791
Hybride warmtepomp	€ 97,692,690	€ 211,892,930	€ 277,923,131	€ 39,077,076	€ -
Isolatie	€ 65,324,513	€ 65,324,513	€ 27,333,658	€ 115,454,444	€ -
Overige warmtevraag	€ 313,351,645	€ 240,994,246	€ 326,595,538	€ 272,490,799	€ 579,759,547
Warmtenet	€ 267,812,731	€ 137,505,957	€ 137,505,957	€ 267,812,731	€ -
Warmtepomp	€ 1,504,432,435	€ 1,553,249,988	€ 1,553,792,347	€ 1,406,797,329	€ 1,412,901,401
Overige vraag incl. koeling	€ 878,764,742	€ 878,764,742	€ 878,764,742	€ 878,764,742	€ 1,148,433,843
Huishoudens	€ 8,188,797,616	€ 7,206,028,594	€ 7,572,679,841	€ 7,692,442,102	€ 3,799,438,874
Hybride warmtepomp	€ 946,787,240	€ 2,053,557,156	€ 2,693,487,857	€ 378,714,896	€ 7,608,638
Isolatie	€ 1,404,300,258	€ 1,404,300,258	€ 1,047,080,264	€ 1,788,895,180	€ -
Overige warmtevraag	€ 596,004,513	€ 446,672,430	€ 530,420,881	€ 499,934,043	€ 2,270,514,103
Warmtenet	€ 2,791,757,398	€ 1,422,159,543	€ 1,422,159,543	€ 2,791,757,398	€ 269,979,871
Warmtepomp	€ 1,465,524,174	€ 922,725,591	€ 922,917,681	€ 1,248,716,554	€ 388,940,707
Overige vraag incl. koeling	€ 984,424,031	€ 956,613,616	€ 956,613,616	€ 984,424,031	€ 862,395,555
Industrie & agro	€ 756,683,064	€ 983,503,341	€ 689,232,052	€ 961,649,973	€ 613,336,580
Overige industrie	€ 107,544,688	€ 262,255,606	€ 184,667,580	€ 256,893,907	€ 264,860,289
Staalindustrie	€ 649,138,376	€ 721,247,735	€ 504,564,472	€ 704,756,067	€ 348,476,291
Infrastructuur	€ 14,531,832,141	€ 13,113,249,536	€ 12,905,838,872	€ 16,718,556,517	€ 4,447,550,999
Infrastructuur elektriciteit	€ 7,341,678,473	€ 6,544,640,425	€ 6,586,410,313	€ 8,117,347,817	€ 2,700,000,000
Infrastructuur warmte	€ 175,990,131	€ 211,926,678	€ 338,405,970	€ 293,225,796	€ -
Infrastructuur waterstof	€ 1,452,000,000	€ 1,452,000,000	€ 1,452,000,000	€ 1,452,000,000	€ 1,452,000,000
Infrastructuur gas	€ 3,931,200,000	€ 3,907,200,000	€ 669,822,590	€ 4,435,200,000	€ 295,550,999
Netbeheerskosten	€ 1,630,963,538	€ 997,482,434	€ 3,859,200,000	€ 2,420,782,904	€ -
Opslag en omzetting	€ 4,838,947,795	€ 2,971,936,345	€ 2,862,311,517	€ 4,382,179,128	€ -
Overige import	€ 57,725,946	€ 39,340,824	€ 90,317,088	€ 30,910,235	€ -
Flow batterijen	€ 1,517,316,250	€ 1,062,121,375	€ 1,062,121,375	€ 1,517,316,250	€ -
Batterijen	€ 1,835,374,375	€ 1,006,495,625	€ 1,184,112,500	€ 1,480,140,625	€ -
Electrolyzers voor flex	€ 1,162,900,000	€ 744,256,000	€ 465,160,000	€ 1,162,900,000	€ -
Power to heat	€ 265,631,224	€ 119,722,521	€ 60,600,555	€ 190,912,018	€ -
Productie energie	€ 13,094,825,910	€ 15,069,487,586	€ 9,272,732,565	€ 16,428,131,758	€ 3,699,535,864
Elektriciteitscentrale	€ 644,870,537	€ 335,643,376	€ 466,399,640	€ 469,390,245	€ 789,912,130
Groen gas productie	€ 1,523,565,599	€ 3,880,875,882	€ 485,636,866	€ 1,092,696,168	€ 187,110,948
Kernenergie	€ -	€ 2,610,841,269	€ -	€ 981,088,138	€ 86,690,261
Wind op land	€ 860,037,852	€ 573,358,568	€ 573,358,568	€ 1,146,717,136	€ 472,051,616
Wind op zee	€ 3,630,946,475	€ 3,729,080,164	€ 3,729,080,164	€ 5,102,951,803	€ 403,841,751
Zon	€ 4,407,440,999	€ 3,058,529,377	€ 2,401,134,539	€ 4,147,663,736	€ 530,739,294
Overige import	€ 91,497,577	€ 149,032,297	€ 141,971,690	€ 71,386,187	€ 1,166,869,811
Warmte productie	€ 677,463,817	€ 200,659,186	€ 142,805,533	€ 370,713,411	€ 62,320,052
Blauwe waterstofcentrale	€ 101,805,546	€ 531,467,467	€ 175,148,056	€ 152,531,163	€ -
Electrolyzers voor waterstof	€ 1,157,197,508	€ -	€ 1,157,197,508	€ 2,892,993,770	€ -
Import energie	€ 3,985,583,248	€ 13,371,678,577	€ 9,489,499,831	€ 3,855,116,666	€ 27,883,495,181
Overige import	€ -	€ 88,800,492	€ -	€ 34,082,764	€ 6,074,580
Import biomassa	€ 2,507,732,206	€ 9,008,807,624	€ 4,027,103,206	€ 2,007,136,567	€ 1,900,751,873
Import fossiel	€ 792,712,732	€ 3,571,816,111	€ 1,668,573,216	€ 1,394,606,544	€ 24,049,840,559
Import elektriciteit	€ 842,607,924	€ 833,323,190	€ 978,346,205	€ 788,809,259	€ 1,926,828,169
Import waterstof	€ -157,469,613	€ -131,068,840	€ 2,815,477,203	€ -369,518,467	€ -
Grand Total	€ 48,607,328,954	€ 56,664,250,042	€ 46,385,940,690	€ 53,194,336,882	€ 43,614,891,957

7.4 Bijlage: jaarlijkse investeringen uit de investeringspaden 2025-2050

Decentrale scenariopad

Categorieën	Jaarlijkse investeringen - 2050	Jaarlijkse investeringen - 2040	Jaarlijkse investeringen - 2035	Jaarlijkse investeringen - 2030	Jaarlijkse investeringen - 2025
CCUS	€ 14,400,913	€ 84,335,959	€ 126,871,903	€ 289,319,486	€ 97,619,377
CCUS	€ 14,400,913	€ 84,335,959	€ 126,871,903	€ 289,319,486	€ 97,619,377
Gebouwen	€ 2,285,157,089	€ 2,120,665,544	€ 1,318,895,390	€ 1,374,808,709	€ 993,872,834
Hybride warmtepomp	€ 39,927,423	€ 52,058,469	€ 42,042,691	€ 44,017,566	€ 14,560,684
Isolatie	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Overige warmtevraag	€ 197,566,489	€ 426,598,459	€ 103,001,986	€ 131,209,441	€ 169,729,278
Warmtenet	€ 194,412,769	€ 237,923,861	€ 285,422,576	€ 147,973,433	€ 130,017,252
Warmtepomp	€ 1,129,267,357	€ 481,230,302	€ 347,296,856	€ 540,956,450	€ 200,887,923
Overige vraag incl. koeling	€ 723,983,051	€ 922,854,454	€ 541,131,280	€ 510,651,818	€ 478,677,696
Huishoudens	€ 5,151,141,387	€ 5,301,328,673	€ 5,483,278,253	€ 3,942,242,287	€ 3,297,388,940
Hybride warmtepomp	€ 398,784,063	€ 448,583,286	€ 377,996,872	€ 397,369,523	€ 122,865,746
Isolatie	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Overige warmtevraag	€ 352,709,709	€ 738,261,692	€ 214,932,710	€ 510,440,499	€ 961,094,006
Warmtenet	€ 2,093,758,429	€ 2,268,474,862	€ 2,994,791,690	€ 1,573,321,934	€ 1,093,232,419
Warmtepomp	€ 1,399,742,565	€ 1,267,880,230	€ 1,245,338,690	€ 889,103,165	€ 623,018,374
Overige vraag incl. koeling	€ 906,146,621	€ 578,128,604	€ 650,218,291	€ 572,007,165	€ 497,178,396
Industrie & agro	€ 258,735,004	€ 322,749,517	€ 626,215,540	€ 731,793,438	€ 994,375,730
Overige industrie	€ 64,686,634	€ 113,583,341	€ 398,639,892	€ 479,584,489	€ 558,742,092
Staalindustrie	€ 194,048,369	€ 209,166,177	€ 227,575,648	€ 252,208,948	€ 435,633,638
Infrastructuur	€ 5,717,802,774	€ 4,466,295,613	€ 4,121,937,873	€ 2,611,533,429	€ 463,305,398
Infrastructuur elektriciteit	€ 4,297,614,849	€ 3,714,456,302	€ 3,378,953,346	€ 2,081,104,396	€ 180,633,615
Infrastructuur warmte	€ 18,000,739	€ 34,191,087	€ 33,195,646	€ 25,754,487	€ 24,253,488
Infrastructuur waterstof	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Infrastructuur gas	€ 1,402,187,186	€ 717,648,225	€ 709,788,881	€ 504,674,547	€ 258,418,296
Opslag en omzetting	€ 4,493,750,014	€ 3,967,566,322	€ 3,593,116,342	€ 3,833,467,534	€ 573,454,370
Overige import	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Flow batterijen	€ 1,680,424,392	€ 1,597,427,236	€ 1,156,663,229	€ 1,651,578,947	€ -
Batterijen	€ 1,601,750,000	€ 1,612,500,000	€ 1,100,800,000	€ 958,900,000	€ 365,500,000
Electrolyzers voor flex	€ 995,215,000	€ 516,170,000	€ 1,156,540,000	€ 1,120,500,000	€ 150,000,000
Power to heat	€ 216,360,622	€ 241,469,087	€ 179,113,113	€ 102,488,587	€ 57,954,370
Productie energie	€ 7,834,224,853	€ 10,837,786,216	€ 11,400,509,405	€ 15,119,939,053	€ 12,467,098,053
Elektriciteitscentrale	€ 700,920,155	€ 774,658,640	€ 979,383,933	€ 646,474,149	€ 905,126,818
Groen gas productie	€ 350,600,056	€ 1,018,619,666	€ 302,075,060	€ 266,992,467	€ 111,484,789
Kernenergie	€ -	€ -	€ 17,495,273	€ 17,871,515	€ 9,019,007
Wind op land	€ 721,465,820	€ 340,257,354	€ 869,157,288	€ 881,627,875	€ 1,033,254,348
Wind op zee	€ 2,100,268,160	€ 3,082,979,500	€ 5,115,196,916	€ 8,176,027,048	€ 2,739,038,673
Zon	€ 2,592,981,242	€ 3,957,429,141	€ 2,753,729,461	€ 3,890,339,341	€ 6,272,269,383
Overige import	€ 37,476,194	€ 125,875,752	€ 124,647,262	€ 320,760,488	€ 1,208,341,374
Warmte productie	€ 388,835,592	€ 409,743,966	€ 165,934,212	€ 171,437,405	€ 188,563,662
Blauwe waterstofcentrale	€ -	€ 6,925,709	€ -	€ 748,408,766	€ -
Electrolyzers voor waterstof	€ 941,677,634	€ 1,121,296,488	€ 1,072,890,000	€ -	€ -
Import energie	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Overige import	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Import biomassa	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Import fossiel	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Import elektriciteit	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Import waterstof	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Grand Total	€ 25,755,212,034	€ 27,100,727,846	€ 26,670,824,706	€ 27,903,103,936	€ 18,887,114,704

Internationale scenariopad

Categorieën	Jaarlijkse investeringen - 2050	Jaarlijkse investeringen - 2040	Jaarlijkse investeringen - 2035	Jaarlijkse investeringen - 2030	Jaarlijkse investeringen - 2025
CCUS	€ 173,105,889	€ 148,050,174	€ 212,928,404	€ 598,948,432	€ 89,683,496
CCUS	€ 173,105,889	€ 148,050,174	€ 212,928,404	€ 598,948,432	€ 89,683,496
Gebouwen	€ 2,422,911,665	€ 1,805,308,313	€ 1,377,842,157	€ 1,569,052,927	€ 1,362,009,747
Hybride warmtepomp	€ 174,244,656	€ 230,983,261	€ 106,567,272	€ 71,494,332	€ 22,312,416
Isolatie	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Overige warmtevraag	€ 210,342,875	€ 237,989,551	€ 103,082,647	€ 141,818,167	€ 183,507,068
Warmtenet	€ 99,897,237	€ 126,645,003	€ 133,097,012	€ 87,778,486	€ 80,106,599
Warmtepomp	€ 1,214,443,846	€ 526,376,105	€ 493,963,946	€ 682,107,322	€ 232,472,139
Overige vraag incl. koeling	€ 723,983,051	€ 683,314,393	€ 541,131,280	€ 585,854,621	€ 843,611,525
Huishoudens	€ 4,854,295,201	€ 4,824,980,240	€ 3,731,544,378	€ 3,296,030,270	€ 2,543,205,392
Hybride warmtepomp	€ 1,723,272,746	€ 1,989,869,147	€ 926,745,553	€ 635,105,592	€ 190,108,800
Isolatie	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Overige warmtevraag	€ 305,952,022	€ 351,279,457	€ 208,144,183	€ 570,808,827	€ 1,068,783,111
Warmtenet	€ 1,078,823,224	€ 1,142,254,228	€ 1,344,338,688	€ 907,337,725	€ 582,214,090
Warmtepomp	€ 838,907,820	€ 765,887,859	€ 680,542,337	€ 640,867,446	€ 213,520,015
Overige vraag incl. koeling	€ 907,339,388	€ 575,689,549	€ 571,773,617	€ 541,910,680	€ 488,579,376
Industrie & agro	€ 298,606,329	€ 395,761,284	€ 446,730,940	€ 561,929,600	€ 785,951,044
Overige industrie	€ 130,688,902	€ 169,901,816	€ 224,279,828	€ 310,543,194	€ 351,738,161
Staalindustrie	€ 167,917,427	€ 225,859,468	€ 222,451,112	€ 251,386,406	€ 434,212,883
Infrastructuur	€ 4,248,963,632	€ 4,138,365,638	€ 2,476,922,632	€ 1,810,780,604	€ 412,245,081
Infrastructuur elektriciteit	€ 3,786,502,589	€ 3,785,575,038	€ 2,025,071,846	€ 1,459,427,560	€ 180,633,615
Infrastructuur warmte	€ 42,961,108	€ 61,999,868	€ 61,942,659	€ 39,743,024	€ 25,215,779
Infrastructuur waterstof	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Infrastructuur gas	€ 419,499,934	€ 290,790,732	€ 389,908,127	€ 311,610,020	€ 206,395,687
Opslag en omzetting	€ 2,641,330,026	€ 3,428,504,946	€ 1,332,864,658	€ 1,537,211,233	€ 229,446,625
Overige import	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Flow batterijen	€ 1,226,199,349	€ 1,678,415,874	€ 385,925,916	€ 550,526,316	€ -
Batterijen	€ 1,042,750,000	€ 1,225,500,000	€ 475,137,039	€ 427,819,606	€ 134,375,000
Electrolyzers voor flex	€ 325,435,000	€ 473,570,000	€ 417,340,000	€ 522,900,000	€ 75,000,000
Power to heat	€ 46,945,677	€ 51,019,071	€ 54,461,703	€ 35,965,312	€ 20,071,625
Productie energie	€ 5,335,901,427	€ 8,710,732,159	€ 10,221,647,896	€ 13,761,463,876	€ 10,124,175,375
Elektriteitscentrale	€ 390,258,697	€ 754,673,973	€ 1,298,248,407	€ 279,275,674	€ 910,359,255
Groen gas productie	€ 27,061,643	€ 139,744,874	€ 885,696,621	€ 734,121,383	€ 376,472,342
Kernenergie	€ -	€ -	€ 17,495,273	€ 17,871,515	€ 9,019,007
Wind op land	€ 463,901,279	€ 389,366,743	€ 409,244,325	€ 447,332,647	€ 831,414,643
Wind op zee	€ 2,225,285,525	€ 3,863,475,000	€ 3,585,419,007	€ 8,176,027,048	€ 2,739,038,673
Zon	€ 1,403,365,815	€ 2,186,988,156	€ 1,357,962,220	€ 1,574,766,038	€ 3,780,160,393
Overige import	€ 54,371,702	€ 162,443,725	€ 174,576,508	€ 408,402,077	€ 1,255,086,276
Warmte productie	€ 33,909,581	€ 80,662,425	€ 94,405,904	€ 125,008,168	€ 157,542,704
Blauwe waterstofcentrale	€ 55,888,585	€ 40,479,270	€ -	€ 748,408,766	€ -
Electrolyzers voor waterstof	€ 681,858,600	€ 1,092,897,993	€ 2,398,599,632	€ 1,250,250,561	€ 65,082,083
Import energie	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Overige import	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Import biomassa	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Import fossiel	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Import elektriciteit	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Import waterstof	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Grand Total	€ 19,975,114,168	€ 23,451,702,755	€ 19,800,481,066	€ 23,135,416,943	€ 15,546,716,760

Quintel

Contact

info@quintel.com

Keizersgracht 639-H
1017 DT Amsterdam

+31 20 303 30 04

quintel.com