



Rijksdienst voor Ondernemend
Nederland

Kosten van de energietransitie

Synthese van kennis en kennislacunes

Startrapport Programma EIK

*>> Duurzaam, Agrarisch, Innovatief
en Internationaal ondernemen*

Inhoud

Managementsamenvatting	4
1 Inleiding	12
1.1 Aanleiding en doel	12
1.2 Structuur van het rapport	13
1.3 Methode	13
2 Externe effecten en baten	15
2.1 Inleiding	15
2.2 Soorten en huidige omvang externe effecten	15
2.3 Verwachte ontwikkeling externe effecten energietransitie	16
2.4 Leverings(on)zekerheid en weerbaarheid	17
2.5 Synthese en kennislacunes	18
3 Jaarlijkse systeemkosten en investeringsopgave energietransitie	19
3.1 Inleiding	19
3.2 Systeemdynamiek in energiescenario's	20
3.3 Verwachte ontwikkeling hoogte en structuur systeemkosten	21
3.4 Verwachte ontwikkeling omvang en structuur systeemkosten volgens andere systeemstudies	24
3.5 Verwachte ontwikkeling kapitaalinvesteringen energiesysteem	25
3.6 Synthese en kennislacunes	27
4 Effect energietransitie op de overheidsfinanciën	29
4.1 Inleiding	29
4.2 Overheidsrekening Energietransitie 2019-2024	29
4.3 Verwachte ontwikkeling overheidsrekening energietransitie 2030-2050	34
4.4 Synthese en kennislacunes	36
5 Eindgebruikerskosten en –prijzen	38
5.1 Inleiding	38
5.2 Nationale uitgaven energie verdeeld naar huishoudens en bedrijven (historie)	38
5.3 Verwachte ontwikkeling systeemkosten per energiedrager	42
5.4 Kosten (energie, kapitaal, onderhoud) voor eindgebruikers (2030-2050)	44
5.5 Vraagflexibiliteit	48
5.6 Synthese en kennislacunes	48
6 Businesscases energieketens	50
6.1 Inleiding	50
6.2 Elektriciteit	50
6.3 Warmte	51
6.4 Waterstof	52
6.5 Koolstof	53
6.6 Synthese en kennislacunes	54

7	Financiering	56
7.1	Het financieringslandschap	56
7.2	Publiek vs. privaat: rol voor de overheid	57
7.3	Synthese en kennislacunes	58
8	Macro-economische effecten	59
8.1	Algemeen	59
8.2	Externe invloeden	64
8.3	Overheidskeuzes in industriebeleid	64
8.4	Synthese en kennislacunes	65
9	Referenties	67
	Bijlage 1. Klimaatschade, baten en macro-economische kosten	71

Managementsamenvatting

Aanleiding en doel

Het kennisprogramma Energietransitie Integraal Kostenbeeld (EIK) is geïnitieerd om een structureel, publiek en integraal inzicht te ontwikkelen in de kosten, investeringen, verdelingseffecten en baten van de energietransitie. Het programma wordt uitgevoerd door een consortium bestaande uit Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS), Centraal Planbureau (CPB), Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), Rijksdienst voor Onderneming Nederland (RVO) en De Nederlandse Organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek (TNO). Deze startrapportage wordt uitgebracht door CBS, RVO en TNO.

Deze rapportage heeft een tweeledig doel. Ten eerste vormt zij een overzicht van de kennisbasis: een systematische beschrijving van wat op dit moment bekend is over de financieel-economische aspecten van de energietransitie in Nederland, waaronder systeemkosten, macro-economische effecten, externe effecten, financiering en de implicaties voor verschillende actoren zoals huishoudens, bedrijven en de overheid. Daarmee markeert het rapport het vertrekpunt van het EIK-programma en legt het de basis voor verdere kennisontwikkeling. Tegelijkertijd is dit een start-rapport, dat zich deels baseert op prototypewerk en een gerichte literatuurstudie die niet uitputtend kan zijn; er is een zorgvuldige poging gedaan om beschikbare inzichten samen te brengen tot een samenhangend geheel, maar door de beperkte tijd en de breedte van het onderwerp betreft dit een eerste synthese die nog geen volledig en integraal beeld van de transitie geeft. Het maakt zichtbaar waar inzichten relatief robuust zijn, waar bandbreedtes groot zijn en waar lacunes bestaan. Ten tweede ondersteunt de rapportage de beleidsvorming op dit moment. De meest concrete aanleiding is de actualisatie van het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE). De inzichten in dit rapport bieden een financieel-economische onderbouwing van beleidskeuzes die nu voorliggen. Daarbij is het uitgangspunt onafhankelijkheid: in het rapport wordt niet beoogd bestaande beleidsvoorkeuren te bevestigen, maar transparant te maken wat de huidige kennis en resultaten zeggen – inclusief onzekerheden en spanningsvelden.

De huidige onzekere situatie in de wereld met grote impact op het energiesysteem, is in dit startrapport niet meegenomen. Voorspellen wat er gebeurt met de energieprijzen, hoe lang die zullen aanhouden, is onmogelijk, laat staan de gevolgen in beeld brengen voor de industrie, huishoudens en overheidsrekening. De situatie laat vooral wel het belang zien van een integraal economisch inzicht in de energietransitie.

De rol van de overheid in de transitie

De rol van de overheid in de energietransitie is niet vanzelfsprekend gegeven, maar hangt samen met de maatschappelijke doelen die worden nagestreefd en de mate waarin markten deze zelfstandig realiseren. In een vrije markt bepalen vraag en aanbod de prijzen, wat in principe leidt tot efficiënte productie en allocatie, terwijl investeringsrisico's bij marktpartijen liggen. De overheid stuurt echter niet alleen op betaalbaarheid, maar ook op duurzaamheid en leveringszekerheid. Omdat de productie en consumptie van energie gepaard gaan met externe effecten – zoals emissies en milieuschade – worden maatschappelijke kosten niet volledig in marktprijzen verdisconteerd. Dit maakt een bredere maatschappelijke afweging noodzakelijk.

Daarnaast vereist de transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem een fundamentele herinrichting van productie, distributie en gebruik van energie. Incrementele verbeteringen binnen het bestaande fossiele systeem volstaan daarbij niet. Dergelijke systeemveranderingen komen niet vanzelf tot stand via marktwerking alleen. Ze worden belemmerd door verschillende vormen van falen: marktfalen, zoals het onvoldoende beprijzen van externe effecten en kennis-spillovers; systeemfalen, zoals het ontbreken van infrastructuur, competenties en passende regelgeving; en transitiefalen, dat samenhangt met een gebrek aan richting, coördinatie en lerend vermogen. Dit vraagt om transformatiegericht innovatiebeleid, waarin de overheid stuurt op een maatschappelijk optimaal systeemontwerp en tegelijkertijd oog houdt voor de verdelingseffecten.

Mondiale en nationale baten als onderbouwing van de transitie¹

Op mondiale schaal is het beeld helder: de kosten van klimaatmitigatie zijn aanzienlijk, maar blijven beperkt in verhouding tot de vermeden schade. Het IPCC (IPCC, 2022, AR6 WGIII, §3.6.1.2) laat zien dat de macro-economische kosten van mitigatiepaden die de opwarming beperken tot onder 2°C voor ontwikkelde regio's zoals de EU in de orde van grootte liggen van 0 tot circa 2,5% bbp (cumulatief tot 2050 ten opzichte van hun respectievelijke referentie pad) (IPCC, 2022). Daartegenover raamt het IPCC dat de vermeden klimaatschade in 2100 bij beperking van de opwarming van 3°C naar 2°C op 2 tot 13% van het mondiale bbp (IPCC, 2022, AR6 WGIII, §3.6.2). Hoewel deze bandbreedtes groot zijn, is de orde van grootte duidelijk: de potentiële baten van extra mitigatie zijn substantieel en overstijgen in veel studies de macro-economische mitigatiekosten. Vanuit een mondiaal welvaartspectief is emissiereductie daarmee rationeel.

Voor Nederland geldt dat de directe relatie tussen nationale emissiereductie en nationale klimaatschade beperkt is – klimaat is een mondiaal publiek goed. Toch is Nederlandse inzet economisch en normatief relevant. Ten eerste draagt Nederland als ontwikkeld land met relatief hoge historische emissies, net als veel andere Europese landen, een bijzondere verantwoordelijkheid binnen de afspraken van het Parijsakkoord. Ten tweede beschikken rijke landen over grotere financiële en technologische capaciteit om nieuwe transitiepaden te ontwikkelen en op te schalen. Europese landen kunnen vanuit een voorlopersrol bijdragen aan mondiale kostendalingen van technologie en institutionele leerervaringen, wat de mondiale transitie versnelt. Juist daarom is in het Parijsakkoord vastgelegd dat ontwikkelde landen het voortouw moeten blijven nemen via hun emissiereductiedoelstellingen.

Nationale maatschappelijke effecten

Tegelijkertijd heeft de transitie ook directe nationale effecten die relevant zijn voor de Nederlandse afweging:

- **Weerbaarheid.** Een verschuiving naar een duurzaam energiesysteem – in de regel sterker leunend op binnenlandse productie van hernieuwbare energie en elektrificatie – verandert de kostenstructuur fundamenteel. Het huidige systeem is sterk afhankelijk van energie-import uit het buitenland. In een duurzaam systeem verschuift dat naar investeringen in binnenlandse productie en infrastructuur. Dat verkleint de directe blootstelling aan geopolitieke prijsschokken. Fossiele prijsstijgingen werken onmiddellijk door in energierekeningen en industriële kosten, zoals zichtbaar door de inval in Oekraïne en de energie-oorlog in het Midden-Oosten. Een grotere afhankelijkheid van technologie en kritieke materialen komt hiervoor in de plaats.
- **Gezondheid.** Verbranding van fossiele brandstoffen veroorzaakt luchtverontreiniging met aantoonbare negatieve effecten op gezondheid. Elektrificatie en schonere energiebronnen verminderen deze emissies. Lagere zorgkosten, hogere arbeidsproductiviteit en verbeterde leefomgevingskwaliteit zijn aanvullende baten van de transitie.
- **Biodiversiteit.** Methaanemissies dragen bij aan klimaatverandering en stikstofemissies hebben negatieve effecten op biodiversiteit en natuurkwaliteit. Beide hangen in belangrijke mate samen met intensieve veehouderij. Hoewel landbouw grotendeels² buiten de scope van dit rapport valt, is de verwevenheid tussen klimaat-, stikstof- en biodiversiteitsopgaven relevant voor de bredere maatschappelijke afweging.
- **Ruimte.** Tot slot betekent de transitie een verschuiving van energie-import uit het buitenland naar binnenlandse productie. Dat vergroot de ruimtelijke impact door bijvoorbeeld windenergie, zonnevelden en elektriciteitsinfrastructuur, die direct raakt aan de leefomgeving en de maatschappelijke acceptatie.

Gezamenlijk laten deze effecten zich economisch duiden als externaliteiten³. Externaliteiten zijn maatschappelijke kosten en baten die geheel of gedeeltelijk buiten de markttransactie vallen, of niet op de juiste plek in het systeem een prijsprikkel krijgen. Wanneer dergelijke externe effecten niet (volledig) zijn beprijsd, wijken private beslissingen af van wat maatschappelijk optimaal is. Dat is in het geval van de transitie geen uitzondering, maar een structureel kenmerk van het huidige energiesysteem. Voor de overheid is het daarom relevant deze externaliteiten expliciet mee te wegen in de besluitvorming.

¹ Tenzij anders vermeld, zijn alle genoemde resultaten uitgedrukt in reële termen, dus gecorrigeerd voor inflatie.

² Hoewel landbouw als sector niet volledig buiten de scope van dit rapport valt, ligt de focus op energiegerelateerde emissies. Het merendeel van de landbouwemissies is niet direct energiegerelateerd en valt daarom buiten de analyse. Een belangrijke uitzondering is de glastuinbouw, die wel energie-intensief is en daarom binnen de scope van dit rapport wordt meegenomen.

³ Economische weerbaarheid wordt in de klassieke welvaartseconomie niet als externaliteit gezien. Tegelijk betreft het wel een effect dat marktpartijen doorgaans niet volledig meewegen, terwijl het – zeker in de huidige geopolitieke context – maatschappelijk relevant is. Daarom nemen we dit hier, buiten de strikte definitie, wel mee.

Wat gebeurt er met het energiesysteem?

De integrale kostenanalyse van het energiesysteem is gebaseerd op meerdere energiescenario's die ook ten grondslag liggen aan de actualisatie van het NPE. Deze scenario's verschillen onderling in economische groei, omvang en structuur van de industrie, gedragsveronderstellingen, beschikbaarheid van CO₂-afvang en -opslag (CCS), importmogelijkheden van duurzame energiedragers en de benutting van nationale potenties voor wind op zee en zon. Ook de mate waarin import van duurzame moleculen mogelijk en wenselijk wordt geacht, beïnvloedt de systeemrichting aanzienlijk. Die verschillen vertalen zich in uiteenlopende energievraag, technologische mix en kostenontwikkeling. Tegelijkertijd geven de scenario's het robuuste inzicht in enkele ontwikkelingen die in vrijwel alle kosteneffectieve paden terugkeren. Dit zijn:

Elektrificatie als structurele kern

De mate van elektrificatie en binnenlandse hernieuwbare opwek varieert tussen scenario's. Desondanks vormt grootschalige elektrificatie in vrijwel alle scenario's de ruggengraat van het toekomstige energiesysteem. Zelfs zonder aanvullende klimaatdoelen neemt het aandeel hernieuwbare elektriciteit toe in kostenoptimale systeembeelden. Elektrificatie is energetisch efficiënt en vermijdt conversieverliezen die optreden bij de productie en inzet van waterstof of synthetische brandstoffen. Dat betekent niet dat alle energiedragers worden vervangen door elektriciteit, maar wel dat elektriciteit een veel centralere rol krijgt in industrie, mobiliteit en gebouwde omgeving. Daarmee groeit ook het belang van productiecapaciteit op land en op zee, systeemintegratie, flexibiliteit en netverzwaring.

Energiebesparing als randvoorwaarde

Energiebesparing blijkt in alle scenario's een noodzakelijke component. Hoewel besparingsmaatregelen niet altijd de laagste marginale kosten kennen, zijn zij cruciaal voor het systeem als geheel. Hernieuwbare potenties zijn fysiek begrensd (ruimte, netcapaciteit, beschikbaarheid van duurzame bronnen) en maatschappelijk beperkt opschaalbaar. Besparing vermindert de druk op ruimtegebruik, infrastructuur en importstromen en vergroot daarmee de robuustheid van het systeem. In die zin fungeert energiebesparing niet alleen als kostenmaatregel, maar ook als randvoorwaarde voor een uitvoerbare transitie.

Een breed palet aan energiedragers en ketens

Hoewel elektrificatie dominant blijft, maken kosteneffectieve transitiepaden gebruik van een breed palet aan opties. Dit omvat fossiele toepassingen gecombineerd met compensatie van emissies via CCS of negatieve emissies (ergens in het systeem, niet noodzakelijkerwijs bij de toepassing zelf), duurzame energiedragers zoals waterstof, biogene en synthetische koolstoffen (binnenlands geproduceerd of geïmporteerd), en duurzame warmteopties zoals geothermie. Kernenergie past in veel scenario's binnen een kostengeoptimaliseerd systeem, maar blijkt tegelijkertijd doorgaans niet rendabel te realiseren zonder publieke ondersteuning. De rol en omvang van deze opties varieert per scenario, afhankelijk van de gehanteerde aannames en beperkingen, bijvoorbeeld rond CCS. Vooral in industriële toepassingen en in de luchtvaart en scheepvaart blijven moleculen – in welke vorm dan ook – noodzakelijk. Het algemene beeld is echter helder: een klimaatneutraal energiesysteem is een geïntegreerd geheel waarin elektriciteit, moleculen, besparing en infrastructuur samenkomen.

Van brandstofgedreven naar kapitaalintensief

De hiervoor beschreven verschuivingen in het energiesysteem – met name elektrificatie, binnenlandse hernieuwbare opwek en versterking van infrastructuur – vertalen zich direct in een fundamenteel andere kostenstructuur. Het aandeel van fossiele import in de totale systeemkosten daalt in klimaatneutrale scenario's van meer dan de helft nu naar circa 0–9% in 2050⁴. Tegelijkertijd groeit het relatieve gewicht van de elektriciteitsketen substantieel. Het aandeel van elektriciteitsproductie en -levering verdubbelt grofweg. Binnen die keten neemt vooral de elektriciteitsinfrastructuur sterk in betekenis toe: waar netten en infrastructuur rond 2030 nog een beperkt aandeel van de totale nationale energiekosten vertegenwoordigen, loopt dit richting 2050 op tot ongeveer 15%. Ook aan de vraagzijde verschuift het zwaartepunt, doordat investeringen in isolatie, warmtepompen en elektrisch vervoer sterk toenemen. Per saldo verschuift het systeem daarmee van een OPEX-intensieve structuur – gekenmerkt door structurele brandstofuitgaven – naar een CAPEX-intensieve structuur waarin kapitaalinvesteringen in binnenlandse assets dominant worden.

⁴ Twee scenario's zijn buiten deze bandbreedte gehouden: het referentiescenario dat niet tot klimaatneutraliteit in 2050 leidt, en het ADAPT scenario van TNO, dat bovengemiddeld leunt op CCS als oplossing, en dus hogere kosten voor fossiele energie heeft.

Ontwikkeling van de systeemkosten in relatie tot het bbp

Hierbij blijft de stijging van de totale systeemkosten beheersbaar. In scenario's waarin het huidige beleid richting 2030 wordt doorgezet, stijgen de totale kosten van het energiesysteem richting 2050 met gemiddeld circa 1% per jaar. In scenario's die expliciet op klimaatneutraliteit in 2050 koersen ligt de kostengroei hoger, vanwege extra investeringen en systeemaanpassingen die nodig zijn om emissies structureel te reduceren. Deze scenario's laten een groei in systeemkosten zien van 1,3–2,2% per jaar.

Tegelijkertijd groeit in deze scenario's ook de economie. De WLO-scenario's gaan uit van een bbp-groei van circa 0,5 tot 2% per jaar. Deze economische groei vertaalt zich in hogere activiteitsniveaus, zoals industriële productie, mobiliteit en vraag naar energie, en daarmee in een groter energiesysteem met hogere absolute kosten.

De energiescenario's zijn veelal geconstrueerd rond de hogere groeipaden binnen deze bandbreedte. Daardoor liggen de groeipercentages van systeemkosten en bbp in dezelfde orde van grootte, en kan het aandeel van energiekosten in het bbp op lange termijn relatief stabiel blijven.

Tegelijkertijd kan de energietransitie zelf invloed hebben op de omvang en samenstelling van de economische activiteit, en daarmee op het bbp-niveau. Dit kan leiden tot verschuivingen tussen sectoren en actoren, en in bepaalde scenario's tot een lager bbp ten opzichte van een referentiepad.

Hoger investeringsniveau door grotere kapitaalintensiever systeem

De meest zichtbare consequentie van de verschuiving naar een kapitaalintensief systeem is de omvang van de investeringsopgave. Ten opzichte van het historische investeringsniveau in afgelopen decennia laten de scenario's een structurele toename zien met een factor 2 tot 3. Richting 2030 en daarna blijven de jaarlijkse investeringen substantieel hoger dan historisch gebruikelijk. Het grootste deel – circa 80–90% – van deze investeringen concentreert zich op twee plaatsen in het systeem: de elektriciteitsketen (opwekcapaciteit en netwerkinfrastructuur) en het eindgebruik (isolatie, warmtepompen en elektrische voertuigen).

Cijfers over de recente historie laten zien dat de beweging naar een hoger investeringsniveau al is ingezet. De totale energieregerelateerde investeringen lagen in 2023 circa 60% hoger dan in 2019. Vooral investeringen van huishoudens in zon-PV (+100%), warmtepompen (+400%) en elektrische mobiliteit (+150%) zijn sterk toegenomen (CBS, 2026a). De transitie is daarmee niet alleen een toekomstig perspectief, maar al zichtbaar in actuele investeringsstromen.

Macro-economische effecten: open economie, reële risico's

De macro-economische impact van klimaatbeleid is voor Nederland relatief groot. De EU loopt internationaal voorop in emissiereductie, terwijl Nederland een kleine, zeer open economie is met een relatief groot energie-intensief industriecluster. Dat maakt de Nederlandse economie gevoelig voor verschillen in klimaatambitie tussen regio's in Europa en de wereld.

Historisch gezien zijn de macro-economische effecten van structurele veranderingen in het energiesysteem vaak beperkt gebleken, maar bij sterke prijsverschillen – zoals tijdens energieprijsschokken – zijn wel degelijk effecten op concurrentievermogen en economische activiteit waargenomen. In de context van de energietransitie werkt dit via een keten van effecten: klimaatbeleid verhoogt via CO₂-beprijzing, normen en investeringskosten de prijzen in het energiesysteem. In internationale markten kunnen bedrijven deze kosten slechts beperkt doorberekenen, waardoor hun concurrentiepositie kan verslechteren. Dit kan leiden tot verschuiving van productie en investeringen naar andere regio's, met name als Europa voorloopt op andere delen van de wereld. De mate waarin dit optreedt hangt sterk af van flankerend beleid, zoals marktbescherming (bijv. CBAM) en het bieden van handelingsperspectief via tijdige beschikbaarheid van infrastructuur (zoals elektriciteitsnetten en CCS).

Een afname van energie-intensieve bedrijvigheid kan leiden tot herallocatie van arbeid en kapitaal naar andere sectoren, die al dan niet een vergelijkbare economische waarde genereren. Via deze opeenvolgende stappen kan uiteindelijk een lager bbp-niveau ontstaan ten opzichte van een referentiepad. Elke stap in deze keten is echter omgeven met onzekerheden – van prijsvorming en internationale beleidsreacties tot investeringsbeslissingen en structuurveranderingen in de economie – waardoor de uiteindelijke macro-economische impact sterk scenario-afhankelijk is en nadere studie rechtvaardigt.

Tegen deze achtergrond laten modelstudies zien dat de macro-economische effecten op korte termijn beperkt negatief zijn, maar richting 2040 in bepaalde scenario's kunnen oplopen tot enkele procenten van het bbp⁵, met name wanneer duurdere reductiemaatregelen nodig zijn. Dit risico is reëel, maar geen gegeven. De uiteindelijke impact hangt in belangrijke mate af van beleidskeuzes en marktvoormgeving, zoals het Europese emissiehandelssysteem en het bijbehorende marktstabiliteitsreserve, het Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), de ruimte voor CCS en tijdige beschikbaarheid van elektriciteitsinfrastructuur.

De transitie naar een sterk elektrificerende economie vraagt daarnaast om de ontwikkeling van nieuwe bedrijvigheid, zoals maakindustrie voor transitietechnologieën en activiteiten in de circulaire sector. Deze kunnen economische kansen en nieuwe werkgelegenheid opleveren, maar brengen ook risico's met zich mee. In een krappe arbeidsmarkt kan extra vraag naar arbeid en kapitaal juist knelpunten versterken en de voortgang van de transitie beperken. Daarnaast is onzeker waar en in welke mate deze nieuwe activiteiten zich ontwikkelen, en of zij een vergelijkbare economische waarde genereren als de activiteiten die mogelijk verdwijnen. Dit raakt aan een bredere vraag in hoeverre voldoende arbeid en kapitaal beschikbaar zijn om de transitie te realiseren, en wat dit betekent voor verschuivingen tussen sectoren. De economische impact hiervan wordt momenteel nog beperkt gemonitord en vormt daarmee een belangrijk kennishiaat.

Huishoudens: gemiddeld stabiel, onderliggend ongelijk

Voor huishoudens bestaan de energiekosten⁶ hoofdzakelijk uit twee componenten: verwarming van de woning en personenmobiliteit. In de meeste scenario's blijven de totale energiekosten per huishouden over de tijd gezien grosso modo stabiel. Voor ruimteverwarming varieert het beeld beperkt – lichte stijging of daling afhankelijk van het pad – terwijl de kosten voor personenmobiliteit in veel gevallen dalen door elektrificatie.

Achter dit stabiele gemiddelde gaat echter een belangrijke verschuiving schuil. Een substantieel deel van de huidige energierekening bestaat uit energiebelasting op aardgas en accijnzen op motorbrandstoffen. Elektrificatie en duurzame alternatieven worden relatief minder belast en in sommige gevallen ondersteund. Dat dempt de kostenstijging voor huishoudens, maar leidt tegelijkertijd tot grondslagerosie voor de overheid. Om de benodigde investeringen in de infrastructuur te doen nemen de netwerkkosten op de energierekening van huishoudens toe. Daarnaast verschuift een deel van de lasten van de reguliere energierekening naar investeringen in de woning en vervoersmiddelen, zoals isolatie, warmtepompen en elektrische voertuigen.

Het gemiddelde beeld verhuult ook aanzienlijke verschillen tussen huishoudens. De energietransitie werkt ongelijk uit. Huishoudens met investeringsruimte en een geschikte woning kunnen profiteren van lagere variabele kosten, terwijl huishoudens met beperkte middelen of een slecht geïsoleerde woning langer afhankelijk blijven van aardgas en relatief hogere lasten dragen. Onderzoek naar energiearmoede laat zien dat juist deze groepen kwetsbaar zijn voor prijsstijgingen. Verdelingseffecten ontstaan bovendien niet alleen door verschillen in energieprijzen, maar ook door systeem- en marktregels. Netwerkkosten worden grotendeels gesocialiseerd. Een sterk geëlektrificeerde woning betaalt bij hetzelfde energieverbruik net zoveel voor transportcapaciteit dan een appartement met een cv-ketel. Minder geëlektrificeerde huishoudens betalen daardoor impliciet mee aan de systeemkosten van verdere elektrificatie. Voor beleid is het daarom onvoldoende om naar het gemiddelde huishouden te kijken. Inzicht in toekomstige kosten en baten per type huishouden is noodzakelijk om onevenredige lasten tijdig te signaleren en gericht te kunnen bijsturen op het betaalbaar houden van de energiekosten.

⁵ Bij een lager BBP-niveau zijn vaak ook de economische activiteiten lager, waardoor absolute systeemkosten minder stijgen. De genoemde verschillen komen uit studies met uiteenlopende scenario's en aannames. Groei van systeemkosten kunnen dus nog steeds in lijn zijn met BBP-groei, zoals onder de kop 'Ontwikkeling van de systeemkosten' benoemd, maar dan op een lager BBP groeiniveau.

⁶ Hierbij zijn de energiekosten breder gedefinieerd dan de gebruikelijke energierekening. Naast het verbruik van en aansluiting op elektriciteit en gas omvat dit ook investeringen in isolatie, verwarmingssystemen (zoals CV-ketels en warmtepompen) en de extra kosten van elektrische voertuigen.

Transitie-impact verschilt sterk per sector en verduurzamingsroute

De energiekosten van bedrijven hangen momenteel in belangrijke mate samen met het gebruik van fossiele energie en fossiele grondstoffen. De grootste uitgaven betreffen aardoliegrondstoffen, motorbrandstoffen, elektriciteit en aardgas, waarbij een groot deel van de kosten geconcentreerd is in de energiesector, mobiliteitsdiensten en de energie-intensieve maakindustrie, in het bijzonder de chemische sector. Hoewel bedrijven hun energiegebruik deels hebben aangepast, zijn de totale energie-uitgaven de afgelopen jaren vooral door hogere energieprijzen gestegen. Belastingen en heffingen vormen daarbij doorgaans slechts een beperkt deel van de totale energiekosten; marktprijzen voor energie zijn bepalender.

De impact van de energietransitie gaat echter sterk verschillen tussen bedrijven, zelfs binnen dezelfde sector. Energetisch hangt dit samen met de beschikbare verduurzamingsopties: bedrijven die hun processen kunnen elektrificeren of direct gebruik kunnen maken van hernieuwbare energie zullen naar verwachting dure alternatieven kunnen vermijden, terwijl sectoren die afhankelijk blijven van koolstof als grondstof – zoals delen van transport, brandstofproductie en de chemische industrie – juist te maken gaan krijgen met hogere kosten door de inzet van relatief dure duurzame koolstofbronnen. Daarnaast zal flexibiliteit een belangrijke rol spelen: bedrijven die hun processen kunnen aanpassen of hun elektriciteitsvraag in de tijd kunnen verschuiven, zullen naar verwachting lagere netwerkkosten en minder blootstelling aan piekprijzen hebben dan minder flexibele bedrijven.

Ook bedrijfskundig zijn er grote verschillen: hoe groot is het aandeel van energie in de totale kosten, in hoeverre kan een hogere energierekening worden doorberekend aan klanten, en wat betekent dit voor de concurrentiepositie? Bedrijven met hoge energie-intensiteit en krappe marges zijn kwetsbaarder voor zowel prijschommelingen als transitiekosten, terwijl andere bedrijven deze lasten makkelijker kunnen opvangen. Hierdoor varieert de economische impact van de energietransitie niet alleen tussen sectoren, maar ook binnen sectoren aanzienlijk.

Beleid blijft cruciaal voor investeringen in de energietransitie

Veel technologieën die nodig zijn voor een klimaatneutraal energiesysteem hebben (nog) geen rendabele businesscase zonder aanvullend beleid. Dit geldt bijvoorbeeld voor veel flexibiliteitsopties voor het elektriciteitssysteem, warmtenetten en bijbehorende bronnen, groene waterstof, duurzame koolstof en CO₂-afvang en -opslag (CCS). Beleid – zowel nationaal als internationaal – speelt daarom een belangrijke rol bij het uitlokken van private en publieke investeringen in deze technologieën.

Voor wind- en zonne-energie ligt de dynamiek deels anders. Door sterke technologische ontwikkeling en kostendalingen zijn deze technologieën in veel situaties inmiddels rendabel geworden zonder directe subsidie. Tegelijkertijd leidt hun snelle groei tot nieuwe marktdynamieken, zoals prijs-kannibalisatie op momenten van hoge productie, waardoor de inkomsten onder druk kunnen komen te staan en de businesscase opnieuw kan verslechteren. Om investeringen in nieuwe projecten toch te blijven borgen, zet de overheid in toenemende mate instrumenten in die meer zekerheid bieden over inkomsten. Zo wordt ook voor nieuwe windparken op zee gewerkt met een Contract for Difference (CfD), zoals in eerdere tenders voor wind op zee al het geval was. Dit mechanisme garandeert een stabiel inkomstenniveau, waardoor de ontwikkeling van nieuwe capaciteit kan doorgaan ondanks grotere prijszekerheid.

Tegen deze achtergrond blijft het vormgeven van beleid een dynamisch proces. Technologische kosten, energieprijzen, marktomstandigheden en het bredere beleidskader veranderen voortdurend. Dit vraagt om structurele monitoring van de inkomsten en kosten van relevante initiatieven. Ook is het nodig om periodiek te beoordelen of bestaande beleidsinstrumenten voldoende prikkels bieden om investeringen daadwerkelijk van de grond te krijgen.

Energietransitie verandert de grondslag van energieheffingen in de overheidsfinanciën

De overheid beprijsd energiegebruik om efficiënt gebruik te stimuleren en CO₂-uitstoot te verminderen. Tegelijk vormen energiereleerde belastingen een belangrijke inkomstenbron voor de overheid. In de afgelopen jaren bedroegen de jaarlijkse inkomsten voor de Rijksoverheid circa € 25 miljard, voornamelijk uit accijnzen op motorbrandstoffen, energiebelasting, de belasting op personenauto's en motorrijwielen (BPM) en inkomsten uit het emissiehandelssysteem (ETS). Daartegenover staan jaarlijks circa € 2–5 miljard aan overheidsuitgaven om de ontwikkeling en toepassing van energiebesparing en duurzame energie te stimuleren.

De energietransitie zal deze verhouding bij ongewijzigd beleid naar verwachting veranderen. Door elektrificatie en de afname van fossiel energiegebruik eroderen de belastinggrondslagen voor brandstofaccijnzen en energiebelastingen. Een deel van de terugval kan aanvankelijk worden gecompenseerd door hogere inkomsten uit het emissiehandelsstelsel. Op langere termijn dalen de jaarlijkse inkomsten uit energiebelastingen en ETS echter geleidelijk tot een niveau wat € 7-10 miljard per jaar lager ligt dan nu. Tegelijkertijd kan de behoefte aan publieke ondersteuning voor nieuwe energietechnologieën aanzienlijk blijven. Indicatieve verkenningen suggereren dat de benodigde subsidiebehoefte op termijn eveneens in de orde van grootte van circa € 10 miljard per jaar kan liggen, al vraagt dit nadere analyse.

Per saldo kan de wijze waarop het energiesysteem wordt gestimuleerd daardoor op lange termijn druk zetten op de overheidsbegroting. Dit benadrukt het belang van tijdige beleidsreflectie op de toekomstige inrichting van energiebelastingen en ondersteuningsinstrumenten.

Financiering: cruciale maar onderbelichte factor

De overgang naar een kapitaalintensief systeem maakt financiering steeds bepalender voor de uiteindelijke kosten. Het aandeel financieringslasten stijgt van circa 13% in 2030 naar 19% in 2050. Daarmee wordt de energietransitie ook gevoeliger voor de hoogte van de rente, een externe factor waarop beperkt direct kan worden gestuurd. Kosten van financiering hangen daarnaast af van risicoperceptie en de verdeling tussen publiek en privaat kapitaal. Gerichtte financiële instrumenten zoals garanties, risicodeling en revolverende fondsen kunnen financieringskosten verlagen zonder volledige subsidiëring. Momenteel ontbreekt echter integraal inzicht in de geldstromen, de rol van publieke en private financiers en het effect van verschillende instrumenten op de systeemkosten.

Implicaties voor beleid en besluitvorming

Deze startrappage biedt een eerste integraal economisch beeld van de energietransitie. Door inzichten uit verschillende disciplines – variërend van systeemkosten en investeringen tot macro-economische effecten, financiering en verdelingseffecten – bijeen te brengen, wordt zichtbaar hoe de transitie doorwerkt in verschillende delen van de economie. Daarmee maakt dit rapport het mogelijk om verder en integraler vooruit te kijken dan afzonderlijke deelstudies doorgaans doen.

Dat vooruitkijken laat zien dat zich op de middellange termijn een aantal relevante spanningsvelden voordoen. De investeringsopgave neemt sterk toe, terwijl voor een deel van de benodigde technologieën en infrastructuur nog geen vanzelfsprekend sluitende businesscase bestaat. Daarnaast zijn er knellende randvoorwaarden die deze transitie bemoeilijken, zoals de beschikbaarheid van arbeid, netcongestie, stikstofbeperkingen, waterkwaliteitsnormen en ruimtegebrek. Verschillen in klimaatambitie en beleidsvormgeving kunnen bovendien leiden tot macro-economische effecten, met name in een open economie als de Nederlandse. Ook al blijven de gemiddelde transitiekosten voor huishoudens en bedrijven beheersbaar, achter dat gemiddelde kunnen aanzienlijke verschillen schuilgaan. Tot slot kan de transitie druk zetten op de overheidsfinanciën: elektrificatie en afnemend fossiel energiegebruik verminderen traditionele energiebelastingen en accijnzen. Of en hoe deze druk kan worden opgevangen, hangt af van politieke keuzes over alternatieve inkomstenbronnen en herverdeling van publieke middelen.

Door strategisch op deze spanningsvelden te anticiperen via middellange-termijnbeleid kan de transitie worden versneld en het draagvlak vergroot. Beleidsinstrumenten werken elk op een andere manier door in het systeem en hebben voor- en nadelen: normerende prikkels leggen verantwoordelijkheden direct bij de vervuiler, maar kunnen weerstand oproepen; financiële prikkels zoals subsidies of CO₂-prijzen stimuleren investeringen, maar beïnvloeden overheidsfinanciën en verdeling van kosten; garanties en risicodeling maken grote projecten mogelijk zonder volledige subsidiëring, maar vragen zorgvuldig risicobeheer; infrastructuurontwikkeling biedt noodzakelijke randvoorwaarden, maar vereist lange planning en investeringen. Effectief transitiebeleid vraagt daarom om deze instrumenten niet afzonderlijk, maar integraal en iteratief in te zetten, continu te evalueren en af te stemmen op de economische, institutionele en fysieke context. Dan kunnen optimale resultaten en breed draagvlak worden bereikt.

De rol van het EIK-programma

Met deze eerste poging voor een integraal kostenbeeld van de energietransitie is duidelijk dat dit beeld nog onvolledig is. Een belangrijk deel van de analyse bouwt voort op het INKTVIS-rapport, dat is ontwikkeld op basis van een prototype-aanpak en gebruik maakt van modellen en scenario's die oorspronkelijk voor andere doelen zijn opgezet. Daarnaast maakt deze rapportage veel gebruik van bestaande literatuur. Die literatuur is echter zelden in samenhang ontwikkeld

en hanteert vaak verschillende definities, methoden en systeemgrenzen. Daardoor is het niet altijd eenvoudig om resultaten direct met elkaar te vergelijken. In sommige gevallen bestaan er aanzienlijke verschillen tussen cijfers uit statistisch werk en cijfers uit projecties of modelstudies. Hoewel er hypothesen zijn over de oorzaken van deze verschillen, is verdere analyse nodig om deze beter te begrijpen.

Dit benadrukt dat er momenteel nog geen gevestigde praktijk bestaat om integraal naar de kosten van de energietransitie te kijken. Juist daar ligt de ambitie van het EIK-programma. Het programma beoogt deze lacune structureel te vullen door data, modellen en analyses stapsgewijs beter op elkaar aan te laten sluiten en door een robuuster instrumentarium te ontwikkelen om kosten, investeringen en verdelingseffecten integraal te analyseren. De startrapportage markeert daarmee het beginpunt van een traject waarin inzichten gaandeweg worden verdiept en verfijnd.

Tegelijk laten de inzichten uit dit EIK startrapport zien hoe relevant dit werk is. De energietransitie gaat gepaard met grote verschuivingen in investeringen, kostenstructuren en economische prikkels. Door deze ontwikkelingen systematisch zichtbaar te maken kan het EIK-programma bijdragen aan beter geïnformeerde beleidskeuzes. De ambitie is daarbij nadrukkelijk om aan te sluiten bij de belangrijkste beleidsprocessen rond de energietransitie, zoals de ontwikkeling van de klimaatstrategie in het Nationaal Plan Energiesysteem en de grote besluitvormingsmomenten rond beleidsmaatregelen. Een beter integraal inzicht in de economische impact van keuzes kan bijdragen aan voorspelbaarder en consistentere beleid – en daarmee aan een energietransitie die niet alleen technisch haalbaar, maar ook economisch uitvoerbaar en maatschappelijk gedragen is.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding en doel

De energietransitie vormt een van de grootste uitdagingen voor Nederland en de wereld. De verduurzaming van de energievoorziening heeft verstrekkende effecten voor de economie, de samenleving en het milieu. In het eerste Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) is veel aandacht voor de route die we moeten nemen in de transitie: welke technologieën moeten worden geïmplementeerd, welke infrastructuur moet worden ontwikkeld en hoe we de CO₂-emissies kunnen reduceren. Wat minder aandacht heeft gekregen zijn de economische consequenties van de transitie, met daarbij vraagstukken als wat de transitie doet voor de kosten van de energievoorziening, wie deze kosten van deze transitie zullen dragen en welke externe kosten het kan verminderen. De ontwikkelingen in het Midden-Oosten, en de wereldwijde gevolgen op de olie- en gasprijzen bieden een extra aanleiding om dit integraal economisch inzicht te vergroten. Deze recente ontwikkeling en de onzekerheid over de kosten en baten van het energiesysteem, is in dit startrapport buiten beschouwing gelaten, maar laat wel het belang zien hiervan.

In recente beleidsdocumenten klinkt de oproep om beter inzicht te krijgen in de kosten en baten van de energietransitie steeds luider. Het Interdepartementaal Beleidsonderzoek “Schakelen naar de toekomst” benadrukt bijvoorbeeld dat een gedegen financieel inzicht noodzakelijk is voor het vergroten van het maatschappelijk draagvlak voor de transitie. De recente nota Klimaat en Energie benadrukt deze boodschap opnieuw: inzicht in de kosten en baten van het energiesysteem is cruciaal voor het realiseren van een klimaatneutraal, betaalbaar en robuust energiesysteem.

Op verzoek van het kabinet is in september 2025 het kennisprogramma Energietransitie Integraal Kostenbeeld (EIK) gestart. Het programma, uitgevoerd door een consortium van CBS, CPB, PBL, RVO en TNO, ontwikkelt een integraal inzicht in de kosten, investeringen, verdelingseffecten en externe effecten van de energietransitie. EIK richt zich op het ontwikkelen van een samenhangende kennisbasis van data, modellen en methodieken die de financiële gevolgen van keuzes in het energiesysteem voor huishoudens, bedrijven en overheid inzichtelijk maken. Het programma beoogt een integraal kostenbeeld te gaan bieden, inclusief omvang van de investeringen, verdeling van de kosten over huishoudens, bedrijven en de overheid en de macro-economische en externe effecten.

EIK onderscheidt zich door de integratie van verschillende expertises zoals systeemanalyses, economische doorrekeningen en praktijkinformatie over projecten en businesscases. Het resultaat is een transparant raamwerk voor het analyseren en verde-len van kosten dat beleidsmakers ondersteunt bij het nemen van keuzes en het verder ontwikkelen van beleid.

Dit rapport, opgesteld door CBS, RVO en TNO, heeft twee doelen. Ten eerste richt het zich op het in kaart brengen van de kosten van de energietransitie door een nulmeting van de beschikbare kennis. Het biedt een systematische beschrijving van de huidige kennis over externe effecten en baten, systeemkosten, eindgebruikerskosten, macro-economische effecten, financiering, businesscases en de implicaties voor huishoudens, bedrijven en de overheid. Het markeert het beginpunt van het EIK-programma en bespreekt waar inzichten robuust zijn, waar de bandbreedtes groot zijn en waar kennislacunes bestaan.

Ten tweede ondersteunt het rapport de beleidsvorming op dit moment. De meest concrete aanleiding is de actualisatie van het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE). De inzichten die in dit rapport worden gepresenteerd bieden een onderbouwing van beleidskeuzes die nu voorliggen. Het uitgangspunt daarbij is onafhankelijkheid. Het rapport beoogt niet om bestaande beleidsvoorkeuren te bevestigen, maar transparant te maken wat de huidige kennis zegt, inclusief de onzekerheden en spanningsvelden die er bestaan.

Dit rapport geeft geen beleidsadvies, maar biedt duiding van de op dit moment beschikbare kennis. Het helpt de lezer beter te begrijpen welke kosten de energietransitie met zich meebrengt, door de bestaande kennis hierover te bundelen, te structureren en te duiden. De focus ligt op het verduidelijken van gegevens en analyses uit verschillende bronnen. Hiermee biedt het rapport inzicht in wat er wel en niet bekend is over de kosten van de energietransitie, zonder dat nieuwe onderzoeksresultaten worden gepresenteerd.

Dit rapport is niet alleen een op zichzelf staande bijdrage, maar een essentieel startpunt van de EIK-kennisagenda, die in de komende jaren verder zal worden uitgevoerd om inzicht in de kosten van de energietransitie te vergroten en te verdiepen.

1.2 Structuur van het rapport

Dit startrapport beschrijft de beschikbare kennis over het integraal kostenbeeld van de energietransitie, op basis van de werkpakketten van het EIK-programma. Per onderwerp wordt de huidige stand van kennis weergegeven, evenals de kennislacunes die daarin bestaan.

Het rapport opent met het hoofdstuk over externe effecten, omdat dit het 'waarom' van de energietransitie blootlegt door de maatschappelijke en economische logica ervan te duiden. Vanuit dit vertrekpunt volgt het hoofdstuk over het systeem, waarin wordt beschreven hoe het energiesysteem verandert en hoe deze veranderingen doorwerken in de kostenstructuur en de benodigde investeringen voor de energietransitie, los van de uiteindelijke verdeling van deze kosten. Die verdeling staat vervolgens centraal in de daaropvolgende hoofdstukken, omdat deze bepalend is voor wat verschillende stakeholders daadwerkelijk van de transitie ervaren en in hoeverre overheidsingrijpen nodig is. Eerst wordt daarbij ingegaan op de Rijksoverheid, waar de energietransitie leidt tot afnemende belastinginkomsten en mogelijk oplopende uitgaven, gevolgd door de energie kosten voor huishoudens en bedrijven, waarbij zichtbaar wordt dat de impact sterk verschilt afhankelijk van de handelingsmogelijkheden van eindgebruikers. Daarna verschuift de focus naar investeringen, omdat het belang hiervan toeneemt naarmate de afhankelijkheid van fossiele import afneemt. In dat licht bespreekt het hoofdstuk over businesscases voor welke investeringen een sluitende financiële onderbouwing bestaat en waarvan dit afhankelijk is. Vervolgens zet het hoofdstuk over financiering uiteen via welke instrumenten deze investeringen tot stand komen. Het rapport sluit af met de macro-economische effecten, waarin mogelijke wegleffecten en de bredere impact op de economie worden geduid. Ieder hoofdstuk eindigt met een synthese van de bevindingen en een bespreking van de bestaande kennislacunes.

1.3 Methode

Voor dit startrapport is gebruikgemaakt van verschillende bestaande bronnen. Daarbij is onder andere gebruikgemaakt van de CBS-statistieken '[Uitgave binnen het energiesysteem](#)' en '[Overheidsrekening Energietransitie \(ORET\) 2019-2024](#)', die in het kader van het EIK-programma zijn ontwikkeld en inzicht bieden in historische uitgaven en geldstromen binnen het energiesysteem. Daarnaast is gebruikgemaakt van het INKTVIS rapport van TNO, een prototype dat een eerste kostenbeeld biedt door scenario's, beleidsimpact en kostenverdeling binnen het energiesysteem samen te brengen. Dit geeft inzicht in mogelijke toekomstige kosten en de effecten van beleidskeuzes. Voor elk hoofdstuk is bovendien relevante (kern)literatuur verzameld en samengevat.

De CBS-tabellen, het INKTVIS-rapport en de aanvullende literatuur vormen de belangrijkste bronnen over het integraal kostenbeeld van de energietransitie en de bijbehorende kennislacunes.

Het rapport is opgesteld door CBS, RVO en TNO, waarbij elke organisatie vanuit eigen expertise een bijdrage heeft geleverd. RVO trad op als penvoerder en was verantwoordelijk voor het schrijven van het rapport op basis van inhoudelijke input van de consortiumpartners. RVO stelde de hoofdstukken 1 tot en met 5 op, bracht de verschillende bijdragen samen en bewaakte de samenhang tussen de hoofdstukken. Daarnaast verzorgde RVO de coördinatie en de eindredactie.

TNO vervulde de rol van co auteur van het document. Deze rol werd op verschillende manieren ingevuld. TNO schreef de management summary en de hoofdstukken 6, 7 en 8, leverde inhoudelijke bijdragen en trad op als mede auteur en reviewer bij de overige hoofdstukken. Daarnaast leverde TNO basisinformatie aan, waaronder resultaten uit het INKTVIS project en een literatuurstudie naar het kostenbeeld van huishoudens ten behoeve van hoofdstuk 5.

CBS leverde en beschreef de energiegerelateerde data die binnen het EIK programma zijn samengesteld, waaronder gegevens uit de energie en economische statistieken. Daarnaast leverde CBS de literatuurstudie voor de hoofdstukken 2, 3 en 4 en een deel van de literatuurstudie voor kostenbeeld bedrijven ten behoeve van hoofdstuk 5. Deze input is gebruikt door RVO en TNO bij de uitwerking van de betreffende hoofdstukken. CBS trad daarnaast op als reviewer van de gebruikte cijfers van verschillende hoofdstukken.

De verschillende hoofdstukken zijn opgesteld door meerdere auteurs met specifieke expertise. Er is een zorgvuldige poging gedaan om deze bijdragen samen te brengen tot een samenhangend geheel. Gezien de beperkte tijd en de breedte van het onderwerp is een selectie gemaakt van de belangrijkste onderzoeken en bronnen. Het rapport is daarmee niet uitputtend en vormt een eerste synthese binnen het bredere EIK programma.

2 Externe effecten en baten

2.1 Inleiding

De energietransitie beïnvloedt niet alleen de investerings- en systeemkosten, maar ook de omvang en samenstelling van externe effecten. Onder externe effecten verstaan we in de welvaartseconomie de gevolgen van productie of consumptie die niet volledig in marktprijzen zijn verdisconteerd. Hierdoor kunnen private kosten en baten afwijken van maatschappelijke kosten en baten. Externe effecten kunnen negatief zijn, zoals milieuschade, of positief, zoals kennis-spillovers door innovatie in milieumaatregelen (CE Delft, 2023). Vermeden schade door milieumaatregelen betekent dat de externe effecten minder negatief worden. Naast externe effecten kan de energietransitie ook gevolgen hebben voor de weerbaarheid. Hoewel strikt genomen weerbaarheid geen klassiek extern effect is, is het wel relevant voor de brede maatschappelijke kosten-batenafweging. Veranderingen in importafhankelijkheid, prijsvolatiliteit en geopolitieke kwetsbaarheid werken namelijk door in het risicoprofiel van het energiesysteem.

Dit hoofdstuk beschrijft eerst de meest relevante externe effecten voor de energietransitie. Vervolgens behandelt het de huidige omvang van deze effecten en gaat het in op de verwachte toekomstige ontwikkeling. Tot slot bespreken we de energie (on)zekerheid en weerbaarheid. Dit is geen klassiek extern effect. Toch nemen we het wel mee. Door veranderingen in de energievoorziening verandert ook de afhankelijkheid van andere landen. Dit gaat om zowel van welke landen als van welke grondstoffen of energiebronnen je afhankelijk bent. Dit heeft belangrijke maatschappelijke gevolgen, die voor een deel, maar niet volledig in marktprijzen tot uiting komt. Daarmee raken ze sterk aan de bredere welvaartseffecten van de energietransitie.

2.2 Soorten en huidige omvang externe effecten

Externe effecten kunnen worden onderverdeeld in klimateffecten, luchtverontreiniging en milieuschade. Om de externe effecten van de energietransitie te kunnen duiden, is inzicht nodig in de huidige omvang hiervan. De geraamde schade kan worden uitgesplitst naar verschillende typen emissies en milieueffecten.

Volgens een actualisering van de monetaire milieuschade door het Planbureau voor de Leefomgeving bedroeg de totale maatschappelijke schade van emissies in Nederland in 2022 ruim € 46 miljard, overeenkomend met ongeveer 4,6% van het bruto binnenlands product. Van de totale schade hangt circa € 26 miljard samen met broeikasgassen. Luchtverontreinigende stoffen, waaronder fijnstof, stikstofoxiden, ammoniak, zwaveldioxide en vluchtige organische stoffen, vertegenwoordigen circa € 19,5 miljard aan maatschappelijke kosten, waarbij gezondheidsschade de grootste component vormt. Daarnaast rapporteert het PBL stikstofgerelateerde schade aan lucht, water en bodem van circa € 16,5 miljard. (PBL, 2025a)

De uitstoot van broeikasgassen vormt de eerste categorie externe effecten. Het veroorzaakt wereldwijd klimaatschade die niet volledig via marktprijzen wordt weerspiegeld. De energietransitie beïnvloedt deze uitstoot en daarmee de maatschappelijke kosten van klimaatverandering. Emissiereductie leidt daarmee tot vermeden klimaatschade, die in monetaire termen worden gewaardeerd via schaduwrijzen voor CO₂-emissies. Klimaatschade is echter het resultaat van mondiale emissiestromen en opgebouwde concentraties broeikasgassen, terwijl emissiereducties en de daarmee samenhangende schadebeperking slechts geleidelijk doorwerken.

Luchtverontreiniging vormt de tweede belangrijke categorie externe effecten en veroorzaakt zowel gezondheidsschade als materiële schade.

Gezondheidsschade hangt samen met emissies van onder meer fijnstof, stikstofoxiden, ammoniak, zwaveldioxide en vluchtige organische stoffen. Tegelijkertijd geldt dat niet alle welzijnseffecten volledig worden gemonetariseerd. Effecten van luchtverontreinigende stoffen op arbeidsproductiviteit, kwaliteit van leven en bredere sociale dimensies zijn slechts gedeeltelijk in huidige kengetallen verwerkt. De geraamde gezondheidskosten geven daarmee een substantiële, maar niet volledige weergave van de maatschappelijke impact van luchtverontreiniging.

De materiële schade aan gebouwen en infrastructuur ontstaat bijvoorbeeld via verzuring en depositie. Beperking van emissies leidt daarmee tot zowel vermeden gezondheidsschade als lagere onderhouds- en schoonmaakkosten (CE Delft, 2023). De gehanteerde milieuprijzen voor schade aan gebouwen en materialen liggen substantieel lager dan de geraamde gezondheidsschade per kilogram emissie. Materiële schade vormt daarmee een aanvullende, maar relatief beperkte component van het totale maatschappelijke kostenbeeld.

Elektrificatie en de inzet van hernieuwbare energiebronnen leiden tot lagere emissies van luchtverontreinigende stoffen, waardoor gezondheidsschade kan afnemen. Daarmee ontstaan naast klimaateffecten ook directe nationale welvaartsbaten.

De energietransitie heeft daarnaast effecten op de derde categorie externe effecten: milieuschade en verlies van biodiversiteit. Deze effecten treden op via emissies, wijziging van landgebruik en aanpassing van infrastructuur. De energietransitie beïnvloedt biodiversiteit via twee tegengestelde mechanismen. Enerzijds leidt emissiereductie tot vermindering van druk op natuur en ecosystemen. Anderzijds vraagt de uitrol van hernieuwbare energie en bijbehorende infrastructuur om meer ruimte, wat lokaal kan leiden tot biodiversiteitsverlies en tot versnippering van leefgebieden. Versnippering wordt door het PBL beschouwd als de belangrijkste oorzaak van biodiversiteitsverlies (PBL, 2019). De monetaire impact hiervan is in huidige ramingen relatief kleiner dan de gezondheidsschadecomponent (CE Delft, 2023). Tegelijkertijd worden niet alle natuureffecten gemonetariseerd. Effecten zoals geluidshinder, lichtoverlast, versnippering en verstoring worden niet volledig gedekt binnen de systematiek van het Handboek Milieuprijzen.

Ruimtegebruik beïnvloedt niet alleen ecologische functies, maar kan ook effect hebben op het landschap en de landschappelijke waardering en vormt daarmee een vierde categorie externe effecten: Ruimtegebruik voor hernieuwbare energieproductie. Dit kan leiden tot veranderingen in de waarde van vastgoed en grond. Zo becijferde TNO dat de gemiddelde woningwaardedaling nabij turbines in 2020 2,6% bedroeg en dat dit zal stijgen tot 3,8% in 2030. Hierdoor schat men het totale waardeverlies van woningen en van grond door plaatsing van windturbines in 2030 op zo'n € 15 miljard (TNO, 2022). De economische effecten worden in dat geval wel zichtbaar in prijzen, maar vallen niet noodzakelijk bij de partij die de ruimtelijke ingreep veroorzaakt. Hierdoor kunnen vermogenseffecten ontstaan voor zowel omwonenden als grondeigenaren.

De hier genoemde bedragen kunnen niet bij elkaar worden opgeteld, omdat sommige emissies meerdere milieueffecten veroorzaken en daardoor in verschillende categorieën terugkomen. Zo dragen stikstofoxiden en ammoniak zowel bij aan luchtverontreiniging en stikstof, en emissies van lachgas zowel aan broeikasgassen als stikstof. De uitsplitsing geeft wel een indicatie in welke beleidsvelden het meest belangrijk zijn voor een reductie van de totale schadekosten.

Analyse van CE Delft laat zien dat de totale welvaartskosten van emissies in de periode 2008–2021 zijn toegenomen ondanks dalende emissies, doordat de gemiddelde schadekosten per kilogram emissie zijn gestegen (de Bruyn, 2023). Dit illustreert dat de ontwikkeling van maatschappelijke kosten niet uitsluitend afhankelijk is van emissieniveaus, maar ook van de gehanteerde waarderingskaders van schade.

2.3 Verwachte ontwikkeling externe effecten energietransitie

Op mondiale schaal is het beeld helder: de kosten van klimaatmitigatie zijn aanzienlijk, maar blijven beperkt in verhouding tot de vermeden schade. The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (IPCC, 2022, AR6 WGIII, §3.6.1.2) laat zien dat de macro-economische kosten van mitigatiepaden die de opwarming beperken tot onder 2°C voor ontwikkelde regio's zoals de EU in de orde van grootte liggen van 0 tot circa 2,5% bbp (cumulatief tot 2050 ten opzichte van hun respectievelijke referentie pad) (IPCC, 2022). Daartegenover raamt het IPCC dat de vermeden klimaatschade in 2100 bij beperking van de opwarming van 3°C naar 2°C op 2 tot 13% van het mondiale bbp (IPCC, 2022, AR6 WGIII, §3.6.2). Hoewel deze bandbreedtes groot zijn, is de orde van grootte duidelijk: de potentiële baten van extra mitigatie zijn substantieel en overstijgen in veel studies de macro-economische mitigatiekosten. Vanuit een mondiaal welvaarts-perspectief is emissiereductie daarmee rationeel.

Voor Nederland geldt dat de directe relatie tussen nationale emissiereductie en nationale klimaatschade beperkt is – klimaat is een mondiaal publiek goed. Toch is Nederlandse inzet economisch en normatief relevant. Ten eerste draagt Nederland als ontwikkeld land met relatief hoge historische emissies, net als veel andere Europese landen, een bijzondere verantwoordelijkheid binnen de afspraken van het Parijsakkoord. Ten tweede beschikken rijke landen over grotere financiële en technologische capaciteit om nieuwe transitiepaden te ontwikkelen en op te schalen.

Europese landen kunnen vanuit een voorlopersrol bijdragen aan mondiale kostendalingen van technologie en institutionele leerervaringen, wat de mondiale transitie versnelt. Juist daarom is in het Parijsakkoord vastgelegd dat ontwikkelde landen het voortouw moeten blijven nemen via hun emissiereductiedoelstellingen (art. 4.4).

De eerdergenoemde jaarlijkse klimaatschade van ongeveer € 26 miljard is een momentopname. Die is daarom niet één op één vergelijkbaar met scenarioberekeningen waarin emissie- en schadepaden over een langere periode worden vergeleken. Tegen die achtergrond vergelijkt een illustratieve rekenvariant in Bijlage 1 het KEV-pad met een gemiddeld Klimaatplan-pad dat uitkomt op ongeveer 90% netto-emissiereductie in 2040 en netto nul rond 2050. In die berekening komt de gemiddelde klimaatschade in het KEV-pad uit op ongeveer 1,4% van het verdisconteerde bbp, waarbij toekomstige bbp-niveaus met een discontovoet zijn teruggerekend naar hun huidige waarde. De additionele baten van aanvullend klimaatbeleid tot en met 2050 bedragen in deze rekenvariant gemiddeld ongeveer 0,4% van het bbp. Deze toekomstige baten worden verdisconteerd conform Werkgroep disconto (2025). Dat betekent dat kosten en baten die op verschillende momenten optreden worden omgerekend naar hun huidige waarde, zodat zij onderling vergelijkbaar zijn. Deze baten moeten echter worden gecorrigeerd voor emissielekkage als gevolg van verplaatsing van energie-intensieve activiteiten naar het buitenland. Daardoor vallen de baten lager uit, tot circa 0,3% van het bbp, bij bijna 50% emissielekkage (zie Frontier Economics en CE Delft, 2023). Tegelijkertijd kunnen de baten hoger uitvallen tot ongeveer 0,4% wanneer ook aanvullende luchtkwaliteitsbaten worden meegeteld. Daartegenover staat dat de kosten van emissiereductie in het Klimaatplan-scenario gepaard gaan met een bbp-verlies tot 2050 van ongeveer 1,5%. De uitkomst blijft daarmee gevoelig voor aannames over uitrolsnelheid, technologie, Europese coördinatie en het gehanteerde discontopad.

2.4 Leverings(on)zekerheid en weerbaarheid

Leveringszekerheid gaat in deze rapportage over de mate waarin alle energiebronnen samen in staat zijn om in de energievraag te voorzien.

Om in de totale energievraag te voorzien importeert Nederland momenteel circa 80% van het totale energiegebruik voornamelijk in de vorm van fossiele brandstoffen zoals ruwe aardolie en aardgas (PBL, 2025b). Noorwegen en de Verenigde Staten behoren tot de belangrijkste leveranciers.

Energiezekerheid gaat niet alleen over hoeveel energie je importeert, maar ook over hoe stabiel en betrouwbaar je energievoorziening is. Het Planbureau wijst erop dat prijsschommelingen en onverwachte verstoringen in het energieaanbod eveneens bepalend zijn voor leveringszekerheid (PBL, 2025b). Historische gebeurtenissen laten zien dat dergelijke verstoringen reëel zijn. Zo leidden geopolitieke spanningen in het Midden-Oosten in de jaren zeventig tot een wereldwijde oliecrisis. Recente ontwikkelingen laten zien dat energievoorziening ook vandaag nauw verweven blijft met geopolitiek. De oorlog in Oekraïne en spanningen in het Midden-Oosten leiden opnieuw tot prijsstijgingen en onzekerheid op energiemarkten⁷. De verdere uitrol van hernieuwbare energie en toenemende elektrificatie leidt naar verwachting tot een daling van het aandeel import in het totale energieverbruik tot onder de 70% richting 2030. (PBL, 2025b).

Tegelijkertijd blijft de ontwikkeling van energievoorzieningszekerheid onzeker. Het Planbureau voor de Leefomgeving wijst erop dat een stagnatie in de verduurzaming na 2030 de verdere afname van buitenlandse energieafhankelijkheid kan afremmen (PBL, 2025b). Daarnaast verschilt de aard van de energievoorziening. Hernieuwbare bronnen zoals zon en wind zijn variabelere dan geïmporteerde fossiele brandstoffen, waardoor een lagere fossiele importafhankelijkheid niet automatisch betekent dat de leveringszekerheid toeneemt.

De energietransitie vermindert de afhankelijkheid van de import van fossiele energie, maar kan tegelijkertijd nieuwe afhankelijkheden creëren van kritieke grondstoffen. Voor de productie van batterijen, windturbines, zonnepanelen en elektriciteitsnetten zijn onder meer lithium, kobalt, nikkel, koper en zeldzame aardmetalen nodig. De winning en verwerking van deze materialen is wereldwijd sterk geconcentreerd in een beperkt aantal landen. Zo vindt een aanzienlijk deel van de raffinage van zeldzame aardmetalen en andere kritieke materialen plaats in China. (CBS, 2025a)

Een scenariostudie van TNO (2025a) bevestigt het eerder geschetste beeld en laat zien hoe de energietransitie de weerbaarheid van het energiesysteem vergroot. De overgang naar een duurzamer energiesysteem zorgt ervoor dat prijsschokken

⁷ De recente spanningen in het Midden-Oosten zijn aan het einde van het schrijfproces ontstaan en zijn daarom niet meegenomen in de analyse

in fossiele energie minder doorwerken in de totale energiekosten. In scenario's waarin het klimaatdoel voor 2050 wordt gehaald, is de stijging van energiekosten bij een schok ruim 80% lager dan in 2023. Ook in scenario's waarin het klimaatdoel niet wordt gehaald, is dit effect zichtbaar, al is het minder sterk en liggen de energiekosten dan ongeveer 30 tot 40% lager dan in 2023. (TNO, 2025a)

Bij een sterke stijging van fossiele brandstofprijzen, bijvoorbeeld 70%, nemen de totale systeemkosten in 2030 met ongeveer 22% toe. Daarna wordt dit effect kleiner. In een systeem met minimaal gebruik van fossiele brandstoffen stijgen de systeemkosten bij een dergelijke schok nog maar met ongeveer 3%. In een systeem waarin fossiele energie nog een substantiële rol speelt, is dit effect duidelijk groter, namelijk ongeveer 12%. Dit laat zien dat Nederland minder kwetsbaar wordt voor plotselinge stijgingen van energieprijzen naarmate het gebruik van fossiele energie afneemt. (TNO, 2025a)

2.5 Synthese en kennislacunes

De energietransitie beïnvloedt het maatschappelijke kostenbeeld via meerdere kanalen. Waar systeemkosten betrekking hebben op kosten voor energie en onderhoud (OPEX) en investeringen (CAPEX), betreffen externe effecten veranderingen in maatschappelijke welvaart die niet volledig via marktprijzen tot uitdrukking komen.

Uit de voorgaande analyse blijkt dat de grootste externe effecten samenhangen met emissies. De reductie van broeikasgassen leidt tot vermeden mondiale klimaatschade, terwijl vermindering van luchtverontreiniging kan resulteren in substantiële nationale gezondheidsbaten. Gezien de geraamde orde van grootte van de monetaire milieuschade vormen deze effecten een relevante welvaartscomponent naast investerings- en systeemkosten.

Daarnaast kan de energietransitie leiden tot veranderingen in de structuur van afhankelijkheden binnen het energiesysteem. De afname van fossiele import kan de blootstelling aan internationale energieprijzen en geopolitieke risico's verminderen. Tegelijkertijd kunnen nieuwe afhankelijkheden ontstaan in relatie tot grondstoffen en technologieën die nodig zijn voor hernieuwbare energie en elektrificatie. Hoewel dergelijke afhankelijkheden geen klassiek extern effect vormen, zijn zij wel relevant voor de beoordeling van maatschappelijke risico's van het energiesysteem.

Verder beïnvloedt de energietransitie de fysieke leefomgeving via veranderingen in emissies, landgebruik en infrastructuur. Effecten op biodiversiteit, gebouwen en vermogenswaarden zijn deels in monetaire termen te waarderen, maar blijven in veel gevallen locatiegebonden en methodologisch onvolledig gedekt.

De huidige kennisbasis over externe effecten van de energietransitie kent nog verschillende belangrijke lacunes.

Ten eerste hebben de meeste beschikbare ramingen betrekking op de totale maatschappelijke schade van emissies en milieudruk in de economie. De bijdrage van de energietransitie aan veranderingen in deze schade is slechts gedeeltelijk afzonderlijk in beeld gebracht. Hierdoor is niet altijd duidelijk welk deel van de huidige externe kosten direct samenhangt met energiegebruik en in welke mate deze kosten door transitiemaatregelen kunnen worden beïnvloed.

Ten tweede zijn huidige ramingen van externe effecten grotendeels statisch. Zij waarderen de maatschappelijke schade op basis van huidige emissieniveaus en bestaande waarderingskaders, maar bieden geen consistente dynamische doorrekening van externe effecten langs verschillende transitiepaden. Hierdoor blijft onzeker hoe maatschappelijke kosten en baten zich ontwikkelen onder alternatieve beleids- en investeringsscenario's zoals opgenomen in systeemstudies en de daarvoor gebruikte OPERA en ETM-modellen.

Ten derde is de waardering van externe effecten gevoelig voor de gekozen methodiek en aannames. Verschillende benaderingen, zoals preventiekosten, schadekosten of scenario-gebaseerde CO₂ prijzen, kunnen leiden tot uiteenlopende schattingen van de omvang van klimaatschade en daarmee van de baten van emissiereductie.

Ten slotte worden bepaalde maatschappelijke effecten slechts gedeeltelijk gemonetariseerd. Met name effecten op biodiversiteit, ecosysteemdiensten, landschappelijke kwaliteit en bredere welzijnsaspecten zijn in bestaande waarderingskaders niet of zeer beperkt meegenomen.

Voor het EIK programma betekent dit dat het integraal kostenbeeld van de energietransitie robuuster wordt wanneer de belangrijkste externe effecten van broeikasgassen en luchtverontreiniging wordt meegenomen.

3 Jaarlijkse systeemkosten en investeringsopgave energietransitie

3.1 Inleiding

De afgelopen jaren is de behoefte aan een scherper en systemisch beeld van de kosten van de energietransitie sterk gegroeid. Het project Investerings, Kosten en Verdeling in Samenhang (INKTVIS) is in september 2024 gestart om hier invulling aan te geven. Binnen dit project is een eerste prototype ontwikkeld van de INKTVIS-tool. Het is een rekenmethodiek die uit energiesysteemscenario's een integraal kostenbeeld moet extraheren. Het project bouwt voort op het project Financieel inzicht in de energietransitie (FIT-pilot), dat een eerste integraal, financieel beeld schetste van de kostenstructuur van het toekomstige Nederlandse energiesysteem. (Quintel, 2024)

Het systeemkostenbeeld in INKTVIS is gebaseerd op scenario's die ontwikkeld zijn met het energiesysteemoptimalisatiemodel OPERA. OPERA is tot nu toe primair ingezet om energetische systeemkeuzes te analyseren in scenario's - bijvoorbeeld kostenoptimale inzet van bronnen, infrastructuur en flexibiliteit. Het gaat dan om de door TNO ontwikkelde ADAPT- en TRANSFORM-scenario's (TNO, 2024a), een deel van de door PBL ontwikkelde TVKN-scenario's (PBL, 2025), voorlopige resultaten van de door TNO ontwikkelde 2026 industriescenario's (TNO, 2026c) en een door TNO in OPERA gereconstrueerde KEV, met vastgesteld en voorgenomen beleid: het KEV-reconstructiescenario (TNO, 2025e). Het onderzoek laat zien hoe de nationale systeemkosten zich richting 2050 ontwikkelen en hoe verschillen tussen de scenario's (technologie, infrastructuur en energiegebruik) doorwerken in de kosten.

In dit hoofdstuk vormt INKTVIS de belangrijkste bron voor de beschrijving van de jaarlijkse systeemkosten en investeringsopgave (TNO, 2026a). Daarnaast wordt kort stilgestaan bij de belangrijkste inzichten uit twee recent uitgevoerde systeemstudies met het ETM-model op basis van de vier door Netbeheer Nederland ontwikkelde toekomstbeelden (Netbeheer Nederland, 2023). Het gaat om het vorig jaar gepubliceerde rapport Schakelen naar de toekomst (IBO, 2025) waarin een inschatting is gemaakt van de meer-investeringen in de elektriciteitsinfrastructuur om de energietransitie te realiseren en het rapport Kostenbeeld Netbeheer Nederland scenario's 2025 (Kostenbeeld NBNL). In dit rapport is INKTVIS gebruikt om de systeemkosten en investeringsopgave van de vier door NBNL ontwikkelde toekomstbeelden te bepalen (Kalavasta, 2025). Tenslotte worden inzichten gebruikt die in 2020 zijn opgedaan met een door PBL uitgevoerde studie naar de nationale kosten en maatregelen die zijn uitgevoerd of nog uitgevoerd moeten worden om de doelen te halen uit het Energieakkoord 2013 (PBL, 2020).

Definities Systeemkosten en investeringsopgave

Systeemkosten omvatten de totale jaarlijkse kosten van het energiesysteem en bestaan uit de jaarlijkse kapitaallasten (CAPEX, berekend uit de investeringskosten en levensduur) en jaarlijkse operationele kosten (Operation & Maintenance) inclusief de energiekosten (OPEX). De systeemkosten beschrijven daarmee de gehele kostenopbouw van productie, transport van energie, conversie en eindverbruik in samenhang. Dit is exclusief belastingen en subsidies, omdat deze op nationaal niveau slechts een herverdeling van geld zijn. Het kijken naar systeemkosten is daarmee een goede manier om het totale kostenplaatje van de energietransitie in kaart te brengen (TNO, 2026a). De systeemkosten zijn relevant omdat ze inzicht geven in hoe verschillende transitiepaden en/of technologiekeuzes financieel uitwerken in de toekomst, en welke gevolgen deze hebben voor de betaalbaarheid, inrichting en robuustheid van het energiesysteem.

Naast de systeemkosten wordt ook de jaarlijkse investeringsopgave (voortaan: "investeringsopgave") beschreven. De investeringsopgave weerspiegelt de daadwerkelijke investering die elk jaar nodig is om de uitbreiding en vervanging van het energiesysteem te financieren. Naast deze additionele capaciteit moet ook rekening worden gehouden met vervangen van bestaande capaciteit. De investeringsopgave verschilt daarmee van de kapitaalkosten die, uitgesmeerd over de tijd, onderdeel zijn van de hiervoor beschreven systeemkosten.

De in INKTVIS genoemde scenario's verschillen in de gekozen parameters. Soms zijn deze onderling gekoppeld. De belangrijkste zijn:

- *Verschillen in reductiedoelstellingen*: sommige scenario's sturen niet alleen op de totale reductie van broeikasgasemissies, maar hanteren ook sectorale broeikasgasemissiedoelstellingen of doelen voor energiebesparing. In de praktijk resulteert dit doorgaans in hogere totale systeemkosten dan bij een scenario dat uitsluitend stuurt op kosteneffectieve emissiereductie. Er zijn ook verschillen in de totale reductiedoelstellingen (o.a ADAPT) waardoor de totale systeemkosten in relatie tot de andere scenario's lager uitvallen.
- *De omvang van het nationale activiteitsniveau en samenhangende energievraag*: het totale activiteitsniveau over alle sectoren heen vormt een cruciale driver voor systeemkosten en systeeminrichting. En aangezien de energie-intensieve industrie een groot aandeel vormt in de totale energievraag, is de verwachte omvang en energie-intensiteit van de industrie sterk bepalend voor de benodigde systeemomvang. Een grotere industriële vraag vereist niet alleen een grotere opbouw van productie-, conversie- en infrastructuurcapaciteit maar vergt ook de inzet van duurdere technologieën of aanvullende energiebronnen wat leidt tot marginaal hogere systeemkosten.
- *De veronderstelde nationale energieproductie*: aannames over het gebruik van het potentieel aan nationale hernieuwbare energiebronnen zoals wind op zee, zon en geothermie bepalen in hoge mate hoeveel hernieuwbare elektriciteit maximaal kan worden ingezet. Maar ook het al dan niet toestaan van technologieën zoals CO₂-afvang en -opslag (CCS) om delen van het energiesysteem langer fossiel in te vullen en de inzet van kernenergie heeft effect op de marginale systeemkosten⁸.
- *De import van elektriciteit, biogrondstoffen en waterstof*: ook aannames over de mate waarin Nederland een beroep kan doen op grondstoffen uit de rest van de wereld hebben een grote invloed op de marginale systeemkosten. Het is zelfs een van de belangrijkste onderscheidende elementen tussen de scenario's in de Toekomstverkenning Klimaatneutraal 2050.
- *Kosten van technologieën en importen*: In een kostenoptimalisatiestudie zijn kosten een doorslaggevende factor voor de uiteindelijke systeeminrichting. Deze kosten worden bepaald uit technologie-parameters (investeringskosten, levensduur, OPEX en prestatie). Daarnaast gaat het om de importprijs van onder andere fossiele brandstoffen, biomassa, elektriciteit, waterstof, synthetische brandstoffen en biobrandstoffen.

3.2 Systeemdynamiek in energiescenario's

De huidige systeemkosten van het energiesysteem worden vooral bepaald door fossiele brandstoffen. Door aangescherpte klimaatdoelen zal het energiesysteem fundamenteel veranderen: het systeem gaat minder leunen op fossiel en meer op duurzame bronnen, elektrificatie en nieuwe infrastructuur. Daarmee verschuift ook de kostenstructuur – van doorlopende brandstofuitgaven naar hogere investeringen in productiecapaciteit, netten en flexibiliteit en de elektrificatie van warmteprocessen en mobiliteit, isolatie van woningen en gebouwen.

INKTVIS bouwt voort op een reeks bestaande energiesysteemscenario's. Samen beslaan deze studies een breed spectrum aan mogelijke toekomstbeelden, waardoor kan worden geanalyseerd welke uitkomsten robuust terugkeren en welke sterk afhangen van specifieke aannames. Op basis daarvan zien wij de volgende generieke systeemdynamiek terug.

Het meest kostenefficiënt om de klimaatdoelen te halen is fossiel gebruik van olie en gas in combinatie met CO₂-afvang en -opslag (CCS) en de inzet van, indien beschikbaar, duurzame biobrandstoffen. Deze routes zijn echter in de meeste scenario's begrensd in schaal, beschikbaarheid of maatschappelijke acceptatie waardoor duurdere opties nodig zijn. Gegeven deze kostendynamiek komt duurzaam opgewekte elektriciteit altijd prominent naar voren, maar varieert de mate waarin. Zelfs zonder emissiedoelen worden zon- en windenergie kostenefficiënt ingezet om de bestaande elektriciteitsvraag te dekken en krijgen zij autonoom een structurele plek in het systeem.

Het is daarnaast energetisch efficiënt om het eindverbruik waar mogelijk rechtstreeks te elektrificeren. Hierdoor hebben wind en zon grote technische potenties omdat ze direct elektriciteit leveren. Omzetting naar waterstof of synthetische brandstoffen brengt extra kosten en conversieverliezen met zich mee en vergroot de behoefte aan nog meer hernieuwbare opwek. Die efficiëntiedynamiek duwt het systeem dus richting méér directe elektrificatie en daarmee een grotere rol voor zon en wind. Tegelijk werkt een tweede dynamiek in tegengestelde richting: wanneer ruimere mogelijkheden voor CCS of biomassa beschikbaar zijn, kunnen meer brandstoffen worden ingezet, waardoor minder vergaande elektrificatie nodig is en de totale behoefte aan extra zon- en windvermogen afneemt.

⁸ Zie paragraaf 6.2 voor een gezamenlijke analyse van systeemkosten en business case van kernenergie

Elektriciteit vormt dan ook in vrijwel alle op kosten geoptimaliseerde toekomstbeelden een centrale pijler van het energiesysteem. Tegelijk zijn er sinds het uitbrengen van eerder doorgerekende scenario's ontwikkelingen zichtbaar die daarin nog niet volledig zijn gereflecteerd en die hun weerslag kunnen hebben op de uiteindelijke oplossingsrichting. Ten eerste kunnen hogere kosten van wind op zee en bijbehorende netinfrastructuur de relatieve aantrekkelijkheid en samenstelling van de elektriciteitsmix beïnvloeden. Ten tweede heeft de omvang en structuur van de industrie directe invloed op de totale energievraag en daarmee op de benodigde elektriciteitsproductie. Ten derde kan een sterkere beleidsmatige focus op concurrentiekracht en betaalbaarheid, naast klimaatdoelen, leiden tot andere keuzes in binnenlandse productie versus import van energiedragers. Deze factoren raken zowel de omvang van de elektriciteitsvraag en -productie als de mix van bronnen die wordt ingezet, terwijl elektriciteit als zodanig een belangrijke en robuuste energiedrager blijft.

Wanneer doelen strenger worden of beperkingen in het aanbod van goedkope opties toenemen, schuiven ook duurdere maatregelen het systeem in. Geothermie, vergaande energiebesparing via bijvoorbeeld isolatie en andere duurzame warmteopties verhogen de investeringsvraag, maar zijn vaak in meerdere of mindere mate noodzakelijk om de energievraag te kunnen dekken én tegelijkertijd aan klimaatdoelen te voldoen, zeker wanneer ruimte voor elektrificatie, CCS of biomassa beperkt is.

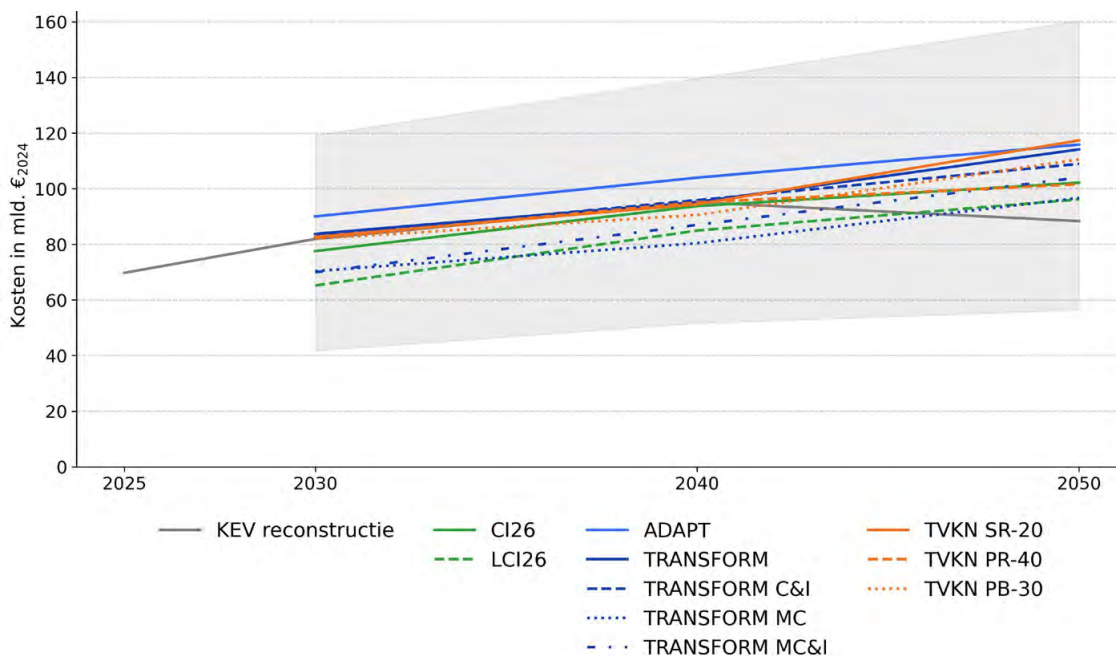
De kernboodschap is daarmee tweeledig. Grootschalige elektrificatie is de spil van de meest kosteneffectieve transitiepaden. Tegelijkertijd hangt de omvang van elektriciteitsvraag en – productie af van beleidskeuzes, kostenontwikkelingen en de economische structuur van Nederland. Keuzes over industriebeleid, doelstellingen en randvoorwaarden bepalen daarmee direct hoe groot de rol van elektriciteit wordt – en in welke mate duurdere maatregelen zoals groene moleculen, geothermie en vergaande energiebesparing noodzakelijk zijn.

3.3 Verwachte ontwikkeling hoogte en structuur systeemkosten

In deze paragraaf beschrijven we de belangrijkste resultaten ten aanzien van de ontwikkeling van de hoogte en de structuur van de systeemkosten van het Nederlandse energiesysteem voor de periode 2025-2050, evenals de verschillende bouwstenen waaruit deze kosten zijn samengesteld. INKTVIS vormt hiervoor de basis aangevuld met de belangrijkste overeenkomsten en verschillen met andere energiesysteemstudies. De systeemkosten zijn ingedeeld in de ketens die samen het energiesysteem vormen: koolstof, elektriciteit, waterstof, (collectieve) warmte en de investeringen van eindverbruikers.

De koolstofketen omvat koolstofbronnen, zoals brandstoffen van fossiele, biogene of synthetische oorsprong, gerecycled plastic of direct air capture (DAC) en omvat het afvangen, opslaan en hergebruik van koolstof (CCUS) en de bijbehorende infrastructuur. De waterstofketen omvat de binnenlandse productie van waterstof en ammoniak, de import/export van deze energiedragers en de bijbehorende infrastructuur, zoals opslag. Koolstof en waterstof maken samen deel uit van het op moleculen gebaseerde systeem en hebben twee belangrijke functies in dit systeem: als energiebron en als grondstof voor industriële activiteiten (zoals meststoffen of staalproductie) en voor de productie van brandstof in raffinaderijen. De elektriciteitsketen omvat de opwekkingstechnologieën en de netwerkinfrastructuur. De warmteketen omvat de warmte-infrastructuur (zoals warmtenetten) en gecentraliseerde warmteproductie (bijv. geothermie). De opwek van warmte door eindverbruikers in de vorm van CV-ketels en warmtepompen valt niet onder de warmteketen maar onder de eindverbruikerssectoren.

Figuur 3.1 Totale kosten energiesysteem per scenario (TNO, 2026a)



Figuur 3.1 laat zien dat de totale systeemkosten tot 2050 tussen de 1 en 2,2% per jaar stijgen. Ook is te zien dat de stijging van de systeemkosten tot 2040 in de scenario's vergelijkbaar is, maar dat het verschil zit in de periode 2040-2050. Volgens het KEV-referentiescenario, dat uitgaat van de doelen voor 2030, stijgen de systeemkosten van € 69 miljard in 2025 met ongeveer 1% per jaar tot € 87 miljard in 2050. Scenario's die op klimaatneutraliteit in 2050 afkoersen laten echter sterkere stijgingen zien, namelijk tussen de 1,3-2,2% per jaar wat neerkomt op een stijging tot € 66-91 miljard per jaar in 2030, 82-106 miljard euro in 2040 tot uiteindelijk € 90-120 miljard per jaar in 2050.

Referentie kostenniveau

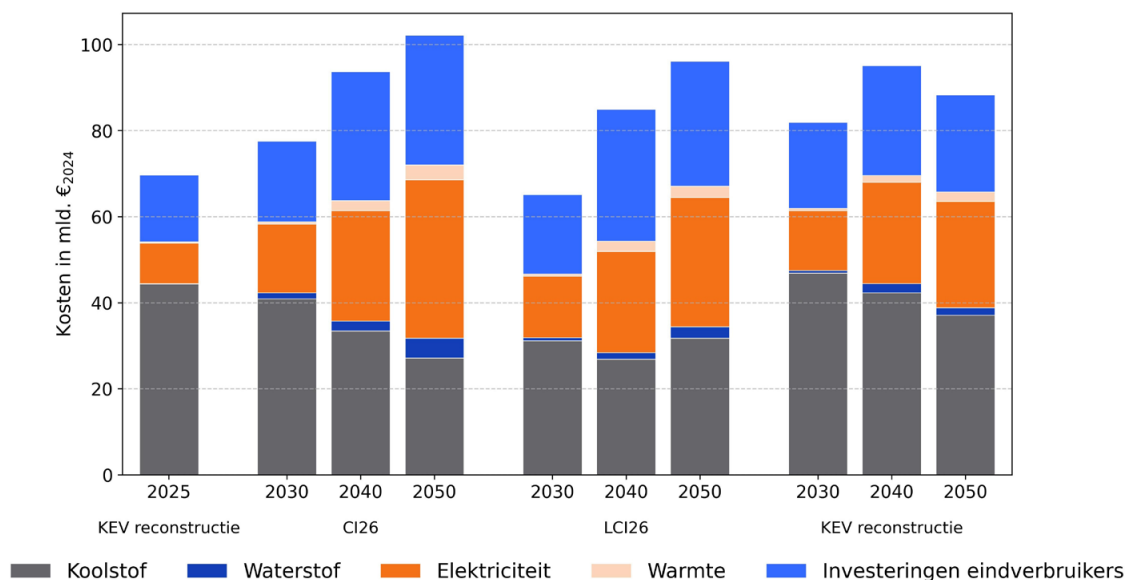
INKTVIS gaat uit van het kostenniveau voor 2025 op basis van het KEV-reconstructiescenario. Daarin wordt het kostenniveau van het energiesysteem geschat op € 69 miljard per jaar. Recent gepubliceerde macro-economische gegevens laten echter zien dat de totale uitgaven aan energiedragers in 2023 zo'n € 109 miljard bedroeg en er voor net- en loondiensten € 11,5 miljard werd betaald. Daarnaast betaalden huishoudens en bedrijven bijna € 18 miljard aan belastingen en emissierechten (CBS, 2026). Een verklaring voor het verschil hiertussen zijn de uitzonderlijk hoge aardgasprices in 2023 van 52 ct/m³ vergeleken met 23 ct/m³ in de projectie voor 2030 van de KEV. Maar dat verklaart niet het hele verschil. Mogelijk zijn er ook andere verklaringen zoals de marges van energieleveranciers en/of verschillen in gehanteerde definities. Wat het wel laat zien is dat met name uitgaven aan fossiele brandstoffen door geopolitieke ontwikkelingen tot (tijdelijke) hoge systeemkosten kunnen leiden en dat het erg lastig is om een toekomstig kostenniveau te bepalen.

De omvang van de totale systeemkosten blijft volgens INKTVIS in verhouding tot de totale economie over de tijd ongeveer constant. De gemiddelde historische economische groei in Nederland bedraagt sinds 2008 namelijk ongeveer 1,3% per jaar (Wereldbank, 2025), terwijl de WLO-scenario's uitgaan van een gemiddelde jaarlijkse groei tussen 0,5 en 2%. Omdat de systeemscenario's uitgaan van economische groei, blijft het aandeel van de energiekosten in de economie naar verwachting redelijk stabiel. Niet alleen groeit de economie in financiële zin, maar - in sommige gevallen en afhankelijk van scenario aannames - groeien ook de onderliggende activiteitsniveaus zoals gereden kilometers, aantal huishoudens en hoeveelheden geproduceerde industriële producten.

Scenario's met een hoger activiteitsniveau kennen in het algemeen een hogere energievraag, dat leidt tot hogere totale jaarlijkse systeemkosten. Andere scenario's veronderstellen juist een verschuiving naar een minder energie-intensieve economie. De veronderstelling is dan gebaseerd op verandering van leefstijl of op een kleinere omvang van de Nederlandse energie-intensieve industrie doordat het internationaal minder goed kan concurreren. In algemene zin leiden scenario's met een lager niveau van energie-intensieve activiteit tot lagere systeemkosten dan scenario's met een meer energie-intensieve economische structuur maar in veel gevallen ook tot een lager bbp (zie ook [hoofdstuk 8](#)).

De hier geschetste verwachte ontwikkeling gaat daarnaast gepaard met aanzienlijke onzekerheid in de gehanteerde kostenkanten. Het gaat om een spreiding in kostenkanten voor energiekosten uit de KEV, een spreiding van +/-50% in technologiekosten en +30% voor elektriciteitsinfrastructuur (in lijn met IBO). Een gevoeligheidsanalyse laat zien dat dit alleen al kan leiden tot een bandbreedte van € -32 tot +45 miljard per jaar in de totale jaarlijkse systeemkosten.

Figuur 3.2 Opbouw totale kosten energiesysteem (TNO, 2026a)



Figuur 3.2 laat de verschuiving zien in de kostenstructuur van het energiesysteem. Van een energiesysteem dat draait op import van (fossiele) koolstof naar een systeem gebaseerd op investeringen in de elektriciteitsketen en door eindverbruikers. Daarmee krijgen investeringen in de elektriciteitsketen en door eindverbruikers (CAPEX) een veel prominentere rol in de kostenstructuur van het toekomstig energiesysteem dan de brandstofkosten van fossiele koolstof (OPEX).

De bijdrage van de (fossiel) koolstofketen aan de totale systeemkosten neemt weliswaar af van ongeveer 41% tot 64% in 2030 tot 21% tot 42% in 2050. Maar de kosten van het koolstofstelsel zullen in 2050 echter nog altijd zo'n € 23-43 miljard per jaar bedragen. Om het fossiele gebruik van het op moleculen gebaseerde systeem uit te faseren en de klimaatdoelstellingen te halen, moet het koolstofstelsel namelijk overschakelen van import van aardgas en andere fossiele brandstoffen naar alternatieve (en duurdere) routes zoals het afvangen en opslaan van koolstof (CCS) en de import van biomassa.

Tegelijkertijd verschuift het energiesysteem richting meer elektriciteit. Sectoren gaan meer elektrificeren, wat vraagt om extra investeringen in de opwekking, opslag en infrastructuur van elektriciteit. Hierdoor stijgt het aandeel van elektriciteit in de totale systeemkosten van 15-29% in 2030 naar 28-40% in 2050. De totale kosten voor de energieketen in 2050 bedragen naar verwachting € 25-47 miljard. Een belangrijk onderdeel hierin zijn investeringen in de uitbreiding van de netwerkinfrastructuur. In de IBO-studie worden de kosten hiervoor geraamd op € 13 miljard per jaar. Naast de hier genoemde infrastructuurkosten vormt grootschalige inzet van offshore windenergie inclusief het offshore-net de grootste kostenpost binnen de elektriciteitsketen. De verschillen in hoogte van de geprognosticeerde kosten in de figuur worden vooral veroorzaakt door verschillen in aannames over de toekomstige energievraag en de daaruit voortvloeiende verandering in technologiemix aan de elektriciteitsvoorzieningszijde.

Status en perspectieven kernenergie: Op dit moment is er relatief veel politieke steun voor kernenergie binnen de Rijksoverheid, wat het – gezien de grote publieke investeringsopgave – een relevant onderwerp maakt: voor de eerste twee kerncentrales wordt uitgegaan van circa € 30 miljard aan investeringen, met plannen voor realisatie rond 2040 en aanvullende ambities voor nog eens twee centrales richting 2050, waarmee kernenergie circa 10–15% van de elektriciteitsvoorziening zou kunnen leveren (Rijksoverheid, 2024). Tegelijkertijd geldt dat nieuwe kerncentrales alleen tot stand komen met substantiële publieke betrokkenheid; recent heeft de regering richting de Tweede Kamer aangegeven de eerste fase voorlopig volledig publiek te willen financieren (Rijksoverheid, 2025). Dit maakt een beoordeling vanuit systeemkostenopgave relevant. Studies laten zien dat kernenergie systeemkosten kan verlagen wanneer het opwekpotentieel van hernieuwbare bronnen beperkend is, doordat het extra elektrificatie mogelijk maakt en dure alternatieven voorkomt (TNO, 2025b; TNO, 2025c). Bij uitwisseling met wind op zee blijven totale systeemkosten vergelijkbaar, maar verschuiven kosten richting het elektriciteitssysteem. De uitkomsten zijn sterk afhankelijk van aannames: bij ruime beschikbaarheid van zon en wind of lage vraag kan kernenergie juist systeemkostenverhogend zijn of buiten het kostenoptimale systeem vallen (TNO, 2025b; TNO, 2025c). Kleine modulaire reactoren (SMR) vormen een aparte categorie met potentie (2–13 eenheden) en mogelijkheden voor levering van industriële warmte (TNO, 2024b). Vanuit marktperspectief opereren kerncentrales als ‘load-following’ (ca. 5.500–6.500 uur per jaar) en zijn zij zonder aanvullende ondersteuning zoals een CfD doorgaans niet rendabel. Tegelijkertijd beïnvloeden zij de elektriciteitsprijs, maar de richting en omvang daarvan zijn onzeker; modeluitkomsten variëren bijvoorbeeld tussen circa +4 en -1 €/MWh bij toevoeging van twee centrales (TNO, 2025b).

Door elektrificatie nemen de kosten van eindverbruikers in alle scenario's substantieel toe en vormen ze in 2050 met bijna een kwart tot een derde van het totaal, een significant deel van de nationale systeemkosten. Deze stijging in kosten is voor meer dan de helft toe te schrijven aan investeringen in warmtepompen en isolatiemaatregelen in de gebouwde omgeving, gevolgd door investeringen in elektrisch rijden en aanpassingen in processen binnen de industrie. Let wel, in de INKTVIS cijfers over mobiliteit zijn alleen de meerkosten van elektrische voertuigen meegenomen terwijl het CBS in overeenstemming met Europese richtlijnen bij mobiliteit de investeringen in voertuigen (bussen, treinen, binnenvaartschepen etc.) en infrastructuur meeneemt (railinfrastructuur, havens, vaarwegen).

Figuur 3.2 laat ook zien dat het aandeel van collectieve warmte en waterstof in de totale nationale kosten weliswaar groter wordt en daarmee relevanter tegen 2050, maar dat het aandeel hiervan in de totale systeemkosten met 1-4% vooralsnog vrij beperkt blijft. Een van de redenen hiervoor is dat de kosten van waterstof die gebruikt wordt voor de productie van synthetische brandstoffen niet als waterstofkosten maar bij de koolstofketen worden meegeteld.

De hier geschetste verschuiving in de kostenstructuur van het energiesysteem heeft een dempend effect op de energiekosten bij prijsschokken van fossiele energie (TNO, 2025a). Dit dempend effect is het sterkst in de scenario's waarin het klimaatdoel in 2050 wordt gehaald en het gebruik van fossiele energie sterk is teruggebracht. De stijging van de energiekosten is ruim 80% lager dan in 2023. In scenario's waarin het klimaatdoel niet wordt gerealiseerd, blijft de impact van een prijsschok aanzienlijk en zijn de energiekosten hoger dan in de scenario's waar de doelen wel worden gehaald. De energiekosten zijn in dat geval tussen de 30% en 40% lager dan in 2023. Een veronderstelde prijsstijging van 70% op de fossiele brandstofkosten leidt volgens deze studie tot een toename in de systeemkosten van 22% in 2030. Daarna wordt het effect op de systeemkosten kleiner. In het scenario waarin uitgegaan wordt van een minimaal gebruik van fossiele brandstoffen is het effect op de systeemkosten nog maar 3% tegen 12% bij een scenario waarin fossiele energie nog een substantiële rol speelt. Kortom, door minder inzet van koolstof en meer inzet op elektriciteit in de totale systeemkosten neemt de kwetsbaarheid van Nederland voor plotselinge stijging van energieprijzen sterk af.

3.4 Verwachte ontwikkeling omvang en structuur systeemkosten volgens andere systeemstudies

Ook in andere systeemstudies verandert de kostenstructuur van het Nederlandse energiesysteem fundamenteel. Zowel in Kostenbeeld NBNL als in de FIT-pilot dalen de kosten voor import van (voornamelijk fossiel) energiedragers sterk richting 2050 terwijl de kapitaalslasten toenemen. Zowel de FIT-pilot als het IBO-rapport benadrukken daarmee dat in de energietransitie een systeem met hoge operationele energiekosten vervangen wordt door een systeem met hogere CAPEX kosten en veel lagere operationele kosten. De totale systeemkosten nemen in zowel de FIT-pilot als in het Kostenbeeld NBNL richting 2050 sterk toe waarbij de FIT-studie de sterkste stijging in de periode tot 2035 kent. De kostenontwikkeling in Kostenbeeld NBNL volgt een vergelijkbaar patroon als in de OPERA-scenario's, met nationale kosten die richting 2050 stijgen van € 66-72 miljard in 2030 naar 106-131 miljard euro in 2050 (2,1-3,0% stijging).

Verschillen in de scope en eigenschappen van assets verklaren grotendeels het verschil in de uitkomsten tussen doorrekening met OPERA en ETM modellen. Denk aan verschillen in levensduur, vermogen of vollasturen. Daarnaast spelen verschillende berekeningsmethodieken voor o.a. isolatiekosten en kosten voor elektriciteitsinfrastructuur een rol, maar ook aannames over brandstofprijzen en het wel of niet rekening houden met leereffecten. Als laatste zijn er ook structurele verschillen tussen beide modellen, met als belangrijkste verschil dat de energieaanbod- en -vraagemix in het ETM exogeen wordt bepaald (d.w.z. als input) terwijl dit in OPERA endogeen (door het model zelf) wordt bepaald en het model daarbij de kosten minimaliseert.

In 2020 heeft het PBL de kosten van het realiseren van de doelen uit het Energieakkoord 2013 onderzocht. Zij raamt de daarmee samenhangende emissiereductie op ongeveer 30–40 megaton CO₂ per jaar, tegen jaarlijkse meerkosten van ongeveer 0,1–0,3% van het Nederlandse BBP (circa 1–2 miljard euro). Deze orde van grootte ligt grofweg in lijn met bredere lange termijnramingen uit INKTVIS, waarin voor het bereiken van netto nul uitstoot in 2050 – een reductie van bijna 145 megaton CO₂ ten opzichte van 2024 – extra uitgaven van circa 0,3–1,2% van het BBP per jaar worden genoemd.

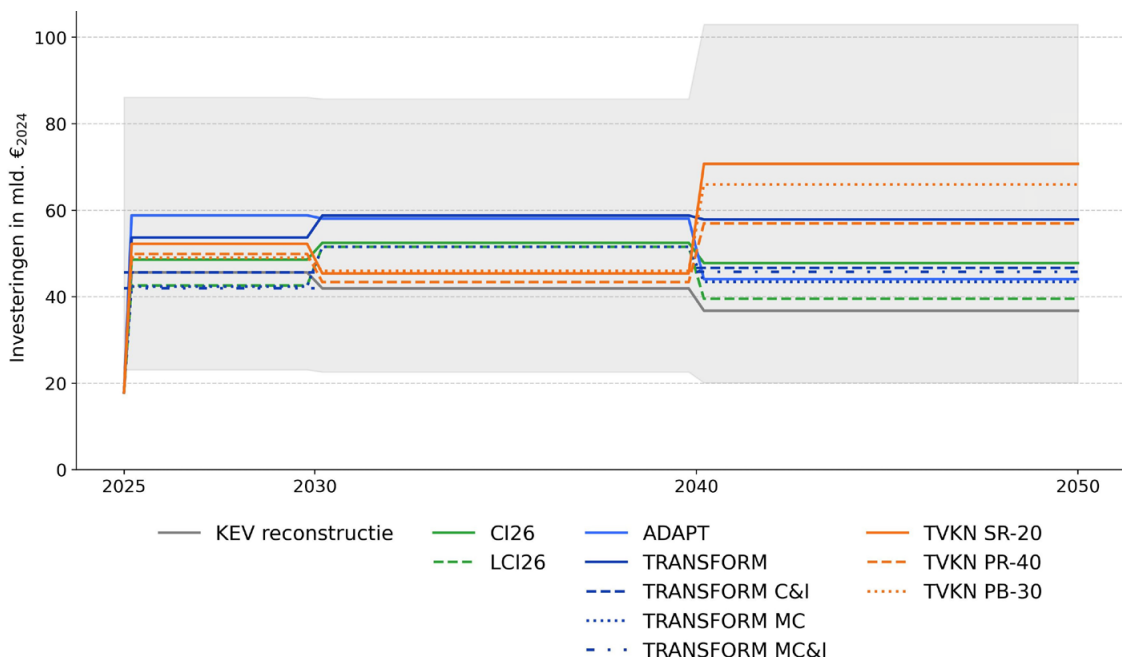
Deze vergelijking vereist echter voorzichtigheid: het Energieakkoord kende doelen voor hernieuwbare energie en energiebesparing met CO₂-reductie als indirect effect, terwijl de netto nul doelstelling in de binnen INKTVIS onderzochte scenario's een expliciete emissiedoelstelling is, en bovendien betrof het Energieakkoord een eerdere transitiefase van hoge naar lagere emissie-intensiteit in plaats van de volledige omschakeling naar een netto-nul energiesysteem.

3.5 Verwachte ontwikkeling kapitaalinvesteringen energiesysteem

In deze paragraaf beschrijven we de ontwikkeling van de kapitaalinvesteringen in de binnen INKTVIS geanalyseerde scenario's. De resultaten laten de jaarlijkse investeringsniveaus zien die nodig zijn om het beoogde Nederlandse energiesysteem te realiseren, uitgedrukt in de *extra* capaciteit die daarvoor moet worden toegevoegd. Het gaat hierbij nadrukkelijk om de investeringskosten zelf: de uitgaven die in de betreffende jaren worden gedaan voor nieuwe installaties en infrastructuur. Kasstromen zoals afschrijving en rente zijn hierin niet opgenomen. De paragraaf geeft daarmee inzicht in de omvang en timing van de jaarlijkse investeringsuitgaven die de scenario's met zich meebrengen.

Figuur 3.3 laat de totale benodigde jaarlijkse investeringen per scenario zien. De lijnen beginnen in 2025 op het historische niveau dat nodig was om alle bestaande capaciteiten te realiseren (lineair over de levensduur). Voor elk scenario zijn drie periodes weergegeven met een gemiddeld investeringsniveau dat nodig is voor vervangingen en uitbreidingen.

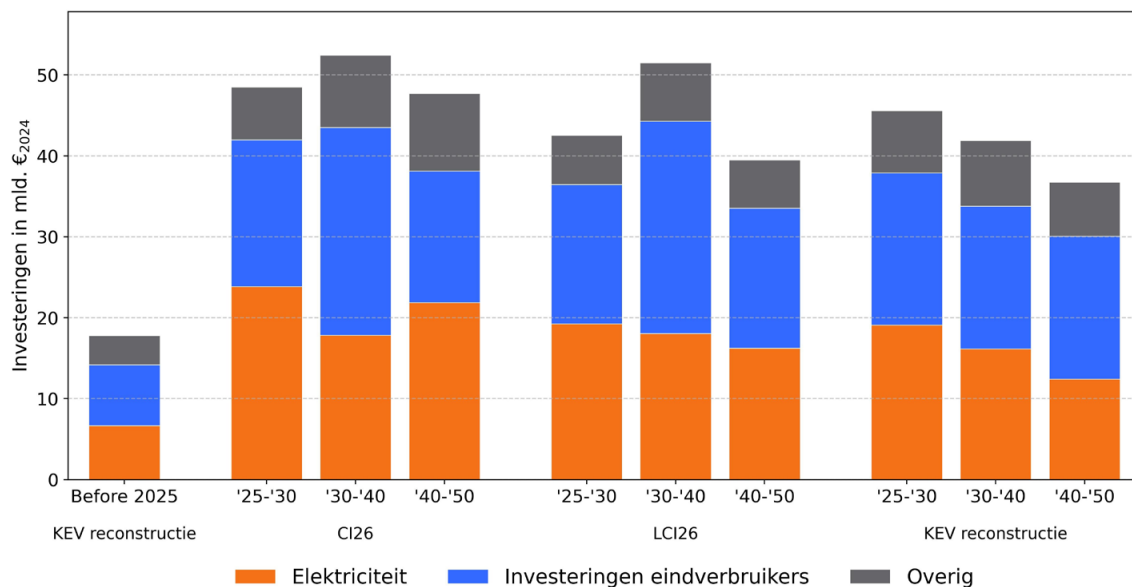
Figuur 3.3 Totale benodigde jaarlijkse investeringen per scenario (TNO, 2026a)



In INKTVIS worden de jaarlijkse investeringsuitgaven in de periode voorafgaand aan 2025 geraamd op ongeveer 18 miljard euro. Ten opzichte van het historische investeringsniveau laten de scenario's in de figuur een structurele toename zien met een factor 2 tot 3. Het KEV-reconstructiescenario, dat uitgaat van bestaand beleid in plaats van het halen van de klimaatdoelstellingen, laat daarin de laagste investeringsniveaus zien. Het verschil tussen de KEV-reconstructie en de overige scenario's telt cumulatief op tot 110-320 miljard euro in de periode 2025-2050, hetgeen neerkomt op 10-29% van de totale investeringen. De figuur laat daarnaast ook het verschil in de jaarlijkse investeringskosten zien tussen de scenario's die uitgaan van een kleinere omvang van de energie-intensieve industrie en scenario's waar de energie-intensieve industrie niet krimpt.

Figuur 3.3 laat daarnaast ook een groot verschil in timing van de investeringen zien. Afhankelijk van het moment waarop emissiereducties worden vereist, verschuiven de investeringspieken namelijk in de tijd. In scenario's die ervan uitgaan dat Nederland in 2050 klimaatneutraal moet worden en geen aanvullende doelen kennen, ligt het hoogste investeringsniveau (66-71 miljard euro) tussen 2040 en 2050. Scenario's die uitgaan van sectorale doelstellingen voor 2030 zorgen juist voor een investeringspiek (54-59 miljard euro) in de periode 2025-2030 en scenario's die uitgaan van een strikte (Europese) emissiereductiedoelstelling in 2040 zorgen voor een verschuiving van investeringen (51-52 miljard euro) naar de periode 2030-2040.

Figuur 3.4 Opbouw totale benodigde jaarlijkse investeringen (TNO, 2026a)



Figuur 3.4 laat zien dat het grootste deel – circa 80-90% – van deze investeringen zich concentreert op twee plaatsen in het systeem: de elektriciteitsketen (opwekcapaciteit en netten) en binnen de eindverbruikerssectoren (isolatie, warmtepompen, elektrische voertuigen en procesaanpassingen in de industrie). Daarmee sluit de investeringsdynamiek direct aan bij de eerder geschetste systeemverandering richting elektrificatie en binnenlandse productie.

Opvallend in Kostenbeeld NBNL is dat de investeringen in de elektriciteitsketen (opwekcapaciteit en netten), de eindverbruikerssectoren en investeringen in de waterstofketen samen verantwoordelijk zijn voor bijna 90% van de totale systeemkosten in 2050. Verschil in scope tussen gehanteerde scenario-studies zoals de inzet van meer of minder waterstof ten behoeve van de productie van synthetische brandstoffen of de mate van verduurzaming van bunkerbrandstoffen zou hiervoor een verklaring kunnen zijn.

Tabel 3.1 Energiegerelateerde investeringen 2019-2024 (miljard euro) (RVO, op basis van CBS (2026a)
 Symbol . betekent: het cijfer is onbekend, onvoldoende betrouwbaar of geheim

Klimaatsector	2019	2020	2021	2022	2023
Energieopwekking en -conversie	6,38	7,97	.	.	.
Gebouwde omgeving	9,39	10,42	10,80	12,72	12,85
Industrie	3,62	1,96	1,97	2,82	2,89
Landbouw	0,74	0,74	.	.	.
Mobiliteit	8,86	10,39	12,28	13,33	17,96
Totaal	28,99	31,48	33,67	39,79	46,20

In Tabel 3.1 worden op basis van de recent gepubliceerde CBS-cijfers de meest recente investeringen in klimaatsectoren weergegeven. Deze meest recente investeringen laten zien dat de beweging naar een hoger investeringsniveau al is ingezet. De totale energiegerelateerde investeringen lagen met 46,20 miljard euro in 2023 namelijk al 63% hoger dan in 2019. Van de sectoren energieopwekking en conversie en landbouw zijn vanwege beperkingen ten aanzien van openbaarmaking geen gegevens over 2022 en 2023. Desondanks zien we dat de sectoren mobiliteit en gebouwde omgeving tot de grootste investeerders behoren in de energietransitie. Tot de grootste milieucategorieën waarin deze sectoren in 2023 investeerden behoren elektrische en hybride auto's (12,2 miljard euro), energiebesparing (circa 5,5 miljard euro) en warmtepompen (2,1 miljard euro)⁹.

Om meer inzicht te krijgen in investeringen door de sector energieopwekking en -conversie zijn twee andere bronnen relevant. De investeringsmonitor energietransitie 2023 van SEO (SEO, 2024) en het eerdergenoemde rapport Schakelen aan de toekomst (IBO, 2025).

SEO raamde in 2024 de investering door netbeheerders, bedrijven en huishoudens in 2023 op 25 miljard euro en op 31,3 miljard euro per jaar voor de periode van 2025-2030 (SEO, 2024). Volgens SEO hebben netbeheerders in 2023 minstens 6,7 miljard euro geïnvesteerd. Van dit bedrag is 85% bestemd voor het elektriciteitsnet. In 2023 hebben huishoudens minstens 3,9 miljard en bedrijven minstens 14,3 miljard euro geïnvesteerd. Ook investeringen in vergunde projecten voor wind op zee zijn meegeteld. SEO gebruikte hiervoor gegevens van netbeheerders zoals jaarverslagen en gegevens uit publieke financieringsinstrumenten (zoals de ISDE, SDE++, of EIA). Deze inventarisatie van investeringsstromen kent beperkingen. Door de focus op de door de overheid gestimuleerde investeringen worden investeringsstromen zonder publieke stimulans onderschat. En er zijn aannames gedaan over de realisatiegraad en subsidie-intensiteit.

Het IBO-rapport schat dat in de periode 2024-2040 cumulatief 195 miljard euro nodig zal zijn voor investeringen in het elektriciteitsnet, met een bandbreedte van 136 tot 253 miljard euro (prijsspeil 2024). Een aanzienlijk deel hiervan gaat naar het net op zee (88 miljard euro), dat een wezenlijk onderdeel is van een duurzamer en minder afhankelijk energiesysteem. Per jaar gaat het om een investeringsbedrag van ongeveer 11 miljard euro bovenop de 9 miljard aan jaarlijkse vervangingsinvesteringen van de bestaande infrastructuur (IBO, 2025). Het rapport bevat daarnaast voor het eerst een inschatting van de effecten van interventies op de investerings-opgave van netbeheerders in 2040. Nadere keuzes om het net beter te benutten, kunnen de cumulatieve investeringsopgave dempen met 3,5 tot 22,5 miljard euro (op een totaal van 107 miljard euro).

3.6 Synthese en kennislacunes

Een eerste inzicht is dat ondanks de verschillen in aannames en modelstructuren tussen de scenario's, in alle studies de systeemkosten de komende decennia toenemen, maar in een tempo dat in lijn blijft met de verwachte economische groei. De stijging komt deels door autonome ontwikkelingen zoals reeds ingezet beleid en economische (volume) groei, en door de noodzakelijke investeringen die nodig zijn om gestelde klimaatdoelen te halen.

⁹ Let daarbij wel op dat het CBS in overeenstemming met Europese richtlijnen bij mobiliteit de investeringen in voertuigen (bussen, treinen, binnenvaartschepen etc.) en infrastructuur meeneemt (railinfrastructuur, havens, vaarwegen).

Een tweede inzicht is dat de structuur van de systeemkosten fundamenteel verandert. Alle studies laten zien dat het energiesysteem opschuift van een op import van fossiele brandstof gedreven systeem (OPEX) naar een kapitaalintensief systeem (CAPEX), waarin investeringen in de elektriciteitsketen en door eindverbruikers overheersen. De kosten voor fossiele import dalen sterk, en verschuiven naar binnenlandse productie hernieuwbaar, conversie en netten. Elektriciteit is consequent de grootste kostenpost. Hierdoor neemt de kwetsbaarheid van Nederland voor plotselinge stijging van energieprijzen sterk af. De kosten worden namelijk veel meer bepaald door investeringen met relatief voorspelbare levensduur en lasten en door de financieringskosten dan door de import van (fossiele) brandstoffen.

Derde inzicht is dat een veelevoudiging van de investeringsopgave met een factor twee tot drie nodig is, met name binnen de elektriciteitsketen en door eindverbruikers waar grote investeringen in warmtepompen, isolatie en elektrisch transport noodzakelijk zijn. Tegelijkertijd zien we dat de beweging naar een hoger investeringsniveau binnen met name de gebouwde omgeving en mobiliteitssector al is ingezet.

Het laatste inzicht tenslotte is dat de onzekerheden in de geprognoseerde systeemkosten en investeringen groot zijn. Kostenbandbreedtes verschillen tientallen miljarden euro per jaar en systeemkosten en investeringen zijn slechts beperkt vergelijkbaar door verschillende aannames en methodes. Ook investeringskosten, rendementen en financierbaarheid kennen onzekerheden, vooral door onrendabele toppen en de invloed van de rentestand.

Een eerste voorbehoud is dat een consistente en coherente informatiebasis van energiegerelateerde kosten ontbreekt waardoor het lastig is om statistiek (realisaties) en modellen (projecties) met elkaar in verband te brengen. Voor doorontwikkeling van een integraal kostenbeeld is het essentieel om tot een geharmoniseerde basis te komen door definities, kostenbegrippen, classificaties en scope van het energiesysteem af te stemmen.

Een tweede voorbehoud is dat systeemkosten uit de ETM/NBNL-scenario's en uit OPERA op hoofdlijnen een vergelijkbaar kostenverloop laten zien, maar dat daarin ook een zekere spanning schuilt: de resultaten zijn momenteel consistent, maar daarmee niet per definitie robuust of betrouwbaar. De overeenkomsten in uitkomsten geven vertrouwen, maar zeggen op zichzelf nog weinig over de mate waarin de gehanteerde aannames, modelstructuren en afbakeningen methodologisch zijn doordacht en onderling consistent.

Een belangrijke reden hiervoor is dat de gebruikte modelinstrumenten primair zijn ontwikkeld om de energetische systeemdynamiek vanuit een kostenoptimalisatieperspectief te analyseren — zoals energievolumes, capaciteitsopbouw en transitiepaden — en niet om een integraal en expliciet gevalideerd systeemkostenbeeld te produceren. De systeemkosten zijn daarmee in feite een bijvangst van bredere scenariostudies. Dat betekent dat keuzes in modellering, aggregatie en optimalisatie niet altijd zijn gemaakt met het expliciete doel om kosten zo volledig, consistent en vergelijkbaar mogelijk in beeld te brengen.

Methodisch is ETM verschillend van OPERA. Individuele actoren maken geen keuzes met de kosten van het hele energiesysteem voor ogen (zoals OPERA). ETM is gebaseerd op keuzes die actoren (in dit geval netbeheerders) het meest logisch of wenselijk vinden. Beide benaderingen kunnen dan ook prima naast elkaar bestaan maar een betere afstemming over scope en gehanteerde definities en waar mogelijk een verdere harmonisatie van gehanteerde parameters en aanzien van aannames over levensduren, vollasturen, financieringskosten en de toepassing van leercurves zal de vergelijkbaarheid ten goede komen. Dit wordt geadresseerd binnen EIK Werkpakket 2, waarin wordt gewerkt aan een gerichte versterking, afstemming en waar mogelijk harmonisatie van het modelinstrumentarium.

4 Effect energietransitie op de overheidsfinanciën

4.1 Inleiding

In het EIK-programma wordt de focus verbreed van klimaat naar de beleidsmaatregelen die de energietransitie sturen. Een belangrijke restrictie daarbij is houdbare overheidsfinanciën. De belastinginkomsten gerelateerd aan het energiegebruik zijn voor de overheidsfinanciën meer dan een bijzaak. De (netto) belastingen vertegenwoordigen circa 5,5% van alle overheidsinkomsten. Het gestelde doel binnen EIK is het samenstellen van een Overheidsrekening Energietransitie (ORET). In dit hoofdstuk wordt uiteengezet wat er al bekend is over de overheidsfinanciën in relatie tot de energietransitie. Hiervoor is uitsluitend data gebruikt die het CBS al beschikbaar heeft voor andere doeleinden. Binnen de ORET zijn deze bronnen gecombineerd en verrijkt zoals het verankeren van klimaatsectoren en energieketens. Daarbij wordt uiteraard de focus gelegd op het beleidsinstrumentarium dat wordt ingezet om de energietransitie te sturen. Maar ook zal er worden gekeken naar de consequenties van de energietransitie op de houdbaarheid van de overheidsfinanciën.

Omdat energieketens een belangrijke rol spelen in het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) en in de kostenmodellen die hierover momenteel binnen EIK worden ontwikkeld, zijn alle opgenomen beleidsmaatregelen in ORET ingedeeld naar één van deze energieketens:

- Elektriciteit
- Warmte
- Waterstof
- Koolstof
- Energiebesparing*

Energiebesparing (*) is noodzakelijkerwijs aan deze lijst toegevoegd omdat voor diverse beleidsartikelen niet kan worden opgemaakt op welke energieketen een besparende maatregel van invloed is.

De houdbaarheid van de overheidsfinanciën omvat de volledige overheid en niet slechts de Rijksoverheid.

De Rijksoverheid is zonder twijfel een belangrijke actor in het overheidsbeleid over de energietransitie maar niet de enige. In recente jaren is een groeiende rol voor lokale overheden (gemeenten en provincies) in de energietransitie weggelegd. Over de uitgaven van lokale overheden is echter minder statistische informatie bekend dan over de Rijksoverheid. In dit rapport is allereerst gekeken naar de inkomsten en uitgaven van de Rijksoverheid en de uitgaven van provincies en gemeenten voor zover deze gefinancierd zijn met specifieke uitkeringen vanuit de Rijksoverheid (SPUKs).

Dit hoofdstuk geeft allereerst een beschrijving van de huidige belastinginkomsten en uitgaven aan subsidies zoals de SDE++. Vervolgens wordt kort ingegaan op specifieke regelingen (SPUKs) gericht op regionale en lokale overheden. In paragraaf 4.3 wordt aan de hand van de scenario's in INKTVIS gereflecteerd op de verwachte gevolgen van de energietransitie op de grondslag van de belangrijkste energiebelastingen. Het hoofdstuk wordt afgesloten met een paragraaf over de belangrijkste bevindingen en kennislacunes ten aanzien van de Overheidsrekening Energietransitie (ORET).

4.2 Overheidsrekening Energietransitie 2019-2024

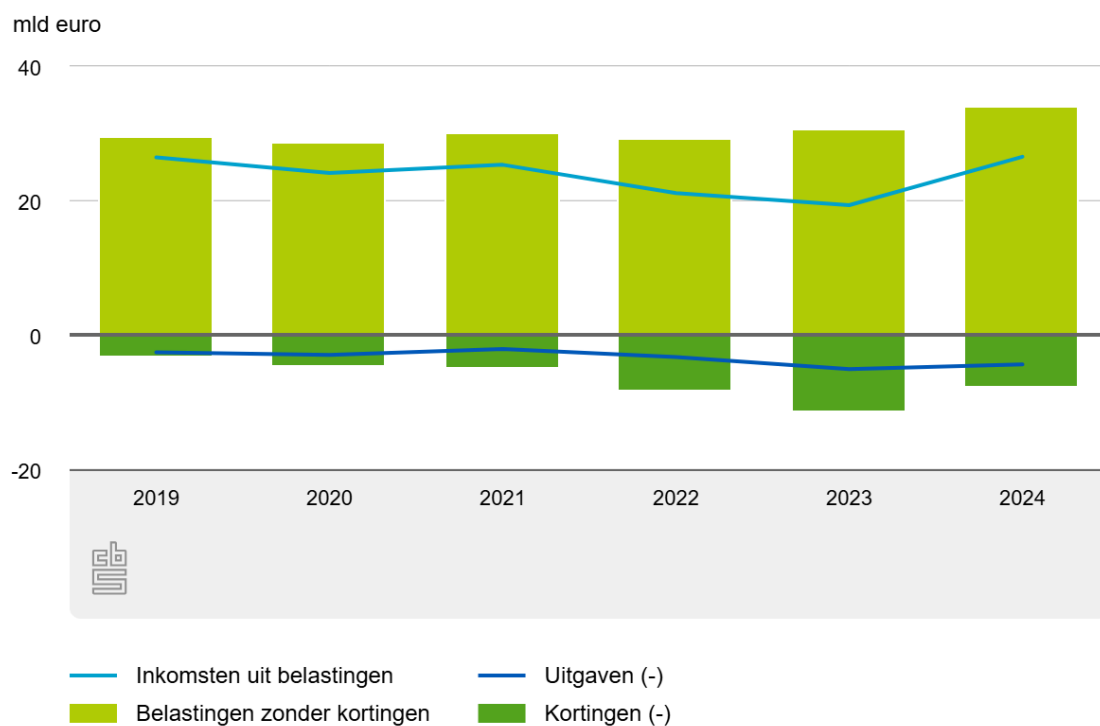
De basis voor de Overheidsrekening Energietransitie (ORET) 2019-2024 wordt gevormd door twee internationale statistische standaarden: het Europees Systeem van Rekeningen (ESR-2010) en System of Environmental-Economic Accounting (SEEA). Het ESR-2010, hierna aangeduid als ESR, is een wettelijk verplichte Europese standaard voor de nationale rekeningen en is leidend bij het vaststellen van het overheidssaldo en de overheidsschuld. Het System of Environmental-Economic Accounting (SEEA) is de internationale standaard voor milieurekeningen en is een aanvulling op het internationaal systeem van nationale rekeningen (SNA). Delen van het SEEA zijn binnen EU-verband verplichte statistieken. Dit stelsel bevat onder andere richtlijnen over milieubelastingen, -subsidies en andere uitgaven aan milieufuncties.

Bij het classificeren van de belastingen is gebruik gemaakt van een brugtabel waarmee de bedrijfstakken volgens de standaard bedrijfsindeling (SBI-codering) van het CBS zijn vertaald naar de klimaatsectoren uit het klimaatakkoord in 2019. Hierbij zijn enkele voorlopige keuzes gemaakt die wellicht in de toekomst nog aanscherping behoeven.

Het bevorderen van de energietransitie kan via subsidies, inkomensoverdrachten en kapitaaloverdrachten die producenten en consumenten moeten bewegen om de overstap te maken naar energiebesparing en duurzame energiebronnen. Tevens kan de overheid zorgen voor belastingverlichting voor bedrijven die investeren in energiezuinige technieken en duurzame energie, dit via de zogenaamde Energie Investeringsaftrek (EIA) regeling.

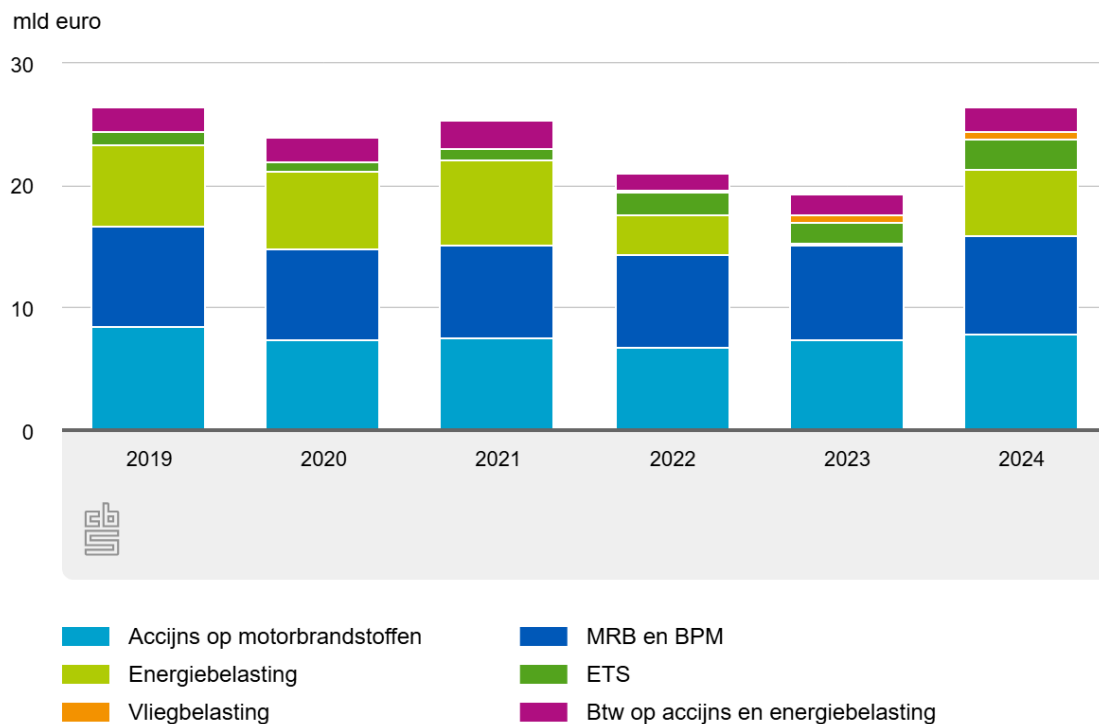
De belasting op aardgas en motorbrandstoffen, leidt tot hogere aankooprijzen van deze energiedragers en is een prijsprikkel ter ontmoediging van het gebruik. Het belasten van voertuigen met een verbrandingsmotor kan eveneens worden beschouwd als een ontmoediging van het gebruik van brandstof. Deze belastingen fungeren niet alleen als prijsprikkel maar ook als een wezenlijke bijdrage aan de overheidsinkomsten (een aandeel van 5,5% in 2024). Wanneer deze prijsprikkels hun werk doen, dan leidt dit tot verlies van overheidsinkomen. Dit wordt belastingerosie genoemd. De keerzijde van een succesvolle energietransitie is dus dat deze een wissel trekt op de overheidsfinanciën.

Figuur 4.1 Inkomsten (+) en uitgaven (-) van de overheid aan de energietransitie (CBS, 2026b)



Figuur 4.1 weerspiegelt het beeld van de overheidsfinanciën waarin inkomsten en uitgaven zijn weergegeven. Qua omvang overstijgen de energiegerelateerde belastinginkomsten meerdere malen de overheidsuitgaven aan de energietransitie. In 2024 bedroegen de inkomsten 26,5 miljard euro. De uitgaven omvatten slechts 4,4 miljard euro. Sterker nog, de overheid besteedde een groter deel van haar financiële ruimte aan belastingkortingen op het fossiele energiegebruik dan wat zij uitgaf aan het stimuleren van duurzame energie en energiebesparing.

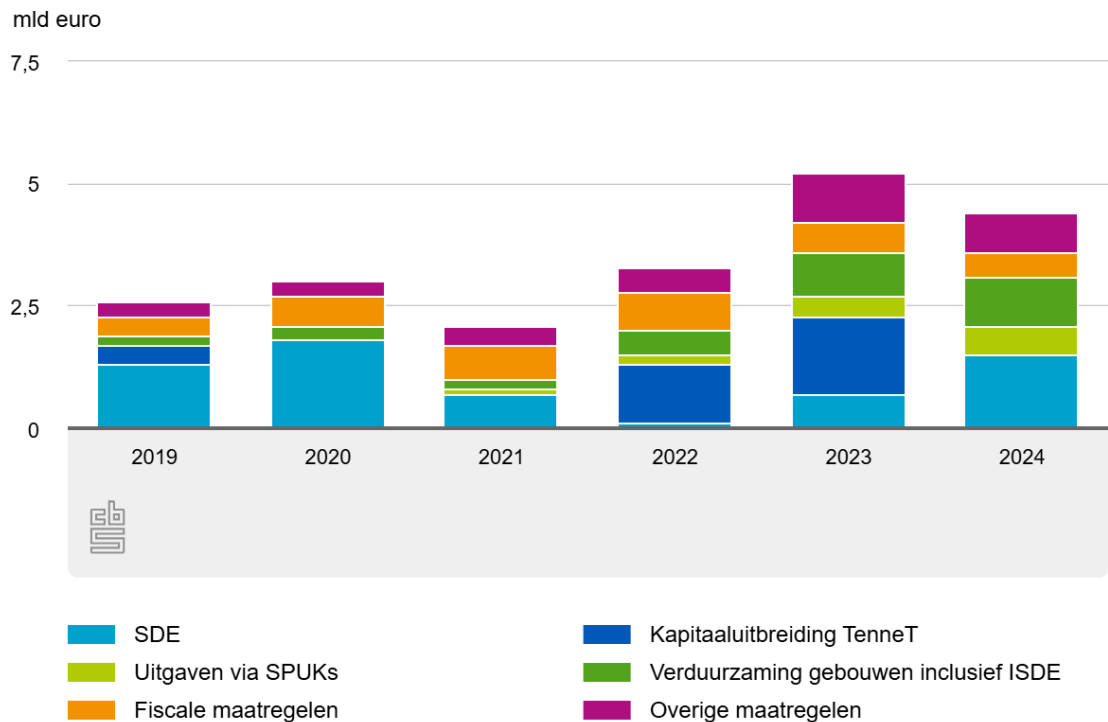
Figuur 4.2 De opbouw van belastingen energiedragers en op het fossiele aangedreven vervoer (CBS, 2026b)



In Figuur 4.2 zijn de belastingen, inclusief de motorrijtuigbelasting (MRB) en belastingen voor personenauto's en motorrijwielen (BPM) op het energiegebruik gepresenteerd. In de getoonde belastingbedragen zijn de belastingkortingen verrekend. De belastingontvangsten schommelen van jaar-op-jaar, met name voor de energiebelasting, maar de onderlinge verhoudingen zijn betrekkelijk stabiel, zeker in vergelijking met de uitgaven gepresenteerd in Figuur 4.1. Opvallend is het nagenoeg wegvallen van de energiebelasting in 2023 vanwege het prijsplafond. De vliegbelasting is in recente jaren in omvang toegenomen. De uitstoot van CO₂ daalde bovendien, daarnaast was er een afname van het aantal gratis emissierechten, maar door een sterke stijging van de prijzen van emissierechten stegen de uiteindelijke inkomsten aan emissierechten.

De uitgaven, gepresenteerd in Figuur 4.3, omvatten een breed bereik aan maatregelen en instrumenten. In de figuur zijn de belangrijkste aangegeven. Bij verduurzaming gebouwen zijn meerdere regelingen samengevoegd. De volatiliteit van de SDE is een direct gevolg van de koppeling van deze subsidie aan de energieprijzen. Bij hoge energieprijzen neemt de 'onrendabele top' in omvang af en zal de SDE-subsidie lager uitvallen. Daarnaast valt op dat de samenstelling van maatregelen en instrumenten als wel de omvang van het bedrag wisselt over de jaren heen, zie bijvoorbeeld kapitaaluitbreiding TenneT.

Figuur 4.3: De opbouw van de overheidsuitgaven aan duurzame energie en energiebesparing (CBS, 2026b)



Onderdeel van het brede bereik aan maatregelen en instrumenten zijn de kapitaaloverdrachten vanuit de Rijksoverheid aan TenneT. In ORET zijn ze volledig meegeteld maar het is denkbaar dat een deel van deze middelen door TenneT aan andere doelen is besteed. Dus over deze keuze is discussie mogelijk. Wanneer deze kapitaaloverdrachten buiten beschouwing worden gelaten dan blijkt er in recente jaren sprake van een stijgende trend in de overheidsuitgaven aan de energietransitie.

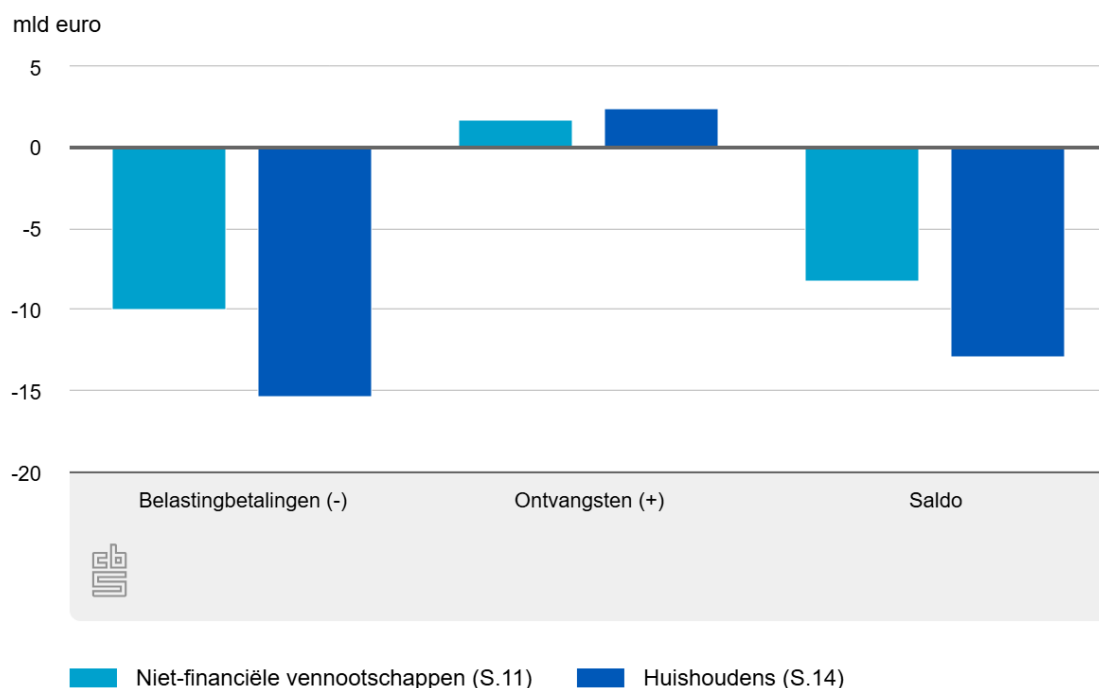
Via specifieke regelingen (Klimaatarmoede en CDOKE) doet de Rijksoverheid in toenemende mate een beroep op provincies en gemeenten. De middelen hiervoor, de zogenaamde SPUKs, die aan lokale overheden beschikbaar komen, mogen doorgaans op een later moment (dus in enkele jaren daarop) worden besteed. Onderstaande figuur laat zien dat de bijdragen van lokale overheden aan het energiebeleid groeiende is. In 2019 waren er nog geen bestedingen vanuit SPUK regelingen die relevant zijn voor de energietransitie. In 2024 bedroegen deze 600 miljoen euro. Omdat ook de kasstromen van de Rijksoverheid aan lokale overheden in recente jaren fors zijn gestegen is te verwachten dat de uitgaven van provincies en gemeenten aan de energietransitie in de nabije jaren verder zullen stijgen.

In Figuur 4.5 heeft CBS energiebesparing als aparte keten gepresenteerd omdat vaak niet kan worden achterhaald op welke energiedrager een besparende maatregel betrekking heeft. Sommige beleidsinstrumenten zijn keten-heterogeen. De SDE is vooral bedoeld om duurzame elektriciteitsproductie te stimuleren en valt dus grotendeels onder de energieketen elektriciteit. Echter, de SDE is ook van toepassing op de duurzame opwekking van warmte. Op basis van gegevens van RVO is grofweg een aandeel warmteopwekking aangehouden van 30%. De uitgaven aan koolstof houden verband met de carbon capture and storage activiteiten.

Wat betreft de energietransitie richt het overheidsbeleid zich in het bijzonder op twee eindgebruikers of institutionele sectoren: de bedrijven (niet-financiële vennootschappen) en de huishoudens. Figuur 4.6 laat zien dat huishoudens in het kader van de energietransitie meer belastingen betalen dan bedrijven. Ook ontvangen zij iets meer energietransitiegerelateerde subsidies en overdrachten dan bedrijven.

Per saldo zijn in 2024 zowel huishoudens (12,9 miljard euro) als bedrijven (8,2 miljard euro) in relatie tot het energietransitiebeleid nettobetalers.

Figuur 4.6 Aan de energietransitie gerelateerde betalingen (-) en ontvangsten (+), niet-financiële vennootschappen (S.11) en huishoudens (S.14), 2024 (CBS, 2026b)

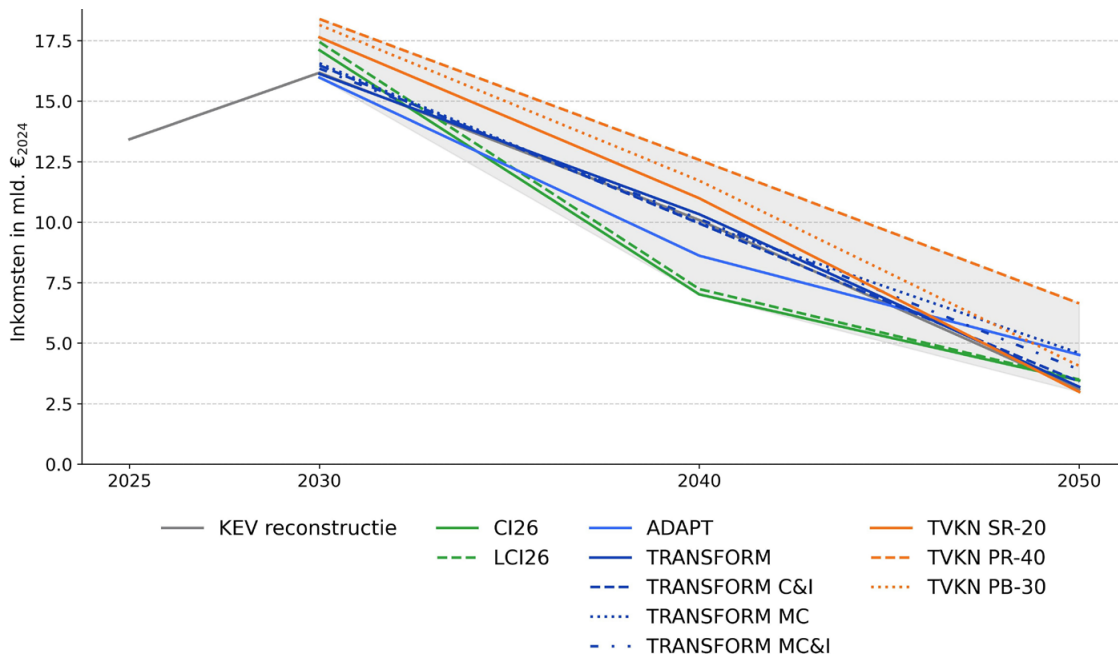


4.3 Verwachte ontwikkeling overheidsrekening energietransitie 2030-2050

INKTVIS richt zich op een aantal belangrijke beleidsinstrumenten zoals de energiebelasting, accijnzen en ETS. De scenario's in INKTVIS reflecteren de verwachte wijzigingen in de grondslag hiervoor, maar houden geen rekening met tariefaanpassingen vanuit de overheid. Immers, belastingen en subsidies zorgen voor een herverdeling van kosten. Zo is bij het uitfasen van het aardgasgebruik denkbaar dat, ter mitigatie van deze grondslagerosie, de overheid zal kiezen voor tariefstijgingen van de energiebelasting bij het gebruik van elektriciteit.

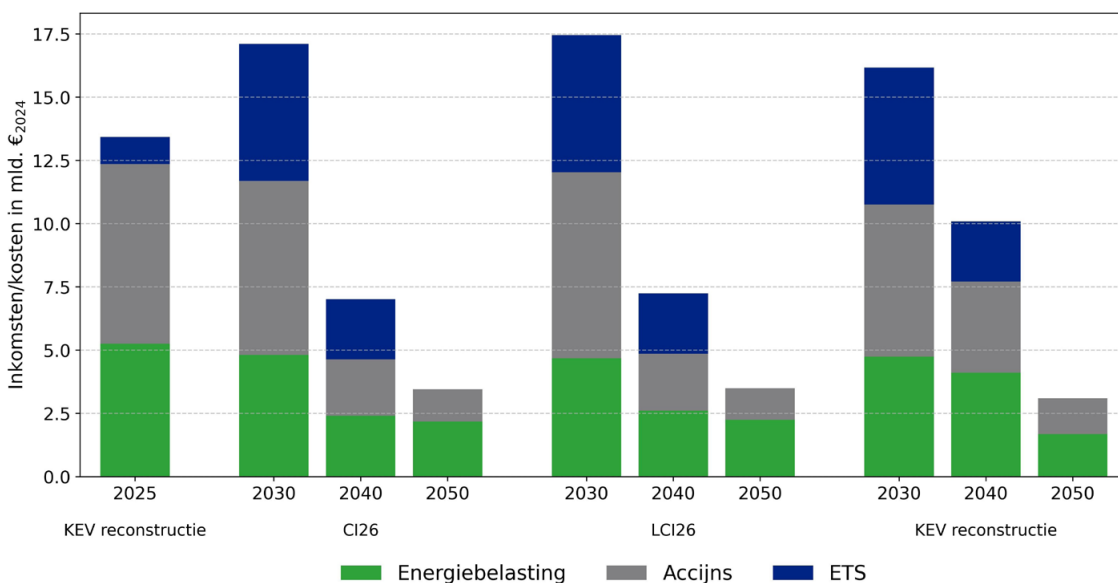
Voor alle scenario's presenteert INKTVIS een gestage daling van belastinginkomsten oplopend tot maximaal 10 miljard euro per jaar in 2050. Dit is in het licht van houdbare overheidsfinanciën een belangrijk aandachtspunt. Echter, een integraal beeld is daarmee nog niet geschetst. Dit voorbehoud wordt ook expliciet gemaakt in het INKTVIS-document.

Figuur 4.7 Totale inkomsten overheid (EB, Accijns, ETS) per scenario (TNO, 2026a)



Figuur 4.7 toont de berekende inkomsten (bestaande uit EB, accijns en ETS) voor de overheid in verschillende scenario's. De berekende inkomsten van de overheid, in 2025 nog 13,4 miljard euro, nemen in alle gevallen af richting 2050, hoewel het moment van afname en de snelheid hiervan verschilt per scenario. In 2050 liggen de berekende inkomsten tussen de 3 en 6,6 miljard euro.

Figuur 4.8 Componenten overheidsinkomsten voor een selectie scenario's (TNO, 2026a)



Figuur 4.8 laat voor een selectie scenario's de componenten van de overheidsinkomsten zien. Andere relevante posten (zoals bijvoorbeeld de btw of EIA) zijn niet meegenomen. Door een verandering in de energiemix zullen er verschuivingen in belastingen gaan ontstaan. Door elektrificatie en de afname van fossiel energiegebruik eroderen de belastinggrond-

slagen voor accijnzen en energiebelastingen. In eerste instantie kan een deel van deze terugval worden gecompenseerd door hogere inkomsten uit het emissiehandelssysteem, maar op langere termijn wijzen ramingen op een structurele daling van de inkomsten uit energiegerelateerde belastingen en ETS van circa 7–10 miljard euro per jaar.

De ETS-inkomsten zijn onafhankelijk van de CO₂-uitstoot en ook hetzelfde in alle scenario's. De Nederlandse overheid heeft namelijk jaarlijks een vaststaand aantal rechten dat zij kan veilen, dat afloopt met het ETS plafond. De ETS-delen van de grafiek in figuur 4.8 hierboven zijn dan ook voor elk scenario hetzelfde per jaar en verdwijnen na 2040 helemaal.

Tegelijkertijd kan de behoefte aan publieke ondersteuning voor nieuwe energietechnologieën aanzienlijk blijven. Indicatieve verkenningen suggereren dat de benodigde subsidiebehoefte op termijn eveneens in de orde van grootte van circa 10 miljard euro per jaar kan liggen, al vraagt dit nadere analyse. Per saldo kan de huidige wijze waarop het energiesysteem wordt bekijmd en gestimuleerd daardoor op lange termijn druk zetten op de overheidsbegroting. Dit onderstreept het belang van tijdige beleidsreflectie op de toekomstige inrichting van energiebelastingen en ondersteuningsinstrumenten.

4.4 Synthese en kennislacunes

Een eerste inzicht is dat de (netto) energiegerelateerde belastingen circa 5,5% van alle overheidsinkomsten vertegenwoordigen. Een tweede inzicht is dat de huidige belastinginkomsten meerdere malen de overheidsuitgaven aan de energietransitie overstijgen. Een derde inzicht is dat de belastingontvangsten van jaar-op-jaar schommelen, met name van de energiebelasting, maar dat de samenstelling betrekkelijk stabiel is. Tijdens de energiecrisis in 2023 besteedde de overheid een groter deel van haar financiële ruimte aan belastingkortingen op het fossiele energiegebruik dan wat zij uitgaf aan het stimuleren van duurzame energie en energiebesparing.

De opbouw van de overheidsuitgaven aan duurzame energie en energiebesparing verschillen elk jaar in omvang en samenstelling. Veel van de verstrekte subsidies kennen namelijk een beperkte looptijd. Daarnaast valt op dat de volatilititeit van de SDE een direct gevolg is van de koppeling van deze subsidie aan de energieprijzen. Bij hoge energieprijzen neemt de 'onrendabele top' in omvang af en zal de SDE-subsidie lager uitvallen.

Tenslotte zien we dat huishoudens in het kader van de energietransitie meer belastingen betalen dan bedrijven. Tegelijkertijd ontvangen huishoudens weliswaar meer energietransitie gerelateerde subsidies en overdrachten dan bedrijven, maar per saldo blijft sprake van een hogere belastingdruk van huishoudens.

Voor alle scenario's presenteert INKTVIS een gestage daling van belastinginkomsten oplopend tot 10 miljard euro per jaar in 2050. Door een verandering in de energiemix zullen er verschuivingen in belastingen gaan ontstaan. Door elektrificatie en de afname van fossiel energiegebruik eroderen de belastinggrondslagen voor accijnzen en energiebelastingen. In eerste instantie kan een deel van deze terugval worden gecompenseerd door hogere inkomsten uit het emissiehandelssysteem, maar op langere termijn wijzen ramingen op een structurele daling van de inkomsten uit energiegerelateerde belastingen en ETS van ongeveer 7–10 miljard euro per jaar.

Een eerste voorbehoud is dat, net als eerder voor het bepalen van de systeemkosten is aangegeven, een consistente en coherente informatiebasis van energiegerelateerde kosten ontbreekt waardoor het lastig is om statistiek (realisaties) en modellen (projecties) met elkaar in verband te brengen. Bij het samenstellen van de ORET is gebleken dat enkele boekhoudconventies, of delen van classificaties, niet altijd naar tevredenheid aansluiten op wat wordt beoogd met de ORET. Daarbij is het voor de transparantie van cijfers essentieel dat we conceptuele verschillen kunnen duiden op basis van één gemeenschappelijke dataset. Dit is op dit moment nog een stip op de horizon.

Een tweede voorbehoud is dat de aansluiting voor de niet-productgebonden regelingen aan ORET in de praktijk lastig te maken is. Zo zijn fiscale voordelen die bijdragen aan duurzame energieproductie minder eenvoudig aan individuele energiedragers te koppelen.

Een kennislacune is dat over de uitgaven van lokale overheden minder statistische informatie bekend is dan over de centrale overheid. Naast de inkomsten en uitgaven van de Rijksoverheid en lokale overheden is inzicht in andere delen van de overheid nodig zoals de revolverende fondsen (InvestNL, Groenfonds, ROMs) die als financier optreden bij specifieke onderdelen van de energietransitie.

Voor alle scenario's presenteert INKTVIS een gestage daling van belastinginkomsten. Dit is in het licht van houdbare overheidsfinanciën een aandachtspunt. Echter, een integraal beeld is daarmee nog niet geschetst. Denk daarbij aan de ontwikkeling van de belastingen op motorvoertuigen op het vlak van grondslag en tariefstelling. Wat zijn in de komende jaren de bandbreedten van de belangrijkste stimuleringsregelingen van de overheid: SDE en ISDE? Wat is beleidsmatig nodig en wat is financieel houdbaar, ook in relatie tot andere maatschappelijke opgaven? Welke rol gaan lokale overheden de komende jaren innemen bij het verduurzamen van woningen en het aardgasvrij maken van woonwijken en hoe wordt dat gefinancierd? En welke effecten zijn te verwachten op de winstbelasting, niet alleen in relatie tot wijzigingen in de economische structuur, maar mogelijk ook in relatie tot impairments ('stranded assets')?

5 Eindgebruikerskosten en –prijzen

5.1 Inleiding

Informatie over eindgebruikerskosten is belangrijk. Het vormt de basis voor inzicht in welke groepen huishoudens of bedrijven in de knel kunnen gaan komen en voor het in kaart brengen van verdelingseffecten. In dit hoofdstuk gaan we in paragraaf 5.2 in op de huidige betalingen voor huishoudens en bedrijven aan energie op basis van CBS-data. In paragraaf 5.3 schatten we op basis van de resultaten uit INKTVIS in wat de verwachte effecten van de energietransitie op de kostprijzen (drager en netwerk) voor ketens van elektriciteit, koolstof, waterstof en warmte zal zijn. Vervolgens gaat paragraaf 5.4 in op het effect van deze kostprijzen op de verwachte kosten voor huishoudens en bedrijven in de eindgebruikerssectoren. Waar mogelijk worden de groepen bedrijven opgesplitst naar sectoren.

5.2 Nationale uitgaven energie verdeeld naar huishoudens en bedrijven (historie)

Van het netto Nederlandse energiegebruik van 2920 PJ in 2023 gaat ongeveer 513 PJ (18%) naar energie in huishoudens en 2359 PJ (81%) naar economische activiteiten exclusief niet-commerciële diensten (openbaar bestuur, overheid en onderwijs), vanaf nu bedrijven genoemd. Dit is uitgewerkt in Tabel 5.1 en Tabel 5.2. Kanttekening bij de energiecijfers is dat hierin onder andere bunkering (internationaal zee- en luchttransport) is meegenomen.

Tabel 5.1 Netto Nederlands energiegebruik absoluut (in PJ) en relatief (in %). Bron = CBS-Statline (af rondingen kunnen leiden tot niet exacte totaalommen)

Netto Nederlands energiegebruik	2021	2021	2022	2022	2023	2023
Totaal Nederland	3.271	=100%	2.995	=100%	2.920	=100%
Totaal HH + bedrijven	3.221	99%	2.947	98%	2.871	98%
Huishoudens	607	19%	540	18%	513	18%
Bedrijven	2.615	80%	2.407	80%	2.359	81%
Niet commerciële diensten	50	2%	49	2%	48	2%

Van deze categorieën zijn - na iets verdere uitsplitsing - de uitgaven exclusief BTW aan energie bekend, in Tabel 5.2 weergegeven in absolute bedragen en percentages van het geheel.

Tabel 5.2 Uitgaven exclusief BTW naar sector 2021-2023, absoluut (in miljard euro) en relatief (in %). (Bewerking RVO van (CBS 2026a))

Uitgaven	2021	2021	2022	2022	2023	2023
Totaal Nederland	93,5	=100%	154	=100%	137	=100%
Totaal Huishoudens en bedrijven.	89,6	96%	147	96%	130	95%
Waarvan:						
Huishoudens	22,4	24%	27,6	18%	27,2	20%
Bedrijven (totaal, waarvan)	67,2	72%	120	78%	103	75%
• Energiesector incl. olie/gaswinning	35,5	38%	61,0	40%	52,0	38%
• Maakindustrie	14,0	15%	25,9	17%	20,0	14%
• Commerciële diensten	13,0	14%	24,7	16%	24,2	18%
• Landbouw en overige nijverheid	4,8	5%	7,9	5%	7,3	5%
Niet-commerciële diensten (niet-bedrijven)	3,9	4%	6,7	4%	7,1	5%

Tabel 5.2 laat zien dat deze jaren de energiesector incl. olie/gaswinning met 38-40% in verhouding de hoogste uitgaven kent, gevolgd door huishoudens met 18-24%. De maakindustrie en commerciële diensten zaten daar iets onder met ieder 14-18% en daaronder zaten landbouw/overige nijverheid en niet-commerciële diensten met ieder 4-5%.

Tabel 5.2 laat ook zien dat de totale uitgaven aan energie in 2022 en 2023 toenamen als gevolg van de Oekraïne-crisis. Bedrijven betaalden in het algemeen in deze twee jaren 64% resp. 45% meer dan in 2021. Voor de maakindustrie en de commerciële diensten lagen deze percentages zelfs op 85-90%. Daarentegen bleef de toename in uitgaven door huishoudens in deze periode enigszins beperkt tot 22% als gevolg van het prijsplafond en accijnsverlaging en door vergaande bezuiniging van huishoudens op (met name) gas.

De nationale uitgaven aan energie kunnen verder opgesplitst worden naar energiedrager. Tabel 5.3 beschrijft dit voor 2023. Warmte is hier niet in opgenomen vanwege de beperkte financiële omvang, net als de inzet van kolen en koolproducten.

Tabel 5.3 Uitgaven naar belangrijkste energiedragers incl. belastingen 2023 (miljard euro) (RVO bewerking van CBS 2026a)

	Totaal	Aardgas	Elektriciteit	Motor Brandstoffen	Overige Aardolie Producten	Aardolie grondstoffen
Totaal	137,3	25,9	26,7	27,0	8,5	32,9
Energiesector incl. olie/gaswinning	52,0	5,3	7,8	3,0	2,9	32,0
Huishoudens	27,2	6,6	6,8	9,8	0,1	0
Maakindustrie	19,6	6,7	5,2	0,5	4,4	0,9
Commerciële diensten	24,2	3,2	8,6	10,5	0,7	0,0
Landbouw en overige nijverheid	7,3	2,3	2,1	2,1	0,4	0,0
Niet-commerciële diensten	7,1	1,9	3,4	1,1	0,0	0,0

De grootste uitgaven aan energie voor huishoudens in 2023 waren motorbrandstoffen (9,8 miljard euro) ten behoeve van transport, gevolgd door elektriciteit en aardgas (6,8 en 6,6 miljard euro) voor verwarming, warm tapwater, koken en elektrische apparaten. Energiebedrijven, inclusief bedrijven uit de olie- en gassector, gaven in 2023 het meeste uit aan aardoliegrondstoffen (32 miljard euro). De maakindustrie daarentegen besteedde het geld in 2023 vooral aan aardgas (6,7 miljard euro) en elektriciteit (5,2 miljard euro). Bedrijven in de commerciële dienstverlening gaven het geld vooral uit aan motorbrandstoffen (10,5 miljard euro) en elektriciteit (8,6 miljard euro) en voor niet-commerciële dienstverleners waren elektriciteit en aardgas de grootste uitgaven.

Van de 137 miljard euro aan uitgaven kan per sector worden aangegeven hoeveel belasting (inclusief emissierechten) wordt betaald. Tabel 5.4 beschrijft voor het jaar 2023 de belastinguitgaven per sector. Belastingen maakten in 2023 9,1% uit van de totale uitgaven aan energie.

Tabel 5.4 Uitgaven energie in 2023 verbijzonderd naar belastingen en heffingen (miljard euro) (RVO bewerking van (CBS 2026a))

Belasting incl emissierechten excl BTW	Totaal belastingen voor energiebelastingvermindering	Totaal belastingen na energiebelastingvermindering	Totale belasting na EBvermindering als % van het geheel	Percentage van netto energiegebruik
Totaal	16,8	12,4	100%	100%
Huishoudens	8,0	4,1	33%	18%
Bedrijven:	7,5	7,1	58%	82%
Energiesector incl. olie/gaswinning	1,3	1,3	11%	11%
Maakindustrie	0,9	0,9	7%	40%
Commerciële diensten	3,9	3,7	30%	23%
Landbouw en overige nijverheid	1,4	1,3	10%	7%
Niet-commerciële diensten	1,3	1,2	10%	2%

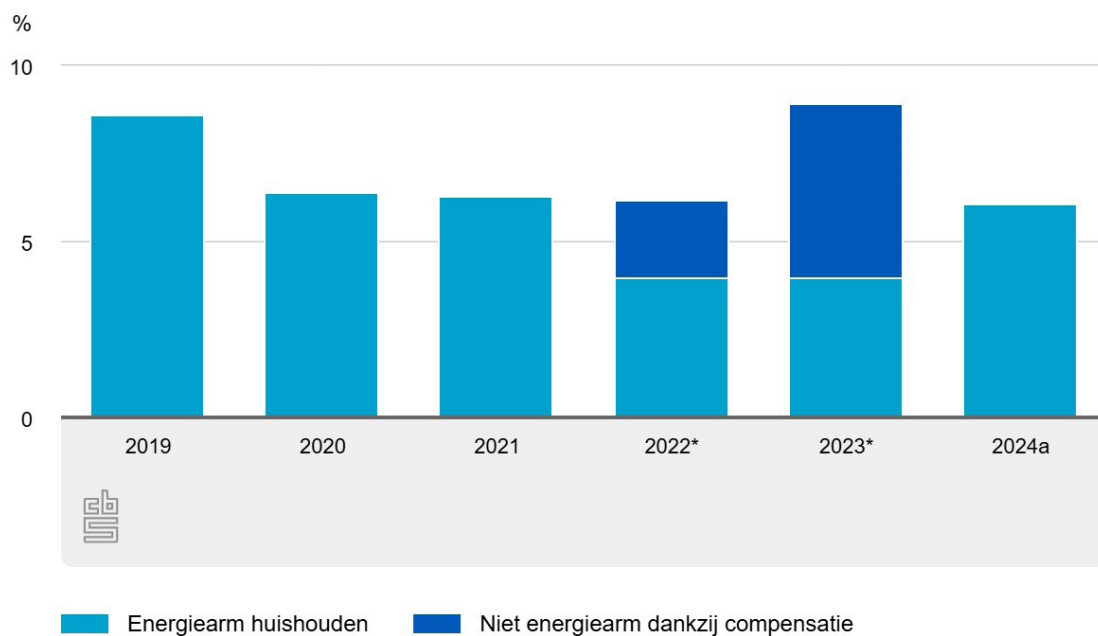
De twee laatste kolommen in Tabel 5.4 geven per sector aan hoe groot hun relatieve aandeel (in %) is in de belastingbetaling en hun relatieve aandeel (in %) in het energiegebruik. De verhouding tussen deze twee relatieve aandelen geven een energetische belastingvoet aan.

Tabel 5.4 toont dat huishoudens 18% van de energie gebruiken en 33% van de (energiegerelateerde) belasting betalen. Binnen de categorie bedrijven zit de deelsector maakindustrie aan de andere kant van het spectrum (gebruikt 40%, betaalt 7%). Belangrijk is ook dat de vermindering energiebelasting vooral uitwerking heeft op huishoudens. Dat is begrijpelijk, want de vermindering geldt alleen voor panden met een verblijfsfunctie. Voor huishoudens halveert ongeveer de belastingdruk. Niet-commerciële diensten (o.a. openbaar bestuur, overheid en onderwijs) lijken een zeer scheve verhouding te hebben (gebruiken 2%, betalen 10%). Belangrijk is te vermelden dat de CBS-classificaties bij het energiegebruik enerzijds en financiële uitgaves/belasting anderzijds niet op elkaar aansluiten, waardoor onderling niet altijd goed vergeleken kan worden.

Huidige betaalbaarheid huishoudens

Studies met betrekking op de betaalbaarheid van de energiekosten laten zien dat kwetsbaarheid voor hoge prijzen sterk afhankelijk is van inkomen, de energiekwaliteit van de woning, en de eigendomsstatus van de woning. Een studie van TNO (2023) laat zien dat huishoudens met een bovenmodaal inkomen zelden te maken hebben met een hoge energiequote (m.a.w. het aandeel van het inkomen wat men kwijt is aan energiekosten is onder de 8%), ook niet wanneer er wordt gerekend met hoge energieprijzen die golden tijdens de energiecrisis. Daarentegen zijn huishoudens met de lage inkomens wel kwetsbaar voor hoge prijzen, en een deel van de allerlaagste inkomens heeft zelfs een hoge energiequote wanneer de woning is verduurzaamd. Daarnaast heeft niet elk huishouden de mogelijkheid om de woning te verduurzamen. Naar schatting 800 duizend Nederlandse huishoudens huurt een woning van een lage energiekwaliteit. Deze huurders zijn afhankelijk van de verhuurders voor het verduurzamen van de woning. Circa 96 duizend huishoudens hebben een koopwoning maar niet voldoende financiële middelen om de woning te verbeteren (TNO & CBS, 2025). Als huishoudens de mogelijkheid niet hebben om te verduurzamen en de kosten voor gasverbruik stijgen, heeft dit een negatieve invloed op de betaalbaarheid voor energie. Studies naar energiearmoede en de jaarlijkse Energiearmoede Monitor (TNO & CBS, 2025) laten zien dat kwetsbare huishoudens voor het grootste deel uit eenpersoonshuishoudens bestaan, relatief vaak in een corporatiewoning en/of een meergezinswoning wonen, en dat het grootste deel leeft van een uitkering of pensioen.

Figuur 5.1 Het aandeel energiearme huishoudens in Nederland van 2019 tot 2024 (TNO & CBS, 2025)



Bron: CBS, TNO

* voorlopige cijfers CBS;
a voorlopige schatting TNO

Figuur 5.1 laat zien dat in 2024 er naar schatting 510 duizend energiearme huishoudens in Nederland waren, dit is 6,1% van het totaal aantal huishoudens in Nederland. Tussen 2023 en 2024 is het aantal energiearme huishoudens naar schatting gestegen met bijna 180 duizend huishoudens. De cijfers over energiearmoede laten zien dat het aantal huishoudens met een laag inkomen en een woning van lage energetische kwaliteit sinds 2019 gestaag daalt (van 5,6% naar 2,9%). Het aantal huishoudens met een laag inkomen en een hoge energierekening neemt tussen 2023 en 2024 echter toe (van 1,6% naar 5,1%). Het energieprijsniveau in combinatie met het wegvallen van de financiële steunmaatregelen (zoals de energietoeslag en het prijsplafond) zorgen voor deze stijging. Hoewel het aandeel huishoudens met energiearmoede naar schatting is toegenomen naar 6,1% in 2024, is het niveau ongeveer gelijk aan voor de energiecrisis in 2020 toen de energieprijzen veel lager waren. Dit heeft voornamelijk te maken met, verbeteringen van de kwaliteit van de woningen, een daling in het energieverbruik door huishoudens, en de afgelopen paar zijn de inkomens gestegen (TNO & CBS, 2025).

Naast energiearmoede kan er ook sprake zijn van vervoersarmoede. TNO (2024c) schat dat in 2019 tussen de 113 en 270 duizend huishoudens te maken hadden met een laag inkomen en hoge brandstofkosten. In deze groep zijn tussen de 73 en 175 duizend huishoudens extra kwetsbaar omdat zij weinig financieel vermogen hebben en op een per OV slecht bereikbare locatie wonen. In deze groep komen relatief veel gezinnen voor, met name één-ouder gezinnen zijn sterk oververtegenwoordigd. Verder blijkt dat zij relatief vaak een inkomen in de vorm van een uitkering hebben. Ook de studie van het KiM (2024) laat zien dat een deel van de huishoudens kampt met betaalbaarheidsproblemen. Eenpersoonshuishoudens tot AOW-leeftijd, alleenstaanden met kinderen en de 40% laagste inkomens hebben relatief vaak betaalbaarheidsproblemen met mobiliteit. En éénderde vindt het financieel niet haalbaar om na de huidige auto een elektrische auto te kopen. Daarnaast heeft ongeveer twee-derde van de huishoudens met een laag inkomen en hoge brandstofkosten ook te maken met energiearmoede. Dit impliceert er een integrale blik nodig is (m.a.w. de opeenstapeling van verschillende baten en kostenposten) om de daadwerkelijke kwetsbaar van huishoudens in kaart te brengen (KiM, 2024).

Huidige betaalbaarheid bedrijven

Stijgende energieprijzen hebben volgens DNB meer impact op de energie-intensieve industrie dan stijgende ETS-kosten en netwerkkosten tezamen (DNB, 2025a). Dat komt ook doordat ETS-kosten tot nu toe vrijwel volledig gecompenseerd worden door de verstrekking van gratis ETS-rechten. Hierbij zien we sterke verschillen tussen sectoren. Hoe energie-intensiever, des te groter de gevoeligheid voor prijsstijgingen. Aardgasintensieve sectoren zijn het meest kwetsbaar bij stijgende energieprijzen. Chemische producten en basismetalen worden het zwaarst getroffen door prijsstijgingen, net als raffinaderijen. Elektriciteitintensieve sectoren zijn gevoeliger voor stijgende netwerkkosten en voor stijgende ETS-prijzen in afwezigheid van indirecte kostencompensatie. Andere, minder energie-intensieve sectoren, zoals de voedselverwerkende industrie ervaren nauwelijks impact. De Nederlandse papierindustrie is relatief energie-efficiënt in vergelijking met andere Europese landen en profiteert zelfs van een Europese prijsstijging. Belastingen en heffingen vormen doorgaans slechts een beperkt deel van de totale energiekosten van bedrijven. Algemeen geldt dat een nationale belasting of kostenverhoging tot 1,5 tot 2 keer grotere outputverliezen leidt dan een gelijkwaardige Europese maatregel. Dat komt doordat de Nederlandse energie-intensieve industrie voorname-lijk concurreert met andere Europese bedrijven.

De impact van stijging van de energieprijzen op het aantal verlieslatende bedrijven is volgens De Nederlandse Bank (DNB) beperkt. Een DNB-studie, waarin fictief een vlakke, nationale CO₂-belasting van 50€/ton wordt geheven, laat zien dat het percentage verlieslijdende bedrijven, die geen aanpassingen doen, stijgt van 17% naar 32% (DNB, 2025b). Echter als het bedrijf 10% energiebesparing kan realiseren en 50% van de belasting door kan rekenen aan de afnemers, zakt dit percentage terug naar 26%. Bij 20% energiebesparing of volledige doorberekening daalt dit verder naar 21-22%. De mate van aanpassingsvermogen zal in de praktijk daardoor per bedrijf sterk verschillen. Het MKB en de sector chemie springen hier ongunstig uit. Bij hen is het percentage zonder aanpassing geen 32% maar 36-55%. Dit heeft te maken met een combinatie van relatief hoge CO₂ uitstoot en de relatief lage winstmarges.

In een stresstest van het CPB komt een vergelijkbaar beeld naar voren. Met hoge energieprijzen (+195% voor gas, +115% voor elektriciteit) stijgt het aantal verlieslijdende bedrijven naar 22% indien het bedrijf energie kan besparen en de stijging door kan berekenen. In normale omstandigheden is ongeveer 20% van de bedrijven verlieslatend. Passen bedrijven zich helemaal niet aan, dan stijgt het percentage van 20% naar 24% (CPB, 2023a). Vooral bedrijven in de energie-intensieve sectoren hebben zich in het verleden al aangepast via energiebesparing, door over te stappen op goedkopere energiebronnen of door de bedrijfsvoering tijdelijk stil te leggen. Sommige sectoren konden de afzetprijzen zelfs meer laten stijgen dan de kosten.

5.3 Verwachte ontwikkeling systeemkosten per energiedrager

Het doel van deze paragraaf is om een beeld te geven van hoe de energiekosten voor eindgebruikers zich richting 2030–2050 ontwikkelen. Hiervoor wordt gebruik gemaakt van het INKTVIS-rapport. Dat geeft inzicht in de ontwikkeling van systeemkosten (zie ook het hoofdstuk Systeemkosten), die via energiedragers worden toegedeeld aan de verschillende eindgebruikers.

Deze paragraaf wijkt qua invalshoek af van de rest van het hoofdstuk. Waar elders de nadruk ligt op kosten voor eindgebruikers, richt deze paragraaf zich op de kosten van energiedragers zelf. De reden hiervoor is dat deze dragersprijzen – of preciezer: kostprijzen – de sleutel vormen om de systeemkosten (zoals genoemd in het hoofdstuk Systeemkosten) toe te delen aan verschillende typen eindgebruikers. Daarmee vormen ze een noodzakelijke tussenstap om de uiteindelijke energie-uitgaven van huishoudens en andere gebruikers te bepalen. In paragraaf 5.4 wordt deze verdeling over eindgebruikers verder uitgewerkt.

Deze paragraaf beschrijft de te verwachten ontwikkeling (2030–2050) van de systeemkosten per energiedrager, voornamelijk gebaseerd op de INKTVIS-beschouwingen die ook in het hoofdstuk Systeemkosten zijn gebruikt. Het betreft de vier belangrijke (categorieën van) energiedragers: elektriciteit, waterstof, koolstof(houdende energiedragers) en warmte (in warmtenetten). De hier afgeleide systeemkosten per energiedrager vormen de input voor de berekening van energie-uitgaven per eindgebruiker in paragraaf 5.4.

De gehanteerde methodiek betreft een versimpelde benadering van energiedragersprijzen. Er is geen expliciete marktwerking gesimuleerd. De uitkomsten zijn daarmee geen marktprijzen, maar benaderingen van kostprijzen. Om inzicht te krijgen in welke systeemkosten door welke gebruikers worden veroorzaakt, zijn de kosten naar rato van energie-

verbruik toegerekend. Dit impliceert dat verschillen in tijd en tussen specifieke dragers binnen de hoofdcategorieën worden gemiddeld. Voor de bepaling van de kosten wordt de WACC-methode toegepast met een gemiddeld gewogen kosten van kapitaal van zowel publieke als private investeringen, in plaats van slechts een maatschappelijke WACC. Dit zorgt ervoor dat uitkomsten beter aansluiten bij kosten zoals die in de markt tot stand komen.

De energiekosten (oftewel de 'kostprijs' van een energiedrager) zijn opgebouwd uit twee componenten: de kosten voor de energiedrager zelf (commoditykosten, inclusief opslag en conversie) en de infrastructuurkosten (transport en distributie). Samen vormen deze de totale energiekosten die eindgebruikers betalen. In deze paragraaf worden deze twee componenten consequent onderscheiden en per energiedrager geanalyseerd. Deze kosten worden beschouwd zonder herverdelings-elementen zoals BTW, heffingen en subsidies. Huishoudens en bedrijven betalen dus meer voor het gebruik van energie dan de hier berekende energiekosten

Opslag, transport en distributie worden daarbij zo veel mogelijk aan één energiedrager gekoppeld. Energieconversie (van de ene energiedrager naar de andere) vormt hierbij een complexer element: wanneer een energiedrager uit een eerste keten (bijvoorbeeld elektriciteit) wordt ingezet om een andere energiedrager te produceren (bijvoorbeeld waterstof), worden de bijbehorende kosten toegerekend aan de tweede keten en onttrokken aan de eerste (zie ook het kaderstuk).

Voorbeeld van het doorrekenen van kosten bij conversie (bv: stroom ten behoeve van waterstofproductie)

Stel: de netwerkkosten voor een elektriciteitsnetwerk zijn 200 geldeenheden, maar 30% van alle stroom wordt gebruikt voor de productie van waterstof, dan worden de netwerkkosten voor elektriciteit met 60 geldeenheden verlaagd en de netwerkkosten voor waterstof met 60 geldeenheden verhoogd.

Belangrijkste conversies zijn Power2H₂, Power2Heat, Gas2Heat, Power2Molecules.

Per energiedrager variëren zowel de commoditykosten als de infrastructuurkosten. Deze worden hieronder afzonderlijk per drager beschreven. De uiteindelijke energiekosten voor eindgebruikers volgen uit de optelling van de systeemkosten van de verschillende energiedragers, zoals verder uitgewerkt in paragraaf 5.4.

Verwachte kostprijzen voor elektriciteit

De kostprijs van elektriciteit wordt bepaald door de verbruikte elektriciteit en de netwerkkosten. De systeemprijs voor elektriciteit als drager zelf (dus €/MWh) laat in vrijwel alle in INKTVIS doorgerkende scenario's een dalende trend zien. Ten opzichte van 2030 liggen de prijzen in 2040 6% tot 37% lager en in 2050 zelfs 3% tot 44% lager. Gemiddeld liggen de scenario's in 2050 rond 55€/MWh, met onderling weinig spreiding. Deze daling wordt vooral gedreven door de afnemende afhankelijkheid van fossiele energiedragers. Waar op dit moment nog ~30% van de prijs voortkomt uit de inkoop van fossiele energie (gas en kolen), is dit aandeel in 2030 nog slechts 2-11% in de duurzame energiescenario's en in 2050 nog maximaal 1%.

Hier bovenop komen de infrastructuurkosten voor elektriciteit. Deze nemen in alle scenario's toe en zijn in 2050 van dezelfde orde grootte als de commoditykosten. Ten opzichte van 2030 stijgen de aansluitingskosten met 32% tot 85% in 2040 en met 39% tot 102% in 2050. Gemiddeld liggen de scenario's in 2050 rond 50€/MWh, met onderling een wat grotere spreiding dan bij de commoditykosten. De kosten zijn echter overgenomen van de IBO, waardoor een directe link met de individuele scenario's van INKTVIS ontbreekt. Hierdoor zien we dat minder geëlektrificeerde scenario's, of scenario's met een lagere (industrie) vraag relatief hoge aansluitingskosten per MWh kennen.

Opgeteld (drager + infrastructuur) is de kostprijs van elektriciteit in 2050 ca 105€/MWh met enkele tientallen procenten spreiding tussen de scenario's.

Verwachte kostprijzen voor koolstof(dragers)

Energiedragers gebaseerd op koolstof zijn divers van aard: fossiele dragers (gas, olie), biomassa (van eenvoudig (aardgas) tot complex (biodiesel) en synthetisch moleculen. INKTVIS middelt de prijzen hiervan, gewogen naar de grootte van de energiestroom. Fossiele dragers zijn nu nog dominant in de mix en in het algemeen zijn de fossiele dragers het goedkoopste.

Het aandeel fossiele dragers verschuift in alle scenario's naar duurdere biogene of synthetische varianten, waardoor de gewogen energieprijzen stijgt. Afhankelijk van de mate en de aard van de verschuiving is de stijging meer of minder. Het aandeel fossiele koolstof gaat van 96% (2025) naar 83–95% (2030), 63–85% (2040) en 23–73% (2050), afhankelijk van scenario-aannames. Hierdoor stijgen de gewogen prijzen met 23% (in scenario's met gebruik van fossiele energiedrager gecombineerd met CO₂ opslag) tot 60–96% voor andere scenario's en zelfs een uitschieter tot 117% voor een scenario met een hoog aandeel import van dure biobenzine en zware bio-oliën.

In euro's uitgedrukt lopen de kostprijzen op van 53–69 €/MWh in 2030 naar 69–112 €/MWh in 2050 en 150 €/MWh als uitschieter bij het eerder genoemde scenario met veel biobenzine en bio-oliën.

Hier bovenop komen de infrastructuurkosten voor de dragers. Deze liggen in 2030 tussen 2,3 en 6,1 €/MWh en lopen op naar 2,8–11,5 €/MWh in 2050. De stijging in het laatste decennium wordt deels verklaard door de aanleg van CCS-infrastructuur. Bovendien is er door het mindere aardgasgebruik een vrijval van bestaande aardgasinfrastructuur zodat hier nauwelijks investeringskosten hoeven te worden gemaakt. Qua orde van grootte zijn de infrastructuurkosten daarmee een fractie van de brandstofkosten zelf. Dat is logisch omdat de transportkosten van gasvormige en vloeibare energiedragers doorgaans lager is dan de transportkosten van elektriciteit of warmte.

Verwachte kostprijzen voor waterstof

Naar verwachting verdubbelt de kostprijs van geleverde waterstof in 2030 ten opzichte van de huidige geschatte prijs van grijs waterstof (50-80 €/MWh). Voor 2050 wordt zelfs een stijging van de leveringsprijs verwacht tot 150-200 €/MWh. Deze stijging wordt sterk gedreven door het introduceren van duurzame waterstofbronnen (groene, blauwe en geïmporteerde waterstof). De prijs van waterstof is daarbij afhankelijk van de leveringsprijs van aardgas of elektriciteit bij respectievelijk blauwe en groene waterstof. Tot 2030 zien we een mix van blauwe en groene waterstof waardoor de leveringsprijs vooral wordt bepaald door de leveringsprijs van aardgas, en in mindere mate door de elektriciteitskosten. Vanaf 2040 neemt de rol van groene waterstof – en dus de invloed van de elektriciteitskosten – steeds verder toe. Bij scenario's die gedreven worden door import van ammoniak wordt de leveringsprijs voor het grootste deel bepaald door de leveringsprijs van ammoniak en de rest door inkoop van elektriciteit of aardgas. In scenario's die gedreven worden door de productie van groene waterstof wordt de leveringsprijs voor de helft tot tweederde verklaard door de elektriciteitskosten.

Van de infrastructuurkosten zijn geen kwantitatieve gegevens bekend. Verwacht mag worden dat -net als bij 'koolstof'-de verhouding commoditykosten/infrastructuurkosten significant lager ligt dan bij elektriciteit en warmte.

Verwachte kostprijzen voor warmte

De kostprijs voor warmte laat in INKTVIS een grote spreiding zien (ongeveer 20-80 €/MWh in 2040 en ongeveer 45-90 €/MWh in 2050). Deze spreiding wordt vooral bepaald door het aandeel restwarmte, elektriciteit of koolstofhoudende energiedragers (fossiel en niet-fossiel) dat hiervoor wordt ingezet. Daarnaast is er een grote spreiding in de aansluitingskosten voor warmte, die kunnen oplopen tot circa 20 €/MWh gemiddeld over alle warmtelevering. Dit hangt sterk samen met de aard van de warmtevoorziening: warmtelevering aan woningen via een warmtenet vraagt veel infrastructuur om iedere woning aan te sluiten, terwijl warmte-uitwisseling binnen de industrie over het algemeen weinig extra infrastructuur vereist.

5.4 Kosten (energie, kapitaal, onderhoud) voor eindgebruikers (2030-2050)

Deze paragraaf beschrijft de totale kosten die groepen eindgebruikers tussen 2030-2050 zullen besteden. Het gaat hier om de som van de kosten aan energie zelf (energiedragers en infrastructuurkosten), de jaarlijkse kapitaallasten van investeringen (bv afschrijving isolatiekosten, warmtepomp) en onderhoudskosten (bv onderhoud warmtepomp). Er wordt gerekend in kostprijzen, niet met de (hogere) marktprijzen. Input is primair INKTVIS maar deze werkt met andere groepen eindgebruikers dan de indeling van het CBS. Waar het (nationale totalen van) kostprijzen voor eindgebruikers betreft, rekent INKTVIS in tegenstelling tot elders met kosten inclusief belastingen. In INKTVIS zijn investeringen niet als expliciete term terug te vinden, ze komen terug in de term jaarlijkse kapitaallasten.

Verwachte kosten voor gebouwde omgeving

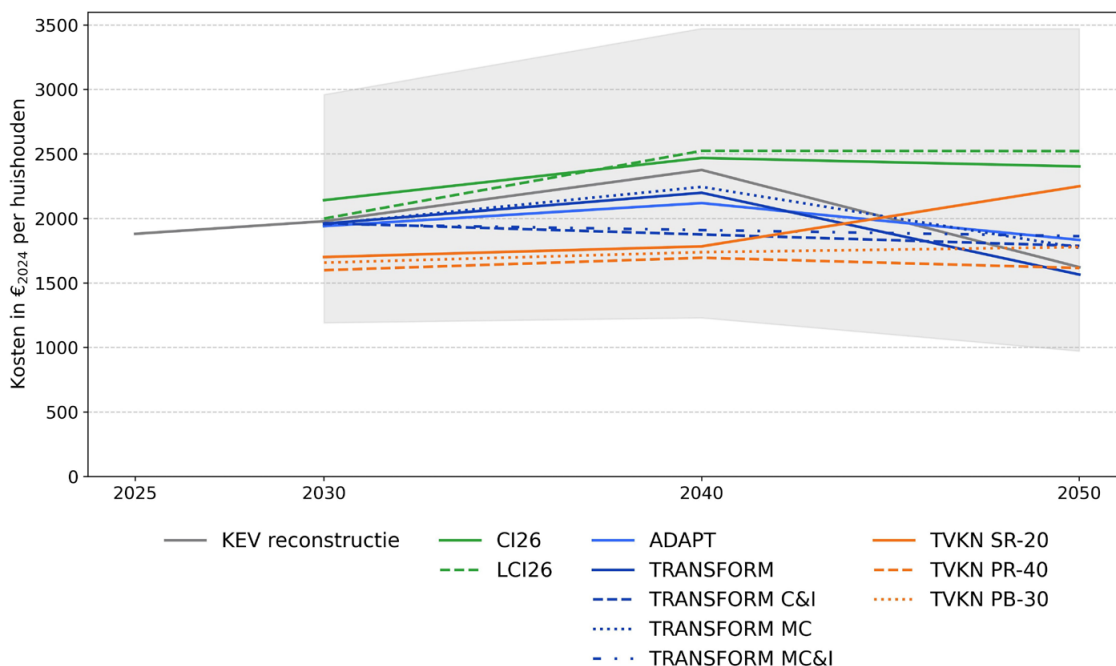
INKTVIS beschouwt de kosten voor de sector gebouwde omgeving (GO) inclusief belasting. Met kosten wordt bedoeld de kosten voor ruimteverwarming/koeling, warm water en elektriciteit. De kosten voor elektriciteit zelf blijven bij de meeste scenario's vrijwel constant of dalen iets, daar staat veelal een iets sterkere stijging van de infrastructuurkosten tegenover. Het relatief vlakke kostenverloop, met slechts een beperkte kostenstijging over de gehele periode

2030-2050, is bij andere sectoren niet te zien en wordt grotendeels verklaard door belastingeffecten: er wordt vooral geprofiteerd van teruglopende uitgaven aan energiebelasting. Voor de periode 2030-2050 blijft voor commoditykosten en infrastructuurkosten het totaal schommelen tussen 9-13 miljard euro/jaar, ten opzichte van huidige omvang van 10 miljard euro/jaar. Tellen we hierbij CAPEX, onderhoud en belasting op, dan zien we nationale totalen gaan van 22 miljard euro (nu) naar 21-25 miljard euro (2030) en 21-30 miljard euro (2050). Nationaal gezien zijn de isolatiekosten een veel grotere kostenpost dan de warmtepomp.

Verwachte kosten huishoudens

Er is een indicatie bekend van de toename van de gemiddelde jaarlijkse kosten per huishouden, zie Figuur 5.2. Ten opzichte van de 2025-KEV waarde van gemiddeld 1.900 euro per huishouden stijgen de kosten naar 1.600-2.200 euro per huishouden (2030) en 1.600-2.500 per huishouden (2050) (incl. belastingen). Dit zijn zoals eerder gezegd de systeemkosten toegerekend naar huishoudens, en niet de energierekening die huishoudens betalen. De spreiding in de kosten volgens de KEV wordt vooral verklaard door het toelaten van een kleine hoeveelheid aardgas voor verwarming dat gecompenseerd wordt met negatieve emissies. Dit leidt tot lagere energiekosten voor huishoudens maar wel tot hogere kosten voor energiebelasting en ETS.

Figuur 5.2 Gemiddelde energiekosten per huishouden voor energie en verwarming incl. belastingen (TNO, 2026a)



Voor verwarmingskosten voor huishoudens zien we meestal een beperkte stijging of daling van -9 tot +11%. In enkele scenario's zien we echter ook alleen een stijging (41-57%). Scenario-aannames die hier aan bij kunnen dragen zijn het niet toestaan van fossiele uitstoot bij huishoudens, en/of hogere kosten voor wind op zee en een grote rol voor groene waterstofproductie en kernenergie. In het algemeen is het beeld gemiddeld over alle huishoudens dat er ten opzichte van het huidige niveau meer wordt geïnvesteerd in bijvoorbeeld isolatie en warmtepompen, terwijl de operationele energiekosten lager uitvallen.

Er is een grote spreiding in de ontwikkeling van energiekosten binnen de groep huishoudens. Het is dus belangrijk om niet alleen naar de totale kostenontwikkeling te kijken voor een gemiddeld huishouden, maar ook naar mogelijk kwetsbare huishoudens. Die kwetsbaarheid hangt samen met meerdere factoren, zoals het handelingsperspectief van een huishouden (bijvoorbeeld wel of geen mogelijkheid voor een warmtepomp of aansluiting op een warmtenet), de mate waarin een woning al is verduurzaamd, de eigendomssituatie (huurders hebben doorgaans minder sturingsmogelijkheden dan eigenaar-bewoners) en de financiële positie en investeringsruimte van bewoners.

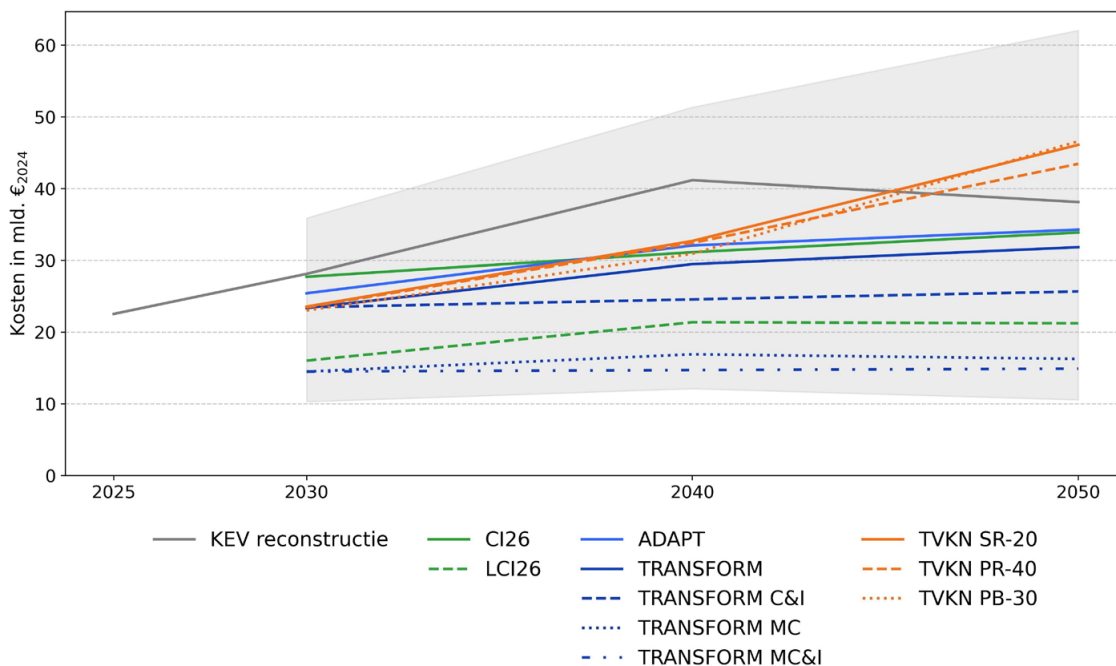
TNO heeft de effecten van beleidsmaatregelen op energiearmoede doorgerekend met het Hestia-mode – een open source en open access ruimtelijk energiemodel – dat voor deze studie is gekoppeld aan data uit de Monitor Energiearmoede van TNO en het CBS. Hiermee is voor het eerst inzichtelijk gemaakt hoe de woningkwaliteit, de energierekening en de omvang van energiearmoede zich ontwikkelen door de tijd (TNO,2025f).

Belangrijke bevinding is dat het percentage huishoudens met een laag inkomen en woning van lage energetische kwaliteit (LILEK) daalt richting 2050 door een combinatie van verduurzaming, sloop en nieuwbouw volgens het vastgestelde beleid. Voorwaarde hiervoor is wel dat het huidige beleid uit de KEV van 2025 daadwerkelijk de geprojecteerde resultaten in 2030 en daarna realiseert. Verder is de ontwikkeling van energiearmoede sterk afhankelijk van de verandering van het minimuminkomen. Schommelingen in het aandeel huishoudens met een laag inkomen kunnen leiden tot aanzienlijke variatie in het gemeten percentage energiearmoede. Desondanks is volgens TNO aanvullend beleid nodig om het percentage huishoudens in energiearmoede te beperken. Tweede bevinding is namelijk dat het percentage huishoudens met een laag inkomen en hoge energiekosten (LIHE) stijgt tot 120% van het niveau in 2024 per 2040. Dit komt vooral door een stijging van de vaste kosten op de energierekening onder invloed van de kosten voor netverzwaring. De kosten hiervoor zullen, zonder wijzigingen van het beleid, per rato doorberekend worden aan huishoudens. Deze toename van de energiekosten weegt tot 2040 zwaarder dan de aangenomen geleidelijke afname van het aandeel huishoudens met een laag inkomen. Als gevolg stijgt het aandeel huishoudens met een laag inkomen dat te maken heeft met hoge energiekosten (TNO, 2025f).

Verwachte kosten voor industrie

Voor de periode 2030-2050 geven de scenario's een stijging van de totale eindverbruikerskosten van de industrie met een range van 14-28 miljard euro (2030) naar 15-47 miljard (2050), zie Figuur 5.3. Scenario's die uitgaan van een gematigde krimp van de industrie zitten aan de onderkant van de kostenstijging (3% - 33%). Scenario's die uitgaan van een vergelijkbare omvang van industrie in Nederland als nu, zitten aan de bovenkant van de kostenstijging (84% - 101%). De stijging in kosten wordt voornamelijk verklaard door de toenemende vraag naar duurzame moleculen, zoals biogene en synthetische brandstoffen of hernieuwbare waterstof om de industrie te verduurzamen. Deze zijn relatief duur en drijven de energiekosten voor de industrie op. Daarnaast veronderstellen de TVKN-scenario's dat ook andere landen hun fossiele emissies reduceren, waardoor het niet aannemelijk is dat grote hoeveelheden fossiele nafta en ethyleen beschikbaar blijven voor import. Dit impliceert dat Nederland deze producten in toenemende mate zelf moet produceren, wat leidt tot hogere kosten in de chemische sector.

Figuur 5.3 Totale kosten – Industrie (incl. belastingen) (TNO, 2026a)



De impact van de energietransitie op bedrijven verschilt sterk per sector en per bedrijf. Voor bedrijven die in staat zijn om hun bedrijfsproces te elektrificeren blijft de stijging van de energiekosten enigszins beperkt. Wel vindt er voor deze bedrijven een verschuiving plaats van energiedragerkosten richting hogere aansluitingskosten en infrastructuurkosten. Bedrijven die het productieproces flexibel kunnen op- en afschalen zoals bijvoorbeeld het chlooralkali proces, zijn goedkoper uit dan bedrijven die dat niet kunnen zoals het productieproces van syncrude (TNO, 2025g). Een bedrijf kan ook ingebed zijn in een keten en daardoor betrekkelijk 'vast' zitten. Dit gebeurt bijvoorbeeld als een bedrijf een belangrijk koolstofhoudend afvalproduct heeft (bv CO₂), dat verderop in de keten als koolstofbron gebruikt wordt (HCCS & Roland Berger, 2025).

De impact van de energietransitie kan ook per regio verschillen. De verschillen hebben te maken met de kenmerken van de bedrijvigheid in een regio, zoals de energie-intensiteit van de industrie, de exportafhankelijkheid, de internationale concurrentiepositie en de mate waarin bedrijven investeren in R&D. In het algemeen wordt een toename van economische verschillen tussen Randstad en de perifere gebieden verwacht (Gasparini, Mulder & Bakens (2025)).

Verwachte kosten voor mobiliteit

De kostenbeschouwing voor personenvervoer laat bij bijna alle scenario's een daling zien van de kosten per voertuigkilometer. Die verschuift van 0,14 euro per voertuigkilometer naar 0,09-0,14 euro in 2040 en 0,07-0,10 euro in 2050, met een ietwat duurder variant (0,17 euro) in 2040 in scenario's met relatief grote inzet van biobrandstof. Die verschuiving is het gevolg van de hogere energie-efficiëntie van elektrische auto's ten opzichte van brandstofauto's, de lagere prijs van elektriciteit vergeleken met de (huidige) prijs van brandstoffen en de lage belasting op elektriciteit vergeleken met de (huidige) accijns op brandstoffen. INKTVIS geeft geen nationale uitgaven op dit gebied.

Niet als bij verwarming voor huishoudens is het bij personenmobiliteit belangrijk te kijken naar de doorwerking binnen de groep huishoudens. De kosten zijn aanzienlijk: 42% van de energiedragerkosten gaan naar motorbrandstoffen (2023). Daardoor kan de energietransitie ook via mobiliteitskeuzes tot betaalbaarheidsproblemen leiden. In de energietransitie wordt het gebruik van een brandstofauto naar verwachting duurder en/of ingewikkelder door regels en beprijzing. Huishoudens met een laag inkomen en afhankelijkheid van de brandstofauto hebben weinig handelingsperspectief om te reageren op dergelijk beleid dat bezit en gebruik van een brandstofauto wil ontmoedigen. Zij krijgen daardoor mogelijk te maken krijgen met toenemende mobiliteitskosten ten opzichte van hun inkomen, waardoor ze wellicht bepaalde ritten niet meer kunnen maken. Kwantitatieve gegevens en modelverwachtingen voor de toekomst zijn echter nauwelijks voorhanden. TNO schat het aantal huishoudens met laag inkomen en hoge brandstofkosten op 113-270 duizend. Daarvan is tweederde extra kwetsbaar, omdat ze weinig eigen vermogen hebben en afhankelijkheid van een eigen auto zijn. Voor één derde van alle autobezitters wordt geschat dat het financieel niet haalbaar is om een elektrische auto te kopen (TNO, 2024c).

Voor binnenlands transport is ook een dalende trend te zien. Tussen 2030 en 2050 is er een kostendaling tussen de 23% en 35%. Nationale uitgaven dalen van 22 miljard euro (2025) naar 19-24 miljard euro in 2040 en 15-20 miljard euro in 2050. Voor zowel personenvervoer als binnenlands transport geldt dat de scenario's met substantiële inzet van biobrandstoffen met bijbehorende ketens tot de hoogste kosten leiden. In geval van inzet van fossiele brandstoffen is een kostenverhogend aspect de compensatie door negatieve emissie elders.

Het beeld van de kosten voor de overige transportsectoren in INKTVIS varieert sterk per toepassing. In de luchtvaart zien we door overstap naar bio- en/of synthetische brandstoffen een kostenstijging van +34 tot +180%, bij de binnenvaart stijgen de kosten tussen de +56 en 184%, terwijl voor mobiele werktuigen de kostenstijging varieert tussen 18% (KEV-reconstructie) en +255%, door verschillen in keuzes tussen brandstof, hybride en elektrische oplossingen.

Voor het gehele elektriciteitsnetwerk zal onder andere vanwege de introductie van elektrisch vervoer voor personen en goederen tot enorme netverzwakingskosten leiden, welke (deels) gesocialiseerd worden. Slim laden en Vehcle2Grid zijn hier opkomende technieken die deze kosten kunnen reduceren. Er is nog geen goede kwantificering bekend van de gevolgen voor de kosten.

5.5 Vraagflexibiliteit

Van de twee vormen van flexibiliteit (aanbodflexibiliteit en vraagflexibiliteit) is voor de kosten van eindgebruikers met name vraagflexibiliteit relevant. Vraagflexibiliteit houdt in dat energieverbruik wordt verschoven van momenten met hoge naar momenten met lagere prijzen. Dit kan zowel voor individuele gebruikers als op nationaal niveau kostenverlagend werken. In de praktijk betreft het vooral verschuiving van de vraag naar elektriciteit en een verschuiving in de tijd van enkele uren. Het kan bijvoorbeeld gaan om het verschuiven van warmtepompvraag of slim laden van EV's.

In het gehanteerde OPERA-model wordt al in zekere mate rekening gehouden met vraagflexibiliteit, bijvoorbeeld via toepassingen als slim laden van elektrische voertuigen en industriële vraagsturing. Tegelijkertijd kent de modellering een belangrijke beperking: omwille van rekenkracht wordt veelal gerekend met 57 timeslices per jaar in plaats van een uurlijkse resolutie. Hierdoor wordt de dynamiek tussen uren met overschotten en tekorten afgevlakt, waardoor de rol en waarde van flexibiliteit naar verwachting wordt onderschat. Dit impliceert dat de benodigde hoeveelheid flexibiliteit in het energiesysteem mogelijk groter is dan de huidige modeluitkomsten suggereren.

Daarnaast is binnen INKTVIS pragmatisch gekozen om te rekenen met gemiddelde elektriciteitsprijzen over het jaar, terwijl in werkelijkheid aanzienlijke prijsvariatie tussen uren voorkomt. Om de mogelijke vertekening hiervan te onderzoeken, is gekeken naar afnameprofielen van specifieke toepassingen en de bijbehorende marktprijzen die hieruit volgen.

INKTVIS beschouwt voor huishoudens twee typen toepassingen van vraagflexibiliteit: de elektrische auto (EV) en de warmtepomp. Voor EV's kan vraagflexibiliteit tot circa 16% lagere kosten ten opzichte van het jaargemiddelde opleveren, doordat EV's het hele jaar door worden gebruikt en relatief eenvoudig kunnen laden in uren met lage prijzen. Voor warmtepompen kan vraagflexibiliteit daarentegen leiden tot hogere kosten (tot circa 74% boven het jaargemiddelde), omdat hun elektriciteitsvraag vooral in de winter ligt en samenvalt met uren waarin de prijzen hoger zijn.

Op systeemniveau pakt vraagflexibiliteit gunstig uit voor sectoren die sterk afhankelijk zijn van baseload-elektriciteit of waterstof, zoals de kunstmest- en staalproductie. Door flexibeler vraagsturing kunnen hun systeemkosten tot circa 20% lager uitvallen.

Al met al is het effect van flexibiliteit op de totale systeemkosten en op de kosten voor eindgebruikers nog onvoldoende in beeld. Met name is nog weinig inzichtelijk hoe het gebruik van flexibiliteit kan bijdragen aan het beperken van netinvesteringen of opslagbehoefte en hoe dit zich vertaalt in de voordelen voor individuele gebruikers. Vraagflexibiliteit kan de omvang van de energieinfrastructuur drukken en daarmee systeemkosten verlagen. Het potentieel van vraagflexibiliteit, de impact op het systeem en de bijbehorende kostenreductie vragen nader onderzoek.

5.6 Synthese en kennislacunes

Eerste inzicht is dat de verhouding tussen systeemkosten en belastingen asymmetrisch is, grosso modo betalen bedrijven een wezenlijk lager belastingpercentage dan de huishoudens. In 2023 verbruikten huishoudens 18% van de energie en betaalden 33% van de energierelateerde belastingen; bedrijven verbruikten 81% van de energie en betaalden 58% van de energierelateerde belastingen.

Tweede inzicht is dat de Oekraïne-crisis in 2022 tot 65% stijging van de energie-uitgaven leidde, in vergelijking met het jaar daarvoor, terwijl het energiegebruik met 8% daalde. Nederland is hiermee zeer gevoelig voor geopolitieke veranderingen.

Derde inzicht is dat de drie componenten binnen de systeemkosten (energiedrager, infrastructuur, kapitaallasten) alle drie hun eigen, productgebonden belasting kennen en daarmee ook hun eigen 'belastingdruk' hebben. Door de energietransitie verschuift de verhouding tussen deze drie componenten. Vaak – maar niet altijd – dalen de energiedragerkosten en stijgen de infrastructuurkosten en kapitaallasten. Voor de eindgebruiker betekent het dat niet alleen de systeemkosten, maar ook de belastinglast verandert.

Een vierde inzicht is dat de energietransitie voor alle huishoudens samen niet of nauwelijks tot een kostenstijging leidt. Wegens de verschillende gebruikte indelingen in categorieën (huishoudens, gebouwde omgeving, mobiliteit) is het vergelijk tussen verleden/heden (CBS) en toekomst (INKTVIS) nu niet goed te maken, maar voor huishoudens kan worden gesteld dat de som van woning- en mobiliteitskosten neigen te dalen (nu: 27 miljard euro, 2030: 24-36 miljard euro en 2050 20-27 miljard euro). De verwarmingskosten stijgen per woning licht, met een verschuiving van energiedragerkosten naar

investeringen in isolatie, warmtepompen en infrastructuur- of netwerkkosten. Gemiddeld gaat het jaarbedrag van 1.900 euro nu naar 1.600-2.200 euro in 2030 en 1.600-2.500 euro in 2050. Nationaal gezien zijn de isolatiekosten een veel grotere kostenpost dan de warmtepomp. Ook zijn de mobiliteitskosten voor binnenlands vervoer door elektrisch rijden lager.

Een vijfde inzicht is dat, ondanks de continue verbetering van de energetische kwaliteit van woningen, het aandeel huishoudens met een laag inkomen en een hoge energierekening in de afgelopen vijf jaar is gestegen van minder dan 2% naar meer dan 5%. Dit benadrukt dat het voor beleid belangrijk is om verder te kijken dan gemiddelde cijfers voor huishoudens en juist te focussen op specifieke groepen huishoudens die kwetsbaar zijn voor de energietransitie. Op die manier kunnen beleidsmaatregelen gericht worden ingezet. Door deze differentiatie te maken, ontstaat een beter inzicht in energiearmoede en de mogelijke effectiviteit van beleidsinterventies.

Zesde inzicht is dat voor de industrie de verschillende scenario's een grote range laten zien van de kosten: van 22 miljard euro nu tot een range 14-28 miljard euro (2030) en 14-47 miljard euro (2050). Hierbij wordt opgemerkt dat veel scenario's lagere nationale uitgaven voorspellen dan voortzetting van het huidige beleid (KEV-reconstructie). Veel hangt af van het industriële activiteitsniveau.

Kennislacunes

Een geïdentificeerde lacune is dat er op dit moment geen goede aansluiting is tussen de cijfers over de energiestromen in het Nederlandse energiesysteem, zoals door CBS vastgelegd in de energiebalans van Nederland, en de financiële stromen, zoals uitgaven en belastingen en subsidies, gerelateerd aan het energiesysteem. Hier speelt onder meer mee dat de klimaatdoelen gericht zijn op het binnenlands energieverbruik, maar dat er ook veel energie wordt verbruikt door internationale scheep- en luchtvaart. Een overkoepelend statistisch kader voor de energiebalans van Nederland in zowel joules dan in euro's, voor de binnenlandse en de internationale energiestromen, draagt bij aan aansluiting tussen getallen.

Binnen de categorieën huishoudens en bedrijven zitten grote onderlinge verschillen en het is belangrijk om veel meer inzicht te krijgen in deze specifieke groepen bedrijven en huishoudens. Kennis over de energielasten voor een gemiddeld huishouden is belangrijk, maar wellicht nog belangrijker is kennis over de energielasten van specifieke groepen huishoudens, hetzij bepaald door de woning, hetzij bepaald door de sociale status. Binnen het EIK-programma wordt momenteel gewerkt aan kostenbeeld voor verschillende typen huishoudens en bedrijven. Het is belangrijk om deze uitsplitsingen aan te laten sluiten op de modellen voor de toekomstige kwantitatieve verwachtingen.

In de TNO-studie naar energiearmoede wordt ook aangegeven dat voor betaalbaarheid breder bekeken moet worden dan alleen naar de energiearmoede definitie (TNO, 2025f). De manier waarop energiearmoede wordt gedefinieerd in de Monitor Energiearmoede heeft namelijk directe invloed op de uitkomsten van onderzoek en op beleidsmatige analyses. In aanvulling hierop is een integrale blik nodig is om de daadwerkelijke kwetsbaar van huishoudens voor energie- en vervoersarmoede in kaart te brengen (KiM, 2025).

Zowel (vraag)flexibiliteit als seizoensopslag zijn nog niet goed gemodelleerd. Het modelleren van (de impact van) (vraag) flexibiliteit is een grote uitdaging. INKTVIS adresseert dit onderwerp kort, terwijl het in de energietransitie zeer actueel en belangrijk blijft. Voorbeelden zijn slim laden, thermische warmtebuffering in gebouwen, slim produceren en afspraken over gedeelde aansluitingen of niet-gegarandeerde transportovereenkomsten. Dit soort flexibiliteit kan piekbelastingen verlagen en daarmee de infrastructuurkosten verlagen ten opzichte van de huidige scenario-uitkomsten. Dat is relevant omdat door de energietransitie de kostenstructuur al verschuift richting deze infrastructuurkosten.

Een andere uitdaging is het modelleren van seizoensopslag, waarmee (tijdelijke) overschotten aan importstromen of nationale productie kunnen worden opgeslagen voor de duisterluwte. In alle beschouwingen komt deze functionaliteit niet voor. Het realiseren van seizoens- en vraagflexibiliteit hebben een gezamenlijke uitdaging: ze zullen (pas) goed en zelfstandig functioneren indien de waarde van producten en diensten voor flexibiliteit daadwerkelijk in de prijs terug komt. Ons huidige beprijzingssysteem voorziet hier niet in. Kennis over dit beprijzingssysteem (hoe te doen en hoe werkt dit door?) ontbreekt en is daarmee een belangrijke kennislacune.

6 Businesscases energieketens

6.1 Inleiding

Dit hoofdstuk geeft op basis van recente literatuur een kwalitatief overzicht over status en perspectieven omtrent de businesscase van belangrijke technologieën binnen de vier in het NPE gedefinieerde energieketens elektriciteit, warmte, waterstof en koolstof. Dit bedrijfseconomische perspectief wordt per energieketen behandeld, waarbij financiële kosten en opbrengsten centraal staan en kansen en risico's benoemd worden. Er wordt hierbij rekening gehouden met voor de businesscases essentiële Nederlandse en Europese beleidsinstrumenten, vooral SDE++ subsidie, CO₂-beprijzing via EU ETS (ETS1 en ETS2) en bijmengverplichtingen. Dit overzicht richt zich uitsluitend op technologieën, waarbij private bedrijven in een niet gemonopoliseerde markt betrokken zijn. Daarom komen infrastructurele componenten, waarvan de ontwikkeling voornamelijk in publieke handen ligt, niet terug in dit hoofdstuk – zoals bijvoorbeeld elektriciteitsnetten en waterstofopslag in zoutcavernes. De tijdshorizon is beperkt tot 2035 aangezien de businesscases over het algemeen nog afhankelijk zijn van subsidies en de betreffende regelingen niet op de langere termijn voorspelbaar zijn.

6.2 Elektriciteit

Van de vier energieketens is elektriciteit verreweg het verst gevorderd wat betreft de verduurzaming. Ruim 50% van de huidige elektriciteitsopwekking in Nederland is duurzaam (CBS, 2025b). De volgende technologieën worden als kernonderdelen van de keten besproken: elektriciteitsopwekking door windenergie en zon-PV, flexibilisering (tussen opwek en verbruik) door elektriciteitsopslag en vraagsturing, bijvoorbeeld in de vorm van energiehubbs. Transport en distributie via elektriciteitsnetten worden niet in beschouwing genomen, omdat dit onderdeel van de keten in handen is van publieke nutsbedrijven in een gemonopoliseerde markt. Aangezien kernenergie alleen in publieke handen danwel sterk publiek gestuurd tot stand zal komen, is een analyse gemaakt die de marktdynamiek als de systeemkosten gezamenlijk beschrijft.

- Status businesscases wind op land, wind op zee, zon-PV: In het recente verleden zijn er in Nederland enkele spraakmakende installaties gerealiseerd voor subsidievrije grootschalige elektriciteitsopwekking via met name wind op zee (CBS, 2023) (bijvoorbeeld Hollandse Kust Zuid en Hollandse Kust Noord) en zon-PV (RVO, 2025) (bijvoorbeeld zonneparken Mandeveld, Almere en Dorst). Echter, deze projecten moeten vooralsnog gezien worden als uitzonderingen, die door de samenloop van tijdelijke, gunstige omstandigheden mogelijk zijn geworden, zoals onder meer lage rente- en materiaalkosten en hoge elektriciteitsprijzen. Meer algemeen is op de huidige elektriciteitsmarkt zonder subsidie meestal nog geen economisch rendabele businesscase realiseerbaar met windenergie en zon-PV. Dat wil zeggen, dat de kosten voor de geproduceerde elektriciteit gemiddeld hoger zijn dan de opbrengsten door de verkoop van deze elektriciteit. Dit wordt ook de onrendabele top genoemd. Dankzij steunmaatregelen via vooral SDE++ en Actieplan Windenergie op zee, is een sluitende businesscase wel mogelijk gebleken. Hierdoor wordt elektriciteitsproductie met windenergie en zon-PV sinds enkele jaren in toenemende omvang gerealiseerd. Momenteel wordt zo ongeveer 45% van de totale elektriciteitsopwekking in Nederland (CBS, 2025b) geproduceerd en vormt daarmee in feite de ruggengraat van het elektriciteitssysteem.
- Perspectief businesscases wind op zee, wind op land, zon-PV: De businesscase van windenergie en zon-PV komt toenemend onder druk. Meest nadrukkelijk is dit het geval voor wind op zee. Naast stijgende kosten door toegenomen rentes, risico-opslagen en - vooral voor wind op zee – ook gestegen materiaalkosten (staal en koper), heeft dit ook met dalende financiële opbrengsten te maken (KPMG, 2025). Die laatste worden veroorzaakt door het zogenaamde kannibalisatie-effect: de toename van momenten met lage of negatieve elektriciteitsprijzen door productieoverschotten op dagen met veel wind of zon (waardoor ook netcongestie ontstaat). De opbrengsten dalen nog verder door onbalanskosten, die door netbeheerders voor de afwijking van de voorspelde omvang van elektriciteitsopwekking in rekening worden gebracht (maar dat is in vergelijking met het kannibalisatie-effect van secundair belang). De richting 2035 stijgende ETS-prijzen (PBL, 2025b) (ABNAMRO, 2025) bieden geen noemenswaardige soelaas voor de beschreven daling van opbrengsten, omdat de marktprijzen voor elektriciteit zich steeds meer ontkoppelen van de prijs voor fossiele elektriciteitsproductie.
- Inspelen op uitdagingen businesscases door beleidswijziging: De Rijksoverheid is van plan om de SDE++ subsidie voor windenergie en zon-PV per 2027 te vervangen door 'Contracts for Difference' (CfDs) (PBL, 2026) (KGG, 2025). Dit zal voor een vaste gegarandeerde prijs voor de geproduceerde elektriciteit moeten zorgen (zolang de markt-

prijzen niet negatief zijn). Hierdoor zal naar verwachting de zekerheid van financiële opbrengsten verbeteren en op die basis ook de investeringszekerheid weer toenemen.

- Status en perspectieven businesscase flexibiliseringstechnologieën: Door de flinke veranderingen in het Nederlandse elektriciteitssysteem, dat toenemend door fluctuerende opwekprofielen wordt gedomineerd, neemt de uitdaging voor netbeheerders toe, om de stabiliteit van het net te waarborgen (door elektriciteitsopwekking en -verbruik in balans te houden). Hierdoor komen flexibiliseringstechnologieën zoals elektriciteitsopslag, conversie en vraagsturing als oplossingsrichting steeds nadrukkelijker in beeld. Wat betreft opslag kan de combinatie van thuisbatterijen met PV-systemen bijvoorbeeld in de sector van de gebouwde omgeving naar verwachting rendabel zijn als de salderingsregeling vanaf 2027 wegvalt (CEDelft, 2026). Daarentegen kent de businesscase van batterijopslag bij grote veldinstallaties van windenergie en zon-PV nog aanzienlijke uitdagingen, waaronder complexe regelgeving, heterogene vergunningslandschappen en hierdoor lange ontwikkeltijden (KPMG, 2025). Om deze barrières te overwinnen, zijn volgens brancheorganisaties aanvullende beleidsmaatregelen nodig. Verder zijn er nog andere potentieel veelbelovende opslagtechnologieën in ontwikkeling, zoals thermische opslag, flow batterijen en CAES (compressed air energy storage). Deze zijn echter nog in een vroeger ontwikkelstadium en er is onvoldoende informatie beschikbaar om hier een robuuste schets van de businesscase te geven. Wat betreft vraagsturing wordt die in de literatuur als potentieel rendabel beschreven vooral in combinatie met nieuwere onderdelen van de elektriciteitsmarkt (flexibiliteits- en onbalansmarkt) en nieuwe contractvormen (bijvoorbeeld dynamische tarieven, non-firm ATO = niet gegarandeerde aansluit- en transportovereenkomsten). Voorbeelden voor vraagsturing zijn slim elektrisch laden van elektrische voertuigen (EVs) of slim koelen van koelhuizen. Energiehubs op bedrijventerreinen zijn een geschikte omgeving voor de toepassing van flexibiliseringstechnologieën, omdat op deze locaties een grote omvang van fluctuerende elektriciteitsopwekking en potentieel flexibel elektriciteitsverbruik elkaar treft. De ontwikkeling van hubs wordt actueel nog vaak door juridische, regelgevende en organisatorische barrières belemmerd. De Rijksoverheid steunt de ontwikkeling van energiehubs, onder meer via het stimuleringsprogramma energiehubs.

6.3 Warmte

In het kader van de NPE terminologie wordt met de energieketen warmte vooral de ontwikkeling van warmtenetten bedoeld. Warmtenetten leveren actueel rond 6% van de warmtevoorziening in Nederland. Sinds de Wet collectieve warmte vallen warmtenetten in het publieke domein. Daarom beschouwen we hier vooral de businesscase van de bronnen zoals geothermie, aquathermie en restwarmte, aangezien deze naar verwachting op termijn de belangrijkste voedingsbronnen op warmtenetten gaan worden (nu worden warmtenetten nog grotendeels door aardgascentrales en voor een deel ook door biomassacentrales gevoed). Wärmepompen in huishoudens vallen in de NPE terminologie niet onder de energieketen warmte en nemen we niet mee in dit hoofdstuk. Toch spelen wärmepompen een rol voor de businesscase van warmtenetten door in concurrentie te staan met warmtenetten wat betreft de warmtevoorziening.

- Wet collectieve warmte (Wcw) (Hermans, 2026): De belangrijkste recente beleidsontwikkeling op het gebied van warmtenetten in Nederland is de Wcw (definitief aangenomen door de tweede en eerste kamer in 2025). De kern van de wet is het verschuiven van de regie naar de gemeente en het vergroten van publiek eigendom (51%), waarbij de bedoeling is dat dit zorgt voor een grotere nadruk op maatschappelijke belangen boven puur commerciële winst. Bij private investeerders heeft de wet voor onzekerheid gezorgd en zijn nieuwe investeringen voor zowel verduurzaming bestaande netten als aanleg van nieuwe netten voorlopig uitgesteld gebleven.
- Status en perspectief businesscase duurzame warmtebronnen: De exploitatie van warmtebronnen zoals geothermie, aquathermie en industriële restwarmte via warmtenetten is in de huidige warmtemarkt in Nederland voorlopig meestal nog niet zonder subsidies economisch rendabel. De kosten zijn hoger dan de opbrengsten. SDE++ subsidie maakt de toepassing van de genoemde warmtebronnen wel mogelijk door de onrendabele top te vergoeden. In de praktijk was hiervoor vooral de invoering van “hekjes” voor laagtemperatuurwarmte in 2023 van belang (PBL, 2023). Deze hekjes hebben als doel om technieken beter aan bod te laten komen die een relatief hogere subsidie-intensiteit hebben, maar wel van belang zijn voor een kosteneffectieve energietransitie op de langere termijn. Zonder deze indeling kwamen dergelijke technieken door het rangschikingsmechanisme (op basis van subsidie-intensiteit per vermeden CO₂) eerder vaak niet aan bod voor subsidie. Verder hebben de richting 2035 stijgende ETS prijzen een gunstig effect op de businesscase: het drijft de prijs van warmte op waardoor de opbrengsten van duurzame bronnen stijgt en de onrendabele top afneemt.
- Status en perspectieven businesscase warmtenet-infrastructuur: De groei van warmtenetten in Nederland stagneert, en dat komt onder andere door een moeilijke businesscase. Zoals in de bovenstaande alinea over de Wcw al opgemerkt is, blijven investeringen in warmtenetten vooral vanuit de private sector op dit moment achter. In welke omvang de Wcw daarentegen voor de gewenste toename van investeringen vanuit de publieke sector gaat zorgen, is op het moment van

het publiceren van deze startnotitie nog niet in te schatten. Om de groei van warmtenetten te stimuleren is in 2023 de Warmtenetten InvesteringsSubsidie (WIS) ingevoerd, maar de groei is sindsdien slechts beperkt van de grond gekomen (Rekenkamer, 2025). Qua configuratie is voor het realiseren van een rendabele businesscase vooral de omvang en ruimtelijke verdeling van de warmtevraag cruciaal, die het warmtenet moet gaan leveren. Goede constellaties doen zich bijvoorbeeld in stedelijke gebieden met hoog- of stapelbouw voor, waar een grote dichtheid aan aansluitingen op het warmtenet gerealiseerd kan worden, want dit werkt positief door op de verhouding tussen kosten en opbrengsten. Kansen voor de businesscase van warmtenetten komen voort uit de koppeling met warmteopslag en uit de mogelijkheid in de Wcw voor gemeenten, om een aansluitplicht voor specifieke wijken aan te wijzen. Risico's komen voort uit de concurrentie met (en dynamischere groei van) individuele warmtepompen en uit de verwachte afname van de warmtevraag door steeds beter geïsoleerde woningen en utiliteitsgebouwen.

6.4 Waterstof

In Nederland wordt per jaar actueel rond 800 kton waterstof gebruikt als grondstof in de industrie, voornamelijk voor de productie van kunstmest en in raffinaderijen (TNO, 2020). Dit is vrijwel uitsluitend grijze waterstof. Grijze waterstof wordt geproduceerd uit aardgas. Met het oog op de toekomst voorziet het NPE niet alleen de transitie naar duurzame productie van waterstof, maar ook de verbreding van het gebruik ervan waarbij naast de huidige toepassing als industriële grondstof ook nieuwe toepassingen erbij komen, bijvoorbeeld als brandstof voor zwaar vervoer, hogetemperatuurverwarming in de industrie en flexibele opwek van elektriciteit. Vanuit de Europese Renewable Energy Directive (RED), die voor alle EU-lidstaten bindend is, ligt er een sterke focus op groene waterstof, met in een overgangsfase beperkte rol voor blauwe waterstof. Groene waterstof wordt geproduceerd uit water via elektrolyse, waarbij duurzame elektriciteit gebruikt wordt. Blauwe waterstof wordt net als grijze waterstof geproduceerd uit aardgas, met afvang van CO₂ via CCS. Daarom ligt ook in dit hoofdstuk de nadruk op de businesscase van groene waterstof. De ontwikkeling van de waterstofinfrastructuur (pijpleidingennetwerk en opslagfaciliteiten bijvoorbeeld in zoutcavernes) ligt voornamelijk in publieke handen en wordt daarom hier niet in beschouwing genomen. Globaal kan gesteld worden, dat de ontwikkeling van de (groene) waterstofketen voor grote uitdagingen staat, waarbij vraag en aanbod tot nu toe achtergebleven zijn bij de (hoge) verwachtingen (PBL, 2025c).

- Status en perspectieven businesscase groene waterstof: De businesscase van groene waterstof in Nederland is op dit moment nog erg uitdagend. Dit is vooral omdat de productie van groene waterstof nog veel duurder is dan die van fossiele (grijze) waterstof (met een factor meer dan vijf) (PBL, 2025c) (Eble & Weeda, 2024). Daarom is de productieomvang van groene waterstof ook vooralsnog verwaarloosbaar. De verwachting in de literatuur is wel, dat de productiekosten door opschaling en technologieontwikkeling gaan dalen en dat groene waterstof op termijn concurrerend wordt met grijze en blauwe waterstof. Echter, om aan die verwachting te voldoen, moet de opschaling ook daadwerkelijk doorzetten, wat tot nu toe nog niet het geval is. De subsidieregeling "Opschaling grootschalige productie volledig hernieuwbare Waterstof via Elektrolyse" (OWE) (RVO, 2024) is erop gericht, om hierin verandering te brengen. Verder is er steun vanuit SDE++ . Import van groene waterstof biedt slechts beperkt perspectief op het verbeteren van de businesscase, omdat potentieel lagere productiekosten in het buitenland grotendeels opgeheven worden door extra kosten voor transport en conversie. De richting 2035 stijgende ETS-prijzen gaan helpen om groene waterstof meer concurrerend te maken met grijze waterstof.
- Kansen en risico's: De vraag naar groene waterstof (via import) wordt gestimuleerd door het Duits- Nederlandse initiatief H2Global (CE-Delft). Dit initiatief streeft naar een importmarkt voor groene waterstof tegen een concurrerende prijs (vergeleken met grijze waterstof), via een mechanisme van prijssubsidie in combinatie met lange termijn afnamegarantie. Verder zorgt ook de onder de RED opgelegde jaarverplichting voor groene waterstof in industrie en vervoer voor stimulering van de vraagkant. Tegelijkertijd zijn er tal van risico's voor de ontwikkeling en businesscase van groene waterstof. Een fundamenteel risico is vooral dat voor veel toepassingsgebieden de vraag naar groene waterstof onzeker blijft, zoals bijvoorbeeld in de energie-intensieve industrie, waarvan de toekomstige ontwikkeling in Nederland algemeen onzeker is. Een ander risico is dat de plannen voor groene waterstofproductie in Nederland sterk gekoppeld zijn met de ontwikkeling van wind op zee, waardoor er een afhankelijkheid ontstaat van de businesscase van wind op zee. Specifiek voor Nederland zijn er ook grote kansen weggelegd voor de ontwikkeling van groene waterstof. Deze komen voort uit de uitstekende logistieke positie van Nederland voor de handel met moleculen dankzij de havens en gasinfrastructuur. Nederland mikt er daarom op, in de toekomst een waterstofhub te worden.

6.5 Koolstof

De volgende technologieën worden als onderdeel van de koolstofketen besproken: CCS (Carbon Capture and Storage), CCU (Carbon Capture and Utilisation) en biogene & synthetische brand- en grondstoffen. Wat betreft CCU richten we ons alleen op de toepassing in de glastuinbouw. Het is tot nu toe de enige relevante toepassing in Nederland en er is voldoende informatie over de businesscase beschikbaar (in de SDE++ rapporten).

- Status en perspectieven businesscase CCS: de businesscase van CCS is onder de huidige marktomstandigheden nog volledig afhankelijk van SDE++ subsidie. Dit blijkt ook uit de twee grote initiatieven, die op dit gebied in Nederland actueel in realisatie (Porthos), respectievelijk in ontwikkeling zijn (Aramis) en allebei via SDE++ beschikkingen worden gesteund (Rekenkamer, 2024) (Rijksoverheid.nl, 2022). De businesscase van CCS hangt af van het verschil tussen de vermeden kosten voor CO₂ emissies (EU-ETS) en de technologische kosten voor de afvang, transport en opslag van CO₂ (CCS). Wat betreft de technologische kosten, geven de in de SDE++ adviesrapporten gerapporteerde “basisbedragen” een indicatief beeld. De basisbedragen representeren alle kosten, die voor de exploitatie van een CCS-installatie gemaakt moeten worden, dat wil zeggen zowel CAPEX en OPEX. In de jaarlijkse SDE++ rapporten zijn de basisbedragen voor CCS tussen 2021 en 2025 fors gestegen (met ongeveer een factor drie). Dit heeft met verschillende aspecten te maken, zoals wijzigingen in configuratie, inflatie, rente, materiaal- en elektriciteitskosten. Ondanks het feit, dat ook de ETS prijzen in deze periode fors zijn gestegen (ongeveer verdubbeld), was deze toename minder hoog dan de toename van de exploitatiekosten. De businesscase van CCS is daarom recent verslechterd. Toch is er perspectief op een rendabele businesscase voor CCS in de toekomst aangezien de toename van de ETS-prijzen richting 2035 naar verwachting stevig verder doorzet (PBL, 2025b) (ABNAMRO, 2025). De randvoorwaarde hiervoor is echter, dat de toename van de technologische kosten enigszins beperkt zou moeten blijven.
- Status en perspectieven businesscase CCU (voor toepassing in de glastuinbouw): Jaarlijks neemt de sector glastuinbouw ongeveer 700 kton CO₂ af van externe bronnen. Levering van CO₂ komt in de plaats van zelf opgewekte CO₂ via gasgestookte installaties (ketel en WKK) bij de tuinders in de zomer (de zogenaamde “zomerstook”: op momenten dat er wel vraag is naar CO₂ voor plantbemesting, maar weinig vraag naar warmte of elektriciteit in de kas). Ongeveer 500 kton wordt in gasvorm geleverd via het OCAP netwerk (Organic CO₂ for the Assimilation by Plants), de overige CO₂ wordt door industriële gasproducenten in vloeibare vorm aan tuinders geleverd. OCAP is het grootste en meest bekende initiatief omtrent CCU in het kader van de glastuinbouw in Nederland. Het is een commercieel initiatief, waaruit geconcludeerd kan worden, dat er sprake is van een rendabele businesscase. Toch moet dit niet als representatief worden gezien voor CCU in de glastuinbouw in het algemeen. Want OCAP maakt gebruik van een afgeschreven fossiel oliepijpleidingennetwerk (Ziyang, 2025) met hierdoor aanzienlijke CAPEX besparingen. De SDE++ regeling kent wel een onrendabele top voor CCU in de glastuinbouw. Die laatste is beduidend lager dan voor CCS, omdat de CAPEX en OPEX kosten van de CO₂ afvang en opslag wegvallen en tegelijkertijd de afgevangen CO₂ een economische waarde heeft als product. De ETS₂-prijs speelt ook voor de businesscase van CCU in de glastuinbouw een belangrijke rol. De financiële prikkel voor het afdanken van de actueel nog veel gebruikte aardgasgestookte WKK's en ketels, die als fossiele bron voor de CO₂ behoefte in de glastuinbouw gebruikelijk zijn, wordt groter met het toevoegen van de sector glastuinbouw onder ETS₂ vanaf 2028. G de verwachte forse toename van de ETS₂-prijs richting 2035, is er daarom perspectief op een rendabele businesscase van CCU in de glastuinbouw in de toekomst.
- Biogene brand- en grondstoffen: Qua omvang zijn de meest belangrijk biogene brandstoffen in Nederland op dit moment biodiesel (B7) en biobenzine (E10) voor het wegverkeer en houtige biomassa en biogas voor de productie van warmte. Wat betreft het wegverkeer zijn actueel ongeveer 10% van alle brandstoffen van biogene oorsprong (CBS, 2025). De businesscase leunt in de actuele fase van de ontwikkeling vooral op de bijmengverplichting in de vormgeving van hernieuwbare brandstofeenheden (HBE's). Door de zeer hoge groeidynamiek van elektrische voertuigen in het wegverkeer (PBL, 2025b) komt de businesscase van biogene brandstoffen in die sector met perspectief op de toekomst echter steeds meer in het gedrang. Daarom is in de biobrandstofsector een verschuiving te verwachten naar toepassingen, die moeilijk(er) te elektrificeren zijn, zoals lucht- en scheepvaart. Ook in deze sectoren leunt de businesscase dan naar verwachting in eerste instantie op bijmengverplichtingen en verbetert deze in de toekomst door de stijgende ETS-prijs. Wat betreft de businesscase voor de toepassing van biogene brandstoffen voor de productie van warmte is de rendabiliteit alleen haalbaar met SDE++ subsidie, waarbij de stijgende ETS prijs voor de toekomst in beginsel een perspectief op verbetering met zich meebrengt. Om verschillende redenen, bijvoorbeeld schaarste en daarom stijgende kosten van biomassa, zal de toepassing van biomassa richting 2035 naar verwachting een verschuiving doormaken naar maximaal hoogwaardig gebruik, vooral in de vorm van biograndstoffen (in de sectoren chemie en bouw).

- Duurzame synthetische brand- en grondstoffen (e-fuels/e-grondstoffen): Voor de sectoren, die het moeilijkst te verduurzamen zijn (lucht- & scheepvaart en chemische industrie), zijn er plannen en initiatieven om duurzame synthetische brand- en grondstoffen te produceren uit elektrolyse-waterstof (e-H₂) en afgevangen CO₂. Deze worden ook RFNBO's genoemd (Renewable Fuels of Non-Biological Origin). Belangrijke voorbeelden zijn e-kerosine, e-methanol en e-nafta. De businesscase is vanwege de hoge kosten nog uiterst uitdagend, d.w.z. de productie via de fossiele route - die gebruik maakt van SMR waterstof uit aardgas - is onder de huidige marktomstandigheden vele malen goedkoper. Er is een sterke correlatie met de uitdagingen van de businesscase van groene waterstof, die een basisbouwsteen van dit soort brand- en grondstoffen is. Er is op dit moment dan ook – ondanks subsidies voor elektrolyse waterstof en CCS vanuit de SDE++ - nog geen noemenswaardige productie in Nederland. De verwachte forse toename van de ETS-prijs richting 2035 zal de businesscase weliswaar verbeteren, maar voor een rendabele businesscase is er zeker voor langere tijd ook nog additionele beleidssteun nodig, via al bestaande en toenemende bijmeng- en emissiereductieverplichtingen (EU, 2023a) (EU,2023b) en subsidies. Risico's voor de businesscase komen verder voort uit concurrentie met biobrand- en grondstoffen en eventueel ook de ontwikkeling van alternatieven op het gebied van elektrificatie.

6.6 Synthese en kennislacunes

De businesscases voor technologieën binnen de vier energieketens, elektriciteit, warmte, waterstof en koolstof, worden beïnvloed door zowel marktontwikkelingen als overheidsbeleid. De elektriciteitsketen heeft vooruitgang geboekt, vooral met windenergie en zon-PV, dankzij SDE++ en het Actieplan voor wind op zee. Toch staan de businesscases onder druk door stijgende kosten en dalende opbrengsten. Flexibiliseringstechnologieën, zoals elektriciteitsopslag en vraagsturing, spelen een steeds belangrijkere rol, maar stuiten op juridische en organisatorische barrières.

De businesscase voor warmtenetten is sterk afhankelijk van subsidies en de concurrentie met andere technologieën zoals warmtepompen. Duurzame warmtebronnen zoals geothermie en aquathermie blijven zonder subsidie moeilijk rendabel, maar de SDE++ maakt dit mogelijk. De groei van warmtenetten wordt verder beperkt door de verschuiving van private naar publieke investeringen, waarbij gemeenten meer regie en publiek eigendom overnemen. Dit creëert onzekerheid bij private investeerders, maar biedt tegelijkertijd kansen voor gemeentelijke regie en maatschappelijke belangen. De businesscase is verder afhankelijk van stedelijke gebieden met hoge woningdichtheid, waar de grootste potentie voor warmtenetten ligt.

De businesscase voor groene waterstof in Nederland blijft uitdagend door de hoge productiekosten in vergelijking met grijze waterstof. Subsidies zoals SDE++ en de OWE-regeling ondersteunen de opschaling, maar de kosten blijven hoog. De vraag naar groene waterstof is onzeker, vooral in sectoren zoals de energie-intensieve industrie en zwaar transport. Import van groene waterstof biedt weinig potentieel om de kosten te verlagen, aangezien transport- en conversiekosten de prijsverschillen grotendeels compenseren. Nederland heeft echter kansen om een waterstofhub te worden dankzij de sterke logistieke positie van de havens en gasinfrastructuur.

De businesscase voor CCS en CCU blijft momenteel afhankelijk van subsidies, vooral de SDE++. De hoge technologische kosten voor CO₂-afvang, transport en opslag maken CCS nog steeds financieel moeilijk haalbaar zonder steun. De stijgende ETS-prijzen bieden op termijn perspectief voor een rendabele businesscase, maar de kostenstijging van technologieën moet dan relatief beperkt blijven. Voor CCU in de glastuinbouw is er enige rendabiliteit, maar dit is niet representatief voor de bredere markt.

De businesscase voor biogene brandstoffen hangt sterk af van bijmengverplichtingen en subsidies, terwijl de opkomst van elektrische voertuigen de toekomst van biobrandstoffen onder druk zet. De stijgende ETS-prijzen kunnen echter de businesscase voor biobrandstoffen versterken, vooral in sectoren die moeilijk te elektrificeren zijn, zoals de luchtvaart en scheepvaart.

Duurzame synthetische brandstoffen (e-fuels) zijn financieel uitdagend vanwege de hoge productiekosten. Ondanks subsidies blijft de productie in Nederland beperkt, hoewel de stijgende ETS-prijzen enige verbetering bieden. De concurrentie van biobrandstoffen en de opmars van elektrificatie vormen echter risico's voor de businesscase.

Concluderend kan gesteld worden dat de businesscases voor technologieën binnen de energietransitie sterk afhankelijk zijn van subsidies, marktontwikkelingen en beleidsmaatregelen. Hoewel sommige technologieën vooruitgang boeken, blijven veel businesscases onzeker door hoge kosten, concurrentie van andere technologieën en onzekerheden rondom vraag en opschaling.

Ook blijven er aanzienlijke kennislacunes over de lange-termijn haalbaarheid van deze businesscases zonder subsidies. De impact van stijgende ETS-prijzen op windenergie en zon-PV is nog onzeker door het kannibalisatie-effect en er is meer duidelijkheid nodig over hoe dit de financiële haalbaarheid van deze technologieën op lange termijn beïnvloedt. De effectiviteit van de Wet collectieve warmte en de Warmtenetten Investeringsubsidie is moeilijk in te schatten, waardoor het lastig is om de toekomstige groei van warmtenetten goed in te schatten. De transitie naar groene waterstof hangt sterk af van opschaling en technologieontwikkeling, maar de vraag en het importpotentieel zijn nog onduidelijk, wat de strategie en investeringen bemoeilijkt. De businesscase voor CCS en CCU blijft onzeker door de stijgende kosten en de afhankelijkheid van de ETS-markt, wat vraagt om verdere verduidelijking over de haalbaarheid en rendabiliteit van deze technologieën zonder langdurige subsidies.

Er is ook een gebrek aan samenhangend inzicht in de interacties tussen verschillende technologieën, marktprijzen en beleidsmaatregelen, waardoor het moeilijk is om de lange-termijn effecten en onderlinge relaties volledig te begrijpen. Dit benadrukt de noodzaak voor verder onderzoek om deze complexe interacties te doorgronden, zodat beleid beter kan worden afgestemd op de werkelijke ontwikkelingen binnen de energietransitie.

Kernenergie kan vanuit systeemkostenpunt een waardevolle aanvulling zijn in een energiesysteem waarin het potentieel voor hernieuwbare opwek beperkt is, doordat het extra elektrificatie mogelijk maakt en dure alternatieven voorkomt. Tegelijkertijd is de kosteneffectiviteit sterk contextafhankelijk en gevoelig voor aannames over vraagontwikkeling, beschikbaarheid van wind en zon en technologische kosten. Vanuit marktperspectief is kernenergie zonder publieke ondersteuning niet rendabel en beïnvloedt het bovendien de elektriciteitsprijs op complexe en modelgevoelige wijze. De combinatie van hoge publieke investeringen en onzekere markttuitkomsten maakt dat kernenergie vooral een strategische keuze is, geen vanzelfsprekende kostenoptimale oplossing. Daarmee vraagt inzet op kernenergie om een expliciete afweging tussen leveringszekerheid, systeemrobustheid en doelmatige besteding van publieke middelen.

7 Financiering

De energietransitie gaat gepaard met een verschuiving in het energiesysteem, waarbij investeringen een grotere rol spelen. Er is een verveelvoudiging van de investeringsopgave met een factor twee tot drie nodig, met name binnen de elektriciteitsketen en door eindverbruikers waar grote investeringen in warmtepompen, isolatie en elektrisch transport noodzakelijk zijn. Het gaat deels om investeringen om huidige installaties en infrastructuur in stand te houden, maar vooral om investeringen voor de ombouw van het huidige op verbranding van fossiele brandstoffen ingerichte energiesysteem naar een duurzaam energiesysteem.

7.1 Het financieringslandschap

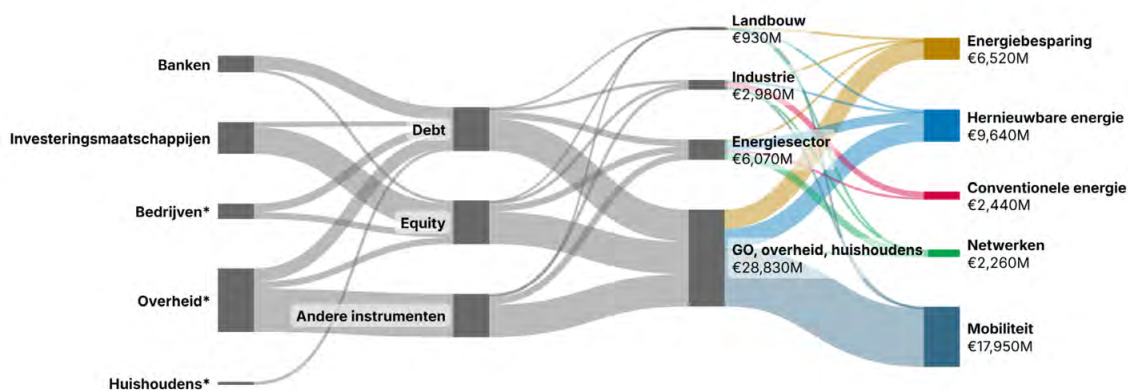
Onder de investeringsopgave ligt echter nog een andere opgave: de financiering. Dit betreft de geldstromen die nodig zijn om investeringen te betalen: waar komt dit geld vandaan en via welke instrumenten? Het helpt hierbij om het financieringslandschap te zien als vier 'lagen' (TNO, 2023):

1. Financiers, zoals banken, Rijksoverheid, Invest-NL. Hierbij kan privaat en publiek kapitaal worden onderscheiden.
2. Financieringsinstrumenten, zoals leningen, subsidies, aandelen.
3. Investeerders: de partijen die de investering daadwerkelijk maken.
4. Projecten, zoals projecten in het elektriciteitsnet, industriële elektrificatie, mobiliteit.

Financiering stroomt via dit landschap van laag 1 naar laag 4. Deze geldstromen kunnen gevisualiseerd worden in een Sankey-diagram. Een voorbeeld is hieronder te zien in Figuur 7.1, waarin de rechterkant van het diagram (de investeringen) al ingevuld is op basis van CBS-data (CBS, 2025). Het grijze gedeelte (ofwel: de financieringsstromen) is hierbij onbekend. Dit vormt een van de kenniskloten waar EIK zich op zal richten.

Literatuuronderzoek toont aan dat er nog weinig op integraal niveau bekend is over de huidige financiering van het energiesysteem (TNO, 2023). Tot op enige hoogte zijn de bronnen van financiering bestudeerd, maar vaak op gelimiteerde manier. De studie van SEO (Koeman et al., 2024) brengt bijvoorbeeld de omvang van een aantal publieke financieringsinstrumenten in kaart. Echter is financiering zonder publieke stimulans hierbij niet meegenomen. Een essay van Kalavasta & Berenschot (Duyster & Terwel, 2021) ten behoeve van het IBO Financiering Energietransitie gaat deels in op mogelijke bronnen van kapitaal, zoals de overheid en financiële instellingen, hierbij inschattend hoeveel kapitaal er per bron beschikbaar is. Echter zijn deze inschattingen eerder hypothetisch en niet representatief voor de huidige daadwerkelijke omvang van financiering. Een integraal beeld van de financiers en financieringsinstrumenten voor de energietransitie ontbreekt.

Figuur 7.1 Energiegerelateerde investeringen, 2023. Op basis van cijfers van CBS (2025c); bevat mogelijk afrondingsfouten. Het grijze gedeelte is onbekend, deze stromen zijn hypothetisch.



7.2 Publiek vs. privaat: rol voor de overheid

Een specifieke afweging binnen de financieringsopgave is het verschil tussen publiek en privaat kapitaal. Het is duidelijk dat alleen publiek kapitaal niet voldoende zal zijn om de energietransitie te financieren (TNO, 2023; Duyster & Terwel, 2021). Publiek beleid kan echter wel een rol spelen in het mobiliseren van privaat kapitaal (*leverage*).

Een relevant concept hierbij is de *Weighted Average Cost of Capital* (WACC). De WACC geeft weer hoe duur financiering is, en reflecteert daarmee de incentive die nodig is om financiering te bewerkstelligen. Investeringsprofielen met een hoger risicoprofiel vereisen een hogere WACC. Als risico's van investeringen door beleidsondersteuning worden verlaagd dan neemt het vereiste rendement door kapitaalverstrekkers af. Hierdoor neemt het risico-gewogen rendement van een investering toe en wordt (privaat) kapitaal gemobiliseerd. Er kan een mismatch bestaan tussen de gewenste ontwikkeling van het energiesysteem, en de ontwikkeling die zal plaatsvinden op basis van de huidige financieringsprikkels. Om de richting van financiering bij te sturen kan de overheid inzetten op het verlagen van de WACC van gewenste investeringen. Door het wegnemen of verlagen van investeringsrisico's, neemt het risico-gewogen rendement van een investering toe, waardoor (privaat) kapitaal gemobiliseerd wordt. Overheidsinstrumenten kunnen op verschillende manieren bijdragen aan een lagere WACC:

- Het verschaffen van subsidies of goedkope leningen verlaagt financieringskosten direct, aangezien het vereiste rendement voor een project lager wordt.
- Door middel van 'de-risking instruments' kunnen investeringsrisico's verminderd worden. Een voorbeeld is het uitgeven van garanties (zoals de BMKB), of het gebruik van 'Contracts for Difference' (CfD's), zoals de SDE++.
- Door het verlagen van risico is een lagere kapitaalsbeloning voldoende om financiering te bewerkstelligen, resulterende in een lagere WACC.
- Onzekerheid van overheidsbeleid is op zich een risico voor investeerders. Door (langdurig) beleid te maken en vast te leggen in bijvoorbeeld wetgeving, is toekomstig beleid voorspelbaarder. Dit verlaagt het investeringsrisico.

Er bestaan al veel beleidsinstrumenten die worden ingezet ter behoeve van de financiering van de energietransitie. Dit kunnen instrumenten zijn op nationaal niveau, maar ook op lokaal of Europees niveau. Publieke financieringsinstrumenten (of -mechanismen, PFMs) kunnen via een matrix van twee dimensies gecategoriseerd worden (Todeschi et al., 2025):

1. De oorsprong van financiering: publiek, privaat, of gemixt. In het geval van PFMs zal dit privaat of gemixt zijn. Ook kan onderscheid gemaakt worden tussen verschillende publieke bronnen, zoals de Rijksoverheid vs. de Europese Commissie.
2. De contractuele vorm. Voorbeelden zijn 'non-repayables' (zoals subsidies), 'debt' (leningen), 'equity' (zoals aandelen), hybride vormen (zoals publiek-private samenwerkingen), en overige vormen (zoals belastingvoordelen).

Het exact gebruikte financieringsmechanisme kan ook nog binnen de contractuele vorm verschillen. Zo kan een non-repayable een simpele subsidie zijn, maar ook een Contract for Difference zoals de SDE++. Een manier om dit te duiden is om onderscheid te maken tussen 'traditionele' instrumenten en alternatieve of innovatieve financieringsinstrumenten.

7.3 Synthese en kennislacunes

Er is al veel bekend over de benodigde investeringen in verschillende onderdelen van het energiesysteem, maar er ontbreekt een integraal inzicht in de financieringsstromen. Het is vaak onduidelijk waar het kapitaal vandaan komt, via welke financiers het wordt verstrekt en met welke instrumenten dit gebeurt. Tegelijkertijd is duidelijk dat publiek kapitaal een belangrijke rol speelt in het aantrekken van privaat kapitaal. Instrumenten die investeringsrisico's kunnen mitigeren, zoals garanties of Contracts for Difference, spelen hierin een belangrijke rol.

De hoogte en structuur van financieringskosten verschillen tussen sectoren en technologieën en beïnvloeden daarmee de relatieve aantrekkelijkheid van investeringen en de uiteindelijke vorm van het energiesysteem. Inzicht in deze dynamiek is daarom cruciaal om te begrijpen hoe het energiesysteem zich ontwikkelt en welke rol beleid daarin speelt.

Er blijft veel onduidelijkheid bestaan over de toekomstige investeringsopgave. Dit is deels te wijten aan de intrinsieke onzekerheden in de aannames die ten grondslag liggen aan de schattingen, maar ook doordat verschillende onderzoeken zich richten op verschillende delen van het energiesysteem. Een integrale benadering is nodig om deze inzichten samen te brengen en het totaalbeeld van de toekomstige investeringsbehoefte te verbeteren.

Tegelijkertijd zijn de onderliggende financieringsstromen die noodzakelijk zijn voor de toekomstige investeringen nog onvoldoende in kaart gebracht. Herhaald en iteratief onderzoek naar het financieringslandschap van de energietransitie in Nederland kan bijdragen aan een beter begrip van waar het geld vandaan komt en hoe de overheid haar beleid kan afstemmen om meer privaat kapitaal aan te trekken. Daarnaast kan een verbeterde publieke kennispositie van de benodigde financieringsstromen duidelijkheid bieden aan private financiers, die hierdoor hun portfolio's kunnen aanpassen aan de realiteit van de energietransitie.

Veel van de benodigde kennis over het financieringslandschap ligt al binnen de markt zelf. Binnen het EIK programma wordt ingezet op het ophalen van deze kennis via gerichte interactie met marktpartijen, zoals banken en institutionele beleggers, met als doel de publieke kennispositie te versterken en inzicht te krijgen in de dynamiek van het financieringslandschap.

Ook is nog onvoldoende inzichtelijk wat de rol en potentiële waarde is van innovatieve financieringsinstrumenten, met name in termen van risicoreductie en het mobiliseren van privaat kapitaal.

Gezamenlijk laten deze bevindingen zien dat het huidige inzicht in financieringsstromen, financieringsstructuren en hun samenhang met de ontwikkeling van het energiesysteem nog onvolledig is.

8 Macro-economische effecten

8.1 Algemeen

Deze sectie beschrijft eerst het macro-mechanisme dat in de Nederlandse context centraal staat, daarna de belangrijkste beschikbare macro-kwantificeringen tot en met 2030, en ten slotte waarom risico's en kosten richting 2040 kunnen toenemen.

Afbakening: nationaal beleid, EU-beleid en kostenschokken

Dit hoofdstuk combineert drie typen analyses die niet één-op-één vergelijkbaar zijn: (1) Nederlands beleid bovenop het EU-raamwerk, zoals een nationale CO₂-heffing of minimumprijs; (2) EU-breed beleid, zoals EU ETS, CBAM, Fit for 55 en recente Clean Industrial Deal-maatregelen; en (3) exogene kostenschokken, zoals structurele verschillen in elektriciteitsprijzen binnen de EU. De macro-effecten verschillen per schaalniveau, omdat concurrentiedruk, handelsverlegging en koolstoflekage anders uitwerken bij nationaal dan bij EU-breed beleid. Daarom wordt hieronder per studie expliciet vermeld welk beleidsniveau, welk instrument en welke uitkomsten centraal staan: bbp, handel, sectorale productie, investeringen en koolstoflekage.

Macro-mechanisme vanuit Nederlands perspectief

Nederland is een kleine open economie: een groot deel van de productie wordt internationaal verhandeld en veel sectoren staan onder directe internationale concurrentiedruk. In een dergelijke economie werken de macro-economische effecten van klimaatbeleid vooral via relatieve prijsveranderingen. CO₂-beprijzing, energiebelastingen, normen en subsidies veranderen de kostprijs van bedrijven en beïnvloeden daarmee export, import en investeringsbeslissingen. Via deze kanalen leiden prijsveranderingen tot structurele verschuivingen tussen sectoren en daarmee tot veranderingen in productie, inkomen en bbp. Dit sluit aan bij standaard open-economiemodellen waarin prijsprikkels via handel en sectorverschuivingen doorwerken in de economische structuur (Lejour et al., 2006; CPB, 2020; TNO, 2025d). Kostenverhogingen door CO₂-beprijzing kunnen leiden tot verschuivingen in handel, productie en investeringen, waardoor arbeid en kapitaal zich verplaatsen tussen sectoren. Wanneer deze verschuiving vooral plaatsvindt vanuit productieve, exportgerichte waardeketens naar activiteiten met lagere toegevoegde waarde, kan het bbp structureel lager uitkomen.

Het mechanisme verloopt in een samenhangende aanpassingsketen. Wanneer CO₂-beprijzing emissie-intensieve productie duurder maakt, kunnen bedrijven deze hogere kosten vaak slechts beperkt doorberekenen omdat zij concurreren met buitenlandse producenten met andere of lagere klimaatkosten. Daardoor verliezen zij exportafzet en verschuift een deel van de binnenlandse vraag naar import. Het resulterende productieverlies leidt ertoe dat arbeid en kapitaal zich verplaatsen naar andere activiteiten en naar productieketens met gemiddeld lagere toegevoegde waarde. Dit proces, herallocatie genoemd, vormt de kern van structurele economische verandering door klimaatbeleid gericht op emissiereductie in energie-intensieve sectoren. Herallocatie hoeft op zichzelf niet inefficiënt te zijn; in een goed functionerende economie verschuiven middelen voortdurend naar productievere activiteiten. Macro-economische effecten ontstaan echter wanneer de krimp vooral plaatsvindt in relatief productieve en exportgedreven waardeketens, terwijl de groei plaatsvindt in activiteiten met lagere productiviteit of minder internationale schaalvoordelen. In dat geval kan het bbp structureel op een lager niveau uitkomen (CPB, 2019; TNO, 2025d).

Deze dynamiek kan ook worden begrepen als een verschuiving van emissie-intensieve productieketens naar het buitenland, gevolgd door groei van relatief emissie-extensievere activiteiten in Nederland. Emissie-extensief betekent dat per euro toegevoegde waarde minder CO₂ wordt uitgestoten. Wanneer de krimp zich concentreert in exportgerichte en kennisintensieve ketens, terwijl de groei plaatsvindt in activiteiten met lagere productiviteit of minder internationale schaalvoordelen, kan deze structurele verschuiving leiden tot een lager bbp-niveau (TNO, 2025d; Bollen et al., 2025).

Waarom bandbreedtes belangrijker zijn dan puntschattingen

Tegelijk is het belangrijk een onderscheid te maken tussen de puntschattingen uit macro-economische modelanalyses en de bredere bandbreedte van mogelijke macro-effecten. Veel doorrekeningen rapporteren een centrale uitkomst op basis van een specifieke kalibratie van parameters, zoals handelselecticiteiten en productiestructuren. In werkelijkheid kan de range van bbp-effecten groter zijn wanneer aanvullende mechanismen worden meegenomen. Dat geldt bijvoorbeeld wanneer veranderingen in internationale waardeketens leiden tot innovatie-spillovers tussen landen of wanneer marktmacht in mondiale markten een rol speelt in de prijsvorming. Ook onzekerheid in handelsparameters speelt hierbij een belangrijke rol: hogere Armington-elasticiteiten (Armington, 1969) leiden tot sterkere sectorale reacties op prijsverschillen, maar kunnen tegelijkertijd de bbp-verliezen beperken doordat economieën gemakkelijker kunnen uitwijken naar andere markten. Omgekeerd kunnen lagere elasticiteiten of sterkere ketenafhankelijkheden grotere macro-effecten impliceren. Een deel van deze aanpassingen kan bovendien worden gedempt wanneer internationale investeringsstromen reageren op prijsverschillen. In modellen waarin buitenlandse directe investeringen expliciet worden meegenomen, kan grotere kapitaalmobiliteit extra flexibiliteit creëren in de allocatie van productie en investeringen (Markusen & Venables, 1999; Petri & Plummer, 2016).

De economische effecten lopen daarnaast niet alleen via klimaatkosten en handel. Klimaatbeleid kan ook de structuur van kennis en innovatie beïnvloeden, vooral wanneer internationale waardeketens veranderen. Analyses van Brexit laten zien dat verminderde handelsintegratie directe handels- en welvaartsverliezen kan veroorzaken, en in bredere zin kan samengaan met minder kennisuitwisseling en zwakkere innovatie-spillovers (Bollen et al., 2016). Wanneer internationaal verweven, kennisintensieve waardeketens krimpen, kan daardoor ook de innovatiecapaciteit verschuiven. Dit is relevant omdat een groot deel van innovatie in Nederland plaatsvindt in brede industriële en technologische ketens, zoals materialenontwikkeling, hightech systemen en logistiek, en niet uitsluitend in energietechnologie. Ook in sectoren zoals de chemie betreft innovatie vaak proces- en materiaalinnovatie die breder is dan het energiedomein. Veranderingen in internationale waardeketens kunnen daarom bredere innovatie-effecten hebben dan alleen op energietechnologie. Zulke dynamische effecten worden in veel klimaatanalyses slechts beperkt of impliciet meegenomen.

In theorie kan klimaatbeleid ook innovatie en investeringen stimuleren. Hogere CO₂-prijzen en energiekosten kunnen bedrijven prikkelen om nieuwe technologieën te ontwikkelen en kapitaal te investeren in schonere productieroutes. In de literatuur wordt daarbij zowel gewezen op het Porter-effect als op het mechanisme van directed technical change, waarbij prijsprikkels innovatie in schonere technologieën verschuiven (Porter & Van der Linde, 1995; Acemoglu et al., 2012). In de praktijk blijkt de omvang van dit effect echter sterk afhankelijk van institutionele en economische randvoorwaarden. In de Nederlandse context hangt de mate waarin dergelijke innovatie- en investeringsimpulsen optreden bijvoorbeeld af van factoren zoals infrastructuurcapaciteit, vergunningprocedures, toegang tot nieuwe technologie en de relatieve energieprijzen ten opzichte van buurlanden. Wanneer deze randvoorwaarden ontbreken, kan klimaatbeleid eerder als kostenprikkel werken dan als investeringsimpuls, waardoor bedrijven productie aanpassen of verplaatsen in plaats van te investeren in transformatie. Dit betekent dat hogere CO₂-prijzen op zichzelf geen garantie vormen voor een innovatiegedreven groeipad; zij kunnen even goed leiden tot herallocatie van productie wanneer de investeringsvoorwaarden ontbreken.

Omdat verschuivingen in internationale waardeketens vaak samengaan met veranderingen in handelsstromen en productielocaties, kunnen zij ook bepalen waar emissies uiteindelijk plaatsvinden. Daarmee vormt de structuur van internationale productie en handel een belangrijke schakel tussen innovatie, productie en koolstoflekage in een open economie. Wanneer beleid vooral aangrijpt op de productiekant terwijl de vraag naar eindproducten niet automatisch even sterk meebeweegt, kan productie verschuiven naar import. Emissies verdwijnen dan niet, maar verplaatsen zich. Bollen et al., (2020) vindt bij een vlakke CO₂-heffing een gemiddelde koolstoflekage van 58%, met gevoeligheden tot 100% wanneer productie gemakkelijk kan uitwijken. Binnen de EU moet het waterbedeffect sinds de invoering en hervorming van de Market Stability Reserve (MSR) genuanceerder worden geduid. De MSR onttrekt bij een groot overschot rechten aan veilingen en sinds 2023 worden rechten boven de drempel jaarlijks ongeldig gemaakt. Daardoor is het waterbed geen mechanisch één-op-één effect meer. Aanvullende nationale reductie binnen ETS-sectoren kan deels doorwerken in lagere cumulatieve EU-ETS-emissies, maar de omvang daarvan hangt af van timing, verwachtingen en de stand van de TNAC/MSR.

Voor een nationale carbon price floor, zoals onderzocht door Frontier Economics en CE Delft (2023), betekent dit dat het EU-brede emissie-effect niet per definitie nul is, maar beleids- en tijdpadafhankelijk. Resultaten uit afzonderlijke studies moeten daarom expliciet worden gelezen tegen de achtergrond van de actuele MSR-regels en hun timing. Instrumenten zoals CBAM kunnen een deel van het concurrentienadeel beperken, maar de dekking is niet volledig en export naar niet-EU-landen blijft grotendeels onbeschermd.

De mate waarin kostenstijgingen doorwerken op productie en inkomen hangt bovendien af van de veronderstelde marktform. In handelsanalyses van handelsconflicten laten Bollen en Rojas-Romagosa (2018) zien dat in modellen met monopolistische concurrentie – waarin bedrijven prijszettingmacht en schaalvoordelen hebben – handels- en kostenverstoringen sterker kunnen doorwerken dan in modellen met perfecte concurrentie. Macro-modellen die uitgaan van volledige concurrentie kunnen daardoor structurele verliezen in een open economie onderschatten.

Het nationale perspectief moet daarom worden onderscheiden van Europese impact assessments. Voor de EU als geheel bestaan uitgebreide analyses van Fit for 55 en de Green Deal door de Europese Commissie en internationale instellingen. Deze geven inzicht in effecten op EU-niveau, maar vormen geen directe gids voor Nederland. De Nederlandse economie heeft een relatief groot energie-intensief industrieel cluster, een hogere handelsopenheid dan het EU-gemiddelde en een sterke integratie in internationale waardeketens. Daardoor kunnen macro-effecten van EU-breed klimaatbeleid in Nederland substantieel afwijken van EU-gemiddelden.

Naarmate het beleid en de economie richting klimaatneutraliteit beweegt, wordt de macro-afruïl scherper. De marginale reductiekosten – de kosten van de volgende ton CO₂-reductie – stijgen wanneer de relatief goedkope maatregelen zijn benut. In TNO-scenario's voor 2040 kunnen ETS-prijzen in de orde van 500 euro per ton nodig zijn, wat de druk op energie-intensieve waardeketens vergroot (TNO, 2025d). Dit is ook relevant voor 2030 omdat investeringsbeslissingen voor industriële installaties vaak tien tot twintig jaar vooruitlopen. Onzekerheid over het pad richting 2040 beïnvloedt dus al de investeringskeuzes in 2030.

De genoemde macro-uitkomsten moeten daarom worden gelezen als scenario-uitkomsten onder specifieke modelaannames, niet als voorspellingen, maar als orde-grooten onder specifieke modelaannames. Onzekerheid komt voort uit handelselecticiteiten, arbeidsmarkt-aannames, marktform, de mate waarin innovatie-effecten zijn meegenomen en geopolitieke ontwikkelingen die energieprijzen en investeringszekerheid beïnvloeden. Daarom zijn bandbreedtes belangrijker dan puntschattingen. Voor beleid betekent dit dat het belangrijk is om korte-termijnkeuzes te identificeren die robuust zijn onder verschillende internationale, technologische en geopolitieke scenario's.

Macro-studies tot en met 2030 met kwantitatieve uitkomsten

Voor 2030 bestaan meerdere Nederlandse deelstudies met macro-economische kwantificeringen, maar deze beantwoorden verschillende vragen en zijn daarom niet direct vergelijkbaar. Een eerste ijkpunt is de CPB-doorrekening van het ontwerp-Klimaatakkoord. Deze analyse rapporteert de budgettaire effecten, lastenverdeling en macro-economische doorwerking van het pakket maatregelen uit het ontwerp-Klimaatakkoord, doorgerekend ten opzichte van het toenmalige economische basispad. In deze doorrekening resulteert het beleid in 2030 in een bbp-niveau dat ongeveer 0,5% lager ligt dan zonder het akkoord, terwijl CPB aangeeft dat de doorwerking via verplaatsing van productie in deze analyse beperkt of zelfs nihil is (CPB, 2019).

Een tweede bron betreft de studie van Frontier Economics en CE Delft (2023) naar een carbon price floor voor elektriciteitsopwekking en industrie. In deze impactanalyse worden de effecten voor de elektriciteitssector doorgerekend met een Europees dispatchmodel en voor de industrie met WorldScan. In gevoeligheidsanalyses voor 2030 worden bbp-effecten gerapporteerd tussen 0% en circa -0,2%, afhankelijk van de hoogte en vormgeving van de minimumprijs. Voor de industrie wordt in varianten met een hogere minimumprijs een maximale productiedaling van circa 1,3% gevonden. De studie benadrukt daarnaast dat het waterbedeffect de directe emissiereductie binnen het EU-ETS kan beperken wanneer nationale maatregelen plaatsvinden binnen een vast Europees emissieplafond.

Een derde, expliciet op Nederland gerichte open-economieanalyse betreft energiekostenverschillen tussen Nederland en buurlanden (Bollen et al., 2025), waar macro-economische effecten met een structureel elektriciteitskostennadeel voor Nederland ten opzichte van omliggende landen van 50 euro per MWh gesimuleerd. Dit kan leiden tot een bbp-verlies in 2030 van 0,7% tot 1,0%, met een productiedaling in de industrie van 7% tot 12% en in de chemie van 11% tot 17%. Binnen dezelfde analyse wordt ook een variant besproken waarin een kostennadeel op gas wordt gemodelleerd, in de orde van 18 eurocent per m³. In dat geval wordt voor 2030 een kleiner maar nog merkbaar bbp-effect gevonden, in de orde van -0,2% tot -0,5%, en een productiedaling in de industrie van 2% tot 3%.

De auteurs van deze laatste analyse rapporteren expliciet dat de bandbreedte groot is doordat de uitkomsten gevoelig zijn voor aannames over internationale substitutie, dus hoe gemakkelijk vraag en productie naar het buitenland kunnen uitwijken. Dit illustreert een belangrijk kenmerk van macro-modelanalyse: dezelfde kostenprikkel kan, afhankelijk van aannames over handelshandelsoptimaliteit en internationale concurrentie, leiden tot verschillende aanpassingspaden. Daarom worden de resultaten doorgaans als bandbreedtes gerapporteerd in plaats van als één puntschatting, zodat de uitkomsten kunnen worden geïnterpreteerd als orde-grootten onder verschillende aannames (Bollen et al., 2025).

Daarnaast verschillen de studies niet alleen in beleidsvraag en schokdefinitie, maar ook in modelopzet en parameterkeuzes. De cijfers moeten daarom als orde-grootten binnen hun eigen aannameset worden gelezen, voor specifieke instrumenten of kostenschokken. Het is daarom belangrijk geen schijnzekerheid te suggereren: bij zeer hoge reducties zijn de kostencurves aan de staart onzeker en spelen mondiale ontwikkelingen, zoals technologische vooruitgang en veranderingen in handelsstructuren, een grote rol. Dat pleit voor scenariovergelijking, gevoeligheidsanalyses en expliciete randvoorwaarden, in plaats van één enkel getal zonder context.

Binnen de hier geraadpleegde bronset is geen integrale macro-doorrekening gevonden voor Nederland in 2030 die het volledige EU-beleidspakket – zoals Fit for 55 en mogelijke vervolgstappen richting een Clean Industrial Deal – in één samenhangend scenario combineert en daarbij bbp-effecten voor Nederland rapporteert. De beschikbare studies zijn vooral deelanalyses die afzonderlijke instrumenten of specifieke kostenschokken kwantificeren. Dit onderstreept de behoefte aan een geïntegreerd analytisch raamwerk waarin micro-kosten van de energietransitie en macro-economische effecten consistent met elkaar worden verbonden.

Waarom risico's richting 2040 toenemen

Richting 2040 intensiveert het EU-breed klimaatbeleid omdat het pad verschuift van relatief goedkope reducties naar “laatste tonnen” in sectoren waar emissies moeilijker te vermijden zijn. In de TNO-doorrekening voor 2040 is het Klimaatplan-scenario gericht op zeer diepe emissiereducties en ontstaan zeer hoge CO₂-prijzen, onder meer in de orde van 500 euro per ton CO₂ in de Europese ETS-systematiek (TNO, 2025d).

In de duiding van deze lange-termijnuitskomsten maakt TNO onderscheid tussen effecten van verschillende orde. Hierbij verwijst “orde” niet naar de grootte van het effect, maar naar het bestuurlijke en economische schaalniveau waarop de relevante onzekerheid ontstaat. Eerste-orde effecten betreffen binnenlandse beleidskeuzes, zoals fiscaal en regulatorisch beleid, infrastructuurontwikkeling, subsidies, vergunningverlening en uitvoeringscapaciteit. Tweede-orde effecten hebben betrekking op Europese beleidsinteracties, waaronder de ontwikkeling van instrumenten zoals ETS-1, ETS-2 en CBAM. Derde-orde effecten verwijzen naar mondiale ontwikkelingen, zoals veranderingen in wereldhandel, energieprijzen, technologische doorbraken en geopolitieke dynamiek. Dit onderscheid helpt te verklaren waarom verschillen tussen nationale beleidsvarianten soms kleiner kunnen zijn dan de onzekerheid die voortkomt uit het internationale economische en geopolitieke decor.

De macro-economische uitkomsten in de TNO-studie laten zien dat de hoge CO₂-prijsprikkels en bijbehorende relatieve prijsveranderingen die nodig zijn om diepe emissiereducties te realiseren, gepaard kunnen gaan met structurele verschuivingen in de economie. Het gaat daarbij om prijsprikkels die voortkomen uit het EU-ETS en aanverwante beleidsinstrumenten, die in scenario's met zeer diepe emissiereducties kunnen oplopen tot enkele honderden euro per ton CO₂. In het Klimaatplan-scenario (90% emissiereductie in 2040) ligt het bbp in 2040 volgens TNO ongeveer 2,1% lager dan in het basispad (KEV). Tegelijk daalt de export met ongeveer 4% en de import met ongeveer 2%, terwijl de ruilvoet met ongeveer 1% verbetert. Dit patroon is consistent met gedeeltelijke kostendoorberekening in prijzen, gecombineerd met volumeverlies in handel. De tabel met sectoruitskomsten laat daarbij forse krimp zien in energie-intensieve ETS-1-sectoren, zoals chemie en basismetaleen (TNO, 2025d).

De onzekerheid neemt toe naarmate het beleid dichterbij klimaatneutraliteit komt. Aan de staart van reductie-kostencurves zijn de onzekerheden groot. Modeluitkomsten moeten daarom vooral worden gelezen als orde-grootten binnen een specifieke set aannames over technologie, infrastructuur en internationale context. Dit is relevant voor beleid omdat het vraagt om bandbreedtes en gevoeligheidsanalyses, en om expliciet te maken welke randvoorwaarden al dan niet zijn verondersteld.

Voor de interpretatie richting 2030 is de kernles dat beleidspaden naar 2040 de investeringsomgeving in 2030 bepalen. Als bedrijven verwachten dat kostenverschillen en infrastructuurknelpunten lang aanhouden, kan dat al in de jaren tot 2030 leiden tot het uitstellen van investeringen, rationalisatie of verplaatsing, waardoor de macro-effecten eerder inzetten dan het formele doeljaar (TNO, 2025d).

Geïntegreerde analyse van energiesysteem en macro economie

Binnen de geraadpleegde bronnen is TNO (2025d) relevant omdat deze studie macro-modelberekeningen koppelt aan energiesysteemberekeningen, waardoor macro-effecten niet losstaan van aannames over technologie, infrastructuur en energiesysteemberekeningen. TNO koppelt hiervoor het energiesysteemmodel OPERA aan het algemeen-evenwichtsmodel WorldScan en rapporteert zowel systeemkosten als macro-economische indicatoren. De gerapporteerde orde-grootten sluiten aan bij eerdere WorldScan-analyses voor Nederland, waaronder de CPB-doorrekening van het Klimaatakkoord met een bbp-effect van circa -0,5% in 2030 (CPB, 2019). In TNO (2025d) zijn bovendien latere beleidswijzigingen uit het Europese klimaatbeleid in de scenario-aannames verwerkt.

Tegelijk is het belangrijk te realiseren dat in TNO (2025d) WorldScan is gebruikt, een algemeen-evenwichtsmodel voor internationale beleidsanalyse (Lejour et al., 2006), dat in deze toepassing is geïkt op GTAP9-data (Aguiar et al., 2016). CPB gebruikt voor recente analyses onder meer het GREEN-R-model, dat op een nieuwere databasis is gekalibreerd (CPB, 2023). Voor de interpretatie van modelresultaten is echter niet alleen het basisjaar van de input-outputstructuur relevant. In beide typen modellen wordt eerst een economisch basispad tot circa 2030 of 2040 geconstrueerd, waarin groei van productie, handel en energiegebruik de economische structuur aanzienlijk verandert. Daardoor worden handelsstromen en sectorstructuren in belangrijke mate bepaald door het veronderstelde groeipad en de beleidsveranderingen in het scenario, en waarschijnlijk minder door het exacte startjaar van de input-outputtabel.

Vanuit dat perspectief zijn analyses met WorldScan en GREEN-R vooral complementair: zij gebruiken verschillende databronnen en modelstructuren, maar analyseren vergelijkbare mechanismen rond internationale concurrentie, handel en de macro-economische effecten van klimaatbeleid. Tegelijk blijft voor de analyse van een grote energiesysteemschok, zoals een transitie naar netto 90% emissiereductie, de geïntegreerde koppeling van een energiesysteemmodel met een macro-economisch model essentieel. In dat opzicht biedt de koppeling van OPERA en WorldScan in TNO (2025d) een belangrijk analytisch anker, omdat de macro-economische effecten direct worden gekoppeld aan onderliggende aannames over technologie, infrastructuur en systeemkosten in de energievoorziening.

In dezelfde bronset wordt expliciet aandacht besteed aan onzekerheden om schijnzekerheid te voorkomen. De gepresenteerde resultaten worden nadrukkelijk als scenario-uitkomsten gedeut, en in de beperkingenparagraaf worden risicofactoren genoemd rond marktdynamiek, mondiale transitiepaden, arbeidsmarktfricties en geopolitiek. Dit onderstreept dat de gerapporteerde macro-uitkomsten niet als voorspellingen moeten worden geïnterpreteerd, maar als orde-grootten onder specifieke modelaannames (TNO, 2025d).

Dit geïntegreerde perspectief sluit direct aan bij de structuur van het bredere raamwerk. Dit startrapport positioneert energiesysteemberekeningen als som van afschrijving, kapitaalkosten, operationele en onderhoudskosten en brandstofkosten, en vraagt expliciet om de doorvertaling naar rekeningen van huishoudens en bedrijven, en naar overheidsinkomsten en uitgaven. De macro-sectie is vervolgens de stap waarin deze micro-onderdelen worden samengebracht tot trade-offs op bbp, handel en inkomensverdeling.

8.2 Externe invloeden

Externe invloeden bepalen in hoge mate of EU-breed klimaatbeleid in Nederland vooral werkt als transitieprikkelaar, of vooral als kosten- en concurrentieschok. Het meest directe kanaal is het internationale energiekostenverschil, omdat energie-intensieve sectoren in Nederland concurreren met producenten in andere EU-landen en daarbuiten. Bollen et al. (2025) laten zien dat een structureel elektriciteitskostennadeel van 50 euro per MWh in 2030 grote macro- en sectoreffecten kan veroorzaken, juist omdat de Nederlandse industrie exportgericht is.

Een tweede externe invloed is internationale beleidsasymmetrie. Wanneer klimaatbeleid tussen EU-landen verschilt in strengheid of tempo ontstaan kostenverschillen tussen producenten. Dat kan leiden tot koolstoflekkage: productie verschuift naar regio's met minder stringente klimaatregels terwijl de mondiale vraag naar producten grotendeels gelijk blijft. Emissies verdwijnen dan niet, maar verplaatsen zich (Gerlagh et al., 2024). CPB (2020) vindt bij een vlakke nationale CO₂-heffing een gemiddelde koolstoflekkage van ongeveer 58%, met gevoeligheden tot circa 100% wanneer productie relatief eenvoudig kan uitwijken.

Binnen de EU speelt daarnaast de interactie met het EU-ETS. Nationale reductiemaatregelen in ETS-sectoren leiden niet automatisch tot één-op-één extra emissieruimte elders. Door de Market Stability Reserve (MSR) wordt bij een groot overschot aan emissierechten een deel van de rechten uit de markt genomen en sinds de hervormingen van het ETS worden rechten boven de MSR-drempel zelfs permanent geannuleerd (EC, 2023). Daardoor kan aanvullende nationale reductie in sommige situaties wél bijdragen aan lagere cumulatieve EU-emissies, al blijft de omvang van het waterbedeffect afhankelijk van timing en marktomstandigheden (Gerlagh et al., 2024).

Naast CO₂-beprijzing beïnvloedt ook flankerend beleid de mate waarin productie daadwerkelijk verplaatst. Binnen de EU zijn in de afgelopen jaren verschillende instrumenten ontwikkeld die concurrentienadelen van energie-intensieve industrie moeten beperken, zoals het Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), verruiming van staatssteunkaders voor industriële decarbonisatie en recente initiatieven rond de Clean Industrial Deal (EC, 2025). Deze instrumenten kunnen het concurrentienadeel op de Europese markt gedeeltelijk beperken, maar de dekking blijft onvolledig en voor export naar derde landen biedt CBAM geen bescherming (Frontier Economics & CE Delft, 2023). Daardoor blijft de internationale concurrentiepositie van energie-intensieve sectoren gevoelig voor mondiale beleidsverschillen.

Een derde externe invloed betreft uitvoerbaarheid en randvoorwaarden. TNO (2025d) benadrukt dat volledige klimaatneutraliteit in 2040 technisch haalbaar is, maar alleen als aan systeemvoorwaarden is voldaan. Denk hierbij aan de beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit, tijdige netaanleg en CCS-infrastructuur, die randvoorwaardelijk zijn voor industriële verduurzaming in Nederland. Als deze voorwaarden niet tijdig worden ingevuld, verschuift de aanpassing richting productiekrimp in plaats van transformatie, met een groter risico op structureel verlies van Nederlandse en Europese waardeketens.

Deze combinatie van prijs- en uitvoeringsonzekerheid maakt adaptief beleid relevant. Adaptief beleid betekent in deze context dat beleid wordt ontworpen voor meerdere plausibele toekomstbeelden, en dat expliciete momenten en indicatoren worden ingebouwd om bij te sturen als energieprijzen, ETS-prijzen, technologie of infrastructuurontwikkeling afwijken. TNO gebruikt zelf scenario's en gevoeligheden om de kwetsbaarheid van uitkomsten voor aannames zichtbaar te maken, wat een directe basis biedt voor zo'n adaptieve aanpak.

Een praktische implicatie is dat adaptief beleid zich richt op robuuste maatregelen, die in uiteenlopende scenario's gunstige maatschappelijke effecten hebben, zoals versnelling van netuitbreiding, het beperken van langdurige energiekostenadelen en het ontwerpen van subsidie-instrumenten die bij hogere CO₂-prijzen automatisch meer transitie-investeringen uitlokken. Dit sluit aan bij de nadruk op eerste-orde beleidsknoppen en op het werken met scenario's en gevoeligheden.

8.3 Overheidskeuzes in industriebeleid

De macro-economische analyse laat zien dat overheidskeuzes een belangrijke rol spelen in de verdeling en omvang van de kosten van de energietransitie. Beleidsinstrumenten bepalen namelijk of kosten vooral neerslaan als verlies van industriële productie en koolstoflekkage, of dat zij leiden tot versnelling van investeringen en een geleidelijke herstructurering van de economie. Daarmee beïnvloedt beleid niet alleen de totale macro-kosten, maar ook voor welke groepen en sectoren deze kosten en baten uiteindelijk terechtkomen.

Een eerste keuze betreft de instrumentmix. Beprijzing en normering geven prikkels om emissies te reduceren, maar zonder aanvullende randvoorwaarden – zoals infrastructuur, vergunningverlening en toegang tot nieuwe technologie – kunnen deze prikkels vooral als kostenverhoging werken. De TNO-studie laat zien dat macro-uitkomsten sterk afhangen van de mate waarin systeemvoorwaarden voor elektrificatie, CCS en andere emissiereductie-opties tijdig beschikbaar zijn (TNO, 2025d).

Een tweede beleidskeuze betreft de rol van subsidie-instrumenten en staatssteunkaders bij het overbruggen van investeringsrisico's in industriële decarbonisatie. Veel schone productieroutes kennen in de beginfase hogere kosten dan bestaande fossiele technologieën, terwijl investeringen vaak kapitaalintensief en onzeker zijn (TNO, 2025d). In de literatuur worden daarom instrumenten genoemd die het tijdelijke kostengat tussen een schone productieroute en de marktprijs overbruggen. Een belangrijk voorbeeld zijn contract-for-difference-achtige regelingen, waarbij een overheid gedurende een overgangperiode het verschil compenseert tussen de marktprijs en de kostprijs van een koolstofarme productieroute (Newbery et al., 2019). Dergelijke instrumenten kunnen investeringsrisico's verlagen, kapitaal eerder mobiliseren en daarmee de herstructurering van industriële waardeketens versnellen (Newbery et al., 2019). Binnen de EU wordt de toepassing van dergelijke instrumenten mede mogelijk gemaakt door verruimde staatssteunkaders voor industriële decarbonisatie en clean-techinvesteringen (EC, 2024; EC, 2025), waardoor lidstaten meer beleidsruimte hebben om transitie-investeringen tijdelijk te ondersteunen.

Een derde keuze is het creëren van een gelijk speelveld in energiekosten binnen de EU. Bollen et al. (2025) laten zien dat het bbp-verlies bij een groot elektriciteitskostennadeel in 2030 aanzienlijk kan zijn. Daarmee wordt een belangrijk beleidsdilemma zichtbaar: beleid kan micro-economisch sturen op emissies, maar macro-economisch onbedoeld leiden tot krimp als het kostenniveau structureel afwijkt van het buitenland.

Een vierde keuze betreft de governance van de uitvoering in industriële clusters. TNO stelt voor om rond Rotterdam een tijdelijke Speciale Economische Zone (SEZ) in te richten, met als doel om de industrie in dat gebied kostenefficiënter te laten verduurzamen en infrastructuur, vergunningverlening en investeringen integraal te organiseren. In de betreffende publicatie wordt dit gepresenteerd als een manier om klimaatvertraging te voorkomen en het risico op macro-economisch verlies te beperken, door een "integreerend uitvoeringsmandaat" te creëren waarin randvoorwaarden en investeringen in samenhang worden aangestuurd (TNO, 2026b).

Ten slotte volgt uit de onzekerheden dat ook beleidskeuzes adaptief moeten zijn. Dat betekent niet 'uitstel', maar juist het kiezen van korte-termijn maatregelen die in meerdere lange-termijnscenario's nuttig zijn, zoals versnelling van netuitbreiding, het verlagen van investeringsrisico's voor elektrificatie en CCS, en het beperken van structurele kostennadelen voor transitie-kritische industrie. De scenario- en gevoeligheidsresultaten in TNO (2025d) bieden aanknopingspunten om zulke robuuste opties binnen een geïntegreerd macro-economisch en techno-economisch analysekader te identificeren.

8.4 Synthese en kennislacunes

Klimaatbeleid heeft in Nederland duidelijke macro-economische effecten, omdat Nederland een kleine open economie is met een relatief groot energie-intensief industriecluster. De macro-doorwerking verloopt via veranderingen van relatieve prijzen door CO₂-beprijzing, energiebelastingen, normen en subsidies. De kosten zullen stijgen in emissie-intensieve sectoren en beïnvloeden daarmee handel, investeringen en sectorstructuur. Bedrijven kunnen hogere klimaatkosten internationaal slechts beperkt doorberekenen. Net als in de meeste data-gekalibreerde macro-economische modelstudies leidt dit tot verlies aan export, hogere import en herallocatie van arbeid en kapitaal. Het bbp komt daarbij vooral lager uit wanneer productie verschuift vanuit relatief productieve, exportgerichte waardeketens naar activiteiten met lagere toegevoegde waarde, of wanneer de aanpassing gepaard gaat met fricties op kapitaal-, kennis- en arbeidsmarkten. Dit kan versterkt worden door marktform en verlies aan kennis- en innovatie-spillovers bij afnemende internationale waardeketens.

Kwantitatieve inzichten tot 2030, en toenemende risico's richting 2040

Voor 2030 bestaan meerdere Nederlandse deelstudies met macro-economische kwantificeringen, maar deze beantwoorden verschillende vragen en zijn daarom niet direct vergelijkbaar. Sommige studies analyseren Nederlands beleid bovenop het EU-kader, andere EU-breed beleid, en weer andere simuleren energiekostenschokken of specifieke instrumenten. Vergelijking zonder expliciete afbakening van beleidsniveau en instrument geeft daarom snel een verkeerd beeld van de orde-grootte van de effecten. Het bbp-verlies van het Klimaatakkoord werd geschat op 0,5%. Bij een structureel elektriciteitskostennadeel ten opzichte van buurlanden wordt het bbp-verlies geschat op 0,7% tot 1,0%, met forse productiedalingen in energie-intensieve sectoren. De bandbreedtes zijn groot. Er bestaat geen integrale macro-doorrekening voor 2030 voor Nederland van de Fit for 55 en recente Clean Industrial Deal-uitwerkingen. Richting 2040 nemen risico's toe doordat het beleid verschuift naar duurdere CO₂-reductie. In 2040 kost het beleid zo'n 2% van het bbp en krimpen export en productie van energie-intensieve sectoren substantieel. Lange-termijn verwachtingen beïnvloeden al huidige investeringsbeslissingen.

Beleidsimplicaties

De bbp-verliezen hangen af van beleidskeuzes. Tijdige realisatie van systeemvoorwaarden (netten, CCS, infrastructuur, vergunningen) is randvoorwaardelijk om het bbp-verlies te beperken (bijvoorbeeld die 2% in 2040). Het voorkomen van structurele kostennadelen ten opzichte van andere EU-landen is essentieel om waardeketenschade te vermijden. Gerichtte subsidies en risicodeling kunnen de transitie versnellen. Gezien deze onzekerheden moet beleid adaptief zijn en steunen op robuuste lessen uit bandbreedtes van geïntegreerde lange-termijnsenario's, waarin macro-economische modellen en techno-economische optimalisaties consistent zijn gekoppeld.

9 Referenties

- ABNAMRO (2025). *Scenarios shaping EU ETS prices*.
- Acemoglu, D., Aghion, P., Bursztyn, L., & Hemous, D. (2012). The environment and directed technical change. *American Economic Review*, 102(1), 131–166.
- Aguiar, A., Narayanan, B., & McDougall, R. (2016). *An overview of the GTAP 9 Data Base*. *Journal of Global Economic Analysis*, 1(1), 181–208.
- Armington, P. S. (1969). A theory of demand for products distinguished by place of production. *IMF Staff Papers*, 16(1), 159–178.
- Bollen, J., Deelen, A., Hoogendoorn, S., en Trinks, A., (2020). *CO₂-heffing en verplaatsing (CPB Achtergronddocument)*. Den Haag: CPB.
- Bollen, J., en Rojas-Romagosa, H. (2018). *Trade wars: Economic impacts of US tariff increases and retaliations*. CPB Background Document.
- Bollen, J., Hers, S., Nagy, R., en van Kempen, J. (2025). *Compensatie energiekosten nodig voor concurrentievermogen industrie*. ESB, 110(4847), 300–303.
- Bollen, J., Meijerink, G., and Rojas-Romagosa, H. (2016). *Nederlandse kosten Brexit door minder handel (CPB Policy Brief 2016/07)*. Centraal Planbureau.
- CBS (2025a). *Nederlandse afhankelijkheid van kritieke materialen*. Opgehaald van: <https://www.cbs.nl/nl-nl/longread/rapportages/2025/nederlandse-afhankelijkheid-van-kritieke-materialen>
- CBS (2023). *Hernieuwbare energie in Nederland 2022 - windenergie*. Opgehaald van: <https://www.cbs.nl/nl-nl/erratum/2023/41/hernieuwbare-energie-in-nederland-2022/4-windenergie>
- CBS (2025b). *Hernieuwbare energie in Nederland 2024 - algemene overzichten*. Opgehaald van: <https://www.cbs.nl/nl-nl/longread/rapportages/2025/hernieuwbare-energie-in-nederland-2024/2-algemene-overzichten>
- CBS (2025c). *Investerings in beperken klimaatverandering in vier jaar bijna verdubbeld*. Opgehaald van: <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2025/28/investerings-in-beperken-klimaatverandering-in-vier-jaar-bijna-verdubbeld>
- CBS (2026a). *Uitgave binnen het energiesysteem*. Opgehaald van: <https://www.cbs.nl/nl-nl/longread/aanvullende-statistische-diensten/2026/uitgaven-binnen-het-energiesysteem>
- CBS (2026b). *Energietransitie (ORET) 2019-2024*. Opgehaald van: <https://www.cbs.nl/nl-nl/longread/discussion-papers/2026/overheidsrekening-energietransitie--oret---2019-2024>
- CE Delft (2023). *Handboek Milieuprijzen 2023*.
- CE Delft (2026). *Proefopstellingen thuisbatterijen*.
- CPB (2019). *Doorrekening ontwerp-Klimaatakkoord*.
- CPB (2023). *GREEN-R: Een algemeen evenwichtsmodel voor analyse van klimaatbeleid*.
- CPB (2023a). *Simulatie energieprijzen en bedrijfswinsten*

- De Bruyn, S. (2023). Vanuit welvaart gezien zijn de verschillen tussen groene groei en degrowth klein. *Economisch Statistische Berichten*, [512-515_deBruyn-2.pdf](#)
- DNB (2025a). *Competitiveness of the Dutch energy-intensive industry: energy prices, grid costs and ETS*
- DNB (2025b). *Heterogeniteit van de effecten van uitstootbeprijzing op de Nederlandse industrie*
- Duyster, H., & Terwel, R. (2021). *Een essay over de financiering van de Energietransitie tussen 2020 en 2050*. Kalavasta & Berenschot.
- Eble, L., & Weeda, M. (2024). *Evaluation of the levelised cost of hydrogen based on proposed electrolyser projects in the Netherlands*.
- EC (2023). *EU emissions trading system and Market Stability Reserve*. European Commission.
- EC (2024). *Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy*. European Commission.
- EC (2025). *Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF)*. European Commission.
- EU (2023a). *RefuelEU aviation – sustainable air transport*. Opgehaald van: <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/refueeu-aviation-sustainable-air-transport.html#:~:text=MAIN%20DOCUMENT,52%E2%80%93104>).
- EU (2023b). *Decarbonising maritime transport – FuelEU Maritime*. Opgehaald van: https://transport.ec.europa.eu/transport-modes/maritime/decarbonising-maritime-transport-fueeu-maritime_en#:~:text=%20Maritime.%20*%20Decarbonising%20maritime%20transport%20%E2%80%93%20FuelEU%20Maritime.
- Frontier Economics, & CE Delft. (2023). *Carbon price floor for electricity generation and industry: A study for the Dutch Ministry of Finance*. Rotterdam.
- Gasparini, Mulder & Bakens (2025). *Mapping regional vulnerability to the energy transition: the case of the Netherlands*
- Gerlagh, R., Heijmans, R., Rosendahl, K., & Storrøsten, H. (2024). *Overlapping climate policies and the EU ETS*. Tilburg University.
- HCSS & Roland Berger (2025). *The strategic importance of chloralkali and sustainable aviation fuel for the EU & Saudi Arabia*.
- Hermans. (2026, 02 10). *Kamerbrief Collectieve Warmte februari 2026*. Opgehaald van: <https://open.overheid.nl/documenten/b358bb52-1410-4382-8562-f37668bd3be1/file>
- IBO (2025). *Schakelen naar de toekomst IBO Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur*
- IPCC. (2022). *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (AR6 WGIII)*, Section 3.6.1.2. Cambridge: Cambridge University Press.
- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2022). *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (AR6 WGIII)*, Section 3.6.2. Cambridge: Cambridge University Press.
- Kalavasta (2025). *Kostenbeeld Netbeheer Nederland scenario's 2025 (nog niet gepubliceerd)*
- KGG (2025, 07 14). *Kamerbrief 14 juli 2025*. Opgehaald van: <https://open.overheid.nl/documenten/56d258fb-8596-4cfb-ba71-7cf274722a0d/file>
- Koeman, N., Konijn, S., & Lenders, E. (2024). *Investeringsmonitor Energietransitie 2023*. SEO. Opgehaald van: <https://www.nvde.nl/wp-content/uploads/2024/11/2024-117-Investeringsmonitor-Energietransitie-2023.pdf>

- KiM (2025). *Betaalbare mobiliteit? Een verkenning van prijzen van mobiliteit, huishouduitgaven aan vervoer, en betaalbaarheidsproblemen.*
- KPMG (2025). *De businesscase van zon-PV, wind op land en co-located BESS.*
- Lejour, A., Veenendaal, P., Verweij, G., & van Leeuwen, N. (2006). *WorldScan: A model for international economic policy analysis.* CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis.
- Markusen, J. R., & Venables, A. J. (1999). Foreign direct investment as a catalyst for industrial development. *European Economic Review*, 43(2), 335–356.
- Netbeheer Nederland (2023). *Het energiesysteem van de toekomst: de Il3050-scenario's.*
- Newbery, D., Pollitt, M., Reiner, D., & Ritz, R. (2019). The role of contracts for difference in low-carbon electricity investment. *Energy Policy*, 126, 484–490.
- Paris Agreement. (2015). *Paris Agreement.* United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), Article 4(4).
- PBL (2020). *Nationale kosten van maatregelen gericht op het realiseren van doelstellingen uit het Energieakkoord 2013*
- PBL (2019). *Stikstof in perspectief.*
- PBL (2023). *Advies Basisbedragen SDE++ 2023.*
- PBL (2025a). *Actualisering monetaire milieuschade.*
- PBL (2025b). *Klimaat- en Energieverkenning 2025.*
- PBL (2025c). *Groene waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid.*
- PBL (2026). *Advies Basisbedragen SDE++ 2026.*
- Petri, P. A., & Plummer, M. G. (2016). The economic effects of the Trans-Pacific Partnership: New estimates. Peterson Institute for International Economics.
- Porter, M. E., & Van der Linde, C. (1995). Toward a new conception of the environment–competitiveness relationship. *Journal of Economic Perspectives*, 9(4), 97–118.
- Quintel (2024). *Pilot Financieel Inzicht in de Energietransitie (FIT).* Opgehaald van: <https://www.invest-nl.nl/nl/nieuws/kosten-en-investeringsopgave-van-de-energietransitie-in-beeld>
- Rekenkamer, A. (2024). *Opslag van CO2 in de Noordzee.* Opgehaald van: https://www.eerstekamer.nl/overig/20240402/over_winsten_onder_water_bijlage/document
- Rekenkamer, A. (2025). *Een koud bad voor warmtenetten.* Opgehaald van: <https://www.rekenkamer.nl/documenten/2025/02/04/een-koud-bad-voor-warmtenetten>
- Rijksoverheid (2024). *Regeerprogramma / coalitieakkoord (bevestiging ambitie bouw twee kerncentrales rond 2040 en opschaling richting vier in 2050).*
- Rijksoverheid (2025, 17 oktober). *Kamerbrief voortgang nieuwbouw kerncentrales.* Verzonden aan de Tweede Kamer.

Rijksoverheid.nl (2022). € 4,1 miljard toegekend aan duurzame projecten. Opgehaald van: <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2022/07/01/%E2%82%AC-41-miljard-toegekend-aan-duurzame-projecten#:~:text=Deze%20projecten%20zijn%20allemaal%20gelinkt%20aan%20het,een%20aanvraag%20indienen%20bij%20de%20SDE++%202022.>

RVO (2024). *Subsidieregeling grootschalige productie volledig hernieuwbare waterstof via elektrolyse (OWE)*. Opgehaald van: <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/owe>

RVO (2025). *Monitor zon-PV 2025*. Opgehaald van: <https://open.overheid.nl/documenten/c8667f4b-2127-4a8e-acc9-e852cbbf75bf/file>

TNO (2020). *Waterstof: duurzame energie van de toekomst*.

TNO (2022). *De verwachte impact van windturbines op huizenprijzen in Nederland. Een ruimtelijke analyse voor de periode 2020-2030*.

TNO (2023). *Financing the Energy Transition in the Netherlands*.

TNO (2024a). *Toekomst van het Nederlandse energiesysteem*

TNO (2024b). *Small modular reactors in the Dutch energy system* (TNO 2024 P11768).

TNO (2024c). *De energietransitie en het risico op vervoersarmoede*

TNO (2025a). *Weerbaarheid van het energiesysteem tegen een energiecrisis*.

TNO (2025b). *Integratiestudie kernenergie* (TNO-2025-R10612).

TNO (2025c). *Systeemkostenanalyse kernenergie*.

TNO (2025d). *Macro-economische effecten klimaatbeleid 2040*.

TNO (2025e). *R10246 – Referentiescenario broeikasgasemissies 2045-2055 ten behoeve van de INEK-rapportage 2025*

TNO (2025f) *De invloed van overheidsbeleid op energiearmoede* (TNO 2025 R12588) .

TNO (2025g). *Comparison of future cost of renewable energy between regions*.

TNO & CBS (2025). *Energiearmoede in Nederland 2019-2024* (TNO-2025-R11172).

TNO (2026a). *Project INKTVIS: bouwen aan zicht op de kosten van de energietransitie*.

TNO (2026b). *Tijdelijke Speciale Economische Zone rond Rotterdam om klimaatvertraging te voorkomen*.

TNO (2026c). *26-industriescenario's* (nog niet gepubliceerd)

Todeschi, V., Bertoldi, P., Hernandez, M. G., Clementi, E., Treville, A., & Melica, G. (2025). *Financial instruments for mitigation, adaptation and energy poverty actions*. JRC Publications Repository. <https://doi.org/10.2760/4912270>

Werkgroep discontovoet (2025). *Rapport Werkgroep discontovoet 2025*. Open Overheid. <https://open.overheid.nl/documenten/43d845b2-d837-4e34-9a46-dffe460e043a/file>.

Ziyang, H. e. (2025). *Research Status and Technical Analysis of CO2 Conversion of In-service Oil and Gas Pipelines*. *Journal of Pipeline Science and Engineering*.

Bijlage 1. Klimaatschade, baten en macro-economische kosten

Deze bijlage presenteert de aannames om tot een berekening te kunnen komen van de gemonetariseerde afname van de schade van het KEV-pad met het gemiddelde Klimaatplan-pad richting circa 90% netto-emissiereductie in 2040 en netto-nul rond 2050. De waardering van emissies sluit aan bij de efficiënte CO₂-prijzen uit WLO 2025 (tabel 1), dat wil zeggen scenarioafhankelijke schaduwrijzen voor kostenefficiënte emissiereductie in maatschappelijke kosten-batenanalyses. In de rekenvariant is daarbij gerekend met een discontovoet van 2,2% en met een bbp-pad conform KEV 2024. Beschrijvende cijfers in de hoofdtekst verwijzen, waar relevant, naar recentere bronpublicaties zoals KEV 2025.

Tabel 1. Efficiënte CO₂-prijzen uit CPB & PBL (2025) (in euro per ton CO₂)

Scenario	Tempo klimaatbeleid	2025	2050
Laag	snel	369	643
Laag	vertraagd	138	241
Hoog	snel	157	274
Hoog	vertraagd	127	222

Bron: CPB, & PBL (2025).

De tabelwaarden wijzen voor het KEV-pad op een gemiddelde verdisconteerde klimaatschade van 1,4% van het bbp (tabel 2). De verdisconteerde baten van aanvullend klimaatbeleid bedragen gemiddeld 0,4% van het bbp, dalend naar 0,3% in de variant met 50% weglek en stijgend naar 0,4% in de variant inclusief luchtkwaliteitsbaten (tabel 3). TNO raamt voor het Klimaatplan-scenario in 2040 daarnaast een structureel bbp-effect van circa -2,1% ten opzichte van het KEV-basispad

Tabel 2. Verdisconteerde schade, KEV2024-pad, % van verdisconteerd bbp

Scenario	Tempo klimaatbeleid	Schade
Laag	snel	2,7%
Laag	vertraagd	1,0%
Hoog	snel	1,1%
Hoog	vertraagd	0,9%
Gemiddeld		1,4%

Bron: Berekeningen gebaseerd op tabellen 1 en 2, en op TNO (2025).

Tabel 3. Verdisconteerde baten, vermeden schade, % van verdisconteerd bbp

Categorie	Tempo klimaatbeleid of variant	Baten
Laag	snel	0,7%
Laag	vertraagd	0,3%
Hoog	snel	0,3%
Hoog	vertraagd	0,3%
Gemiddeld		0,4%
Variant weglek	inclusief 50% weglek	0,3%
Variant co-benefits	inclusief lucht, zie PBL (2025)	0,4%

Bron: Tabel 2, Frontier Economics, & CE Delft (2023), en PBL (2025)

Noot bij interpretatie

De schade- en batenreeksen hier drukken verdisconteerde emissieschade en emissiebaten uit als aandeel van het verdisconteerde bbp-pad, zie tabel 4 voor emissie uit KEV 2024 en discontovoeten (Werkgroep discontovoet, 2025). De macro-economische cijfers zijn structurele bbp-effecten in 2040 (TNO 2025b). Een direct saldo vereist daarom harmonisatie van horizon, weglek (Frontier Economics en CE delft, 2024), co-benefits (CPB en PBL, 2024).

Tabel 4. Uitgangspunten

Parameter	Invulling
Discontovoet in rekenvariant	2,2%, Werkgroep discontovoet (2025)
Bbp-pad	conform KEV 2024
Emissiepad	circa 90% netto-emissiereductie in 2040, netto-nul rond 2050, zie TNO (2025b).
Bronkader	efficiënte CO ₂ -prijzen uit WLO 2025-systematiek (CPB, & PBL, 2025), macro-economische kosten uit TNO (2025)

Bron: Aannames Werkgroep discontovoet (2025), KEV 2024, WLO 2025 en TNO (2025b).

Korte duiding

De tabelwaarden laten zien dat klimaatschade in het KEV-pad materieel blijft, ook wanneer klimaatbeleid een deel van de toekomstige schade voorkomt. Tegelijkertijd zijn de baten van aanvullend beleid gevoelig voor aannames over emissielekkage en co-benefits.

Voor de macro-economische kosten is het onderscheid tussen structurele jaareffecten en verdisconteerde paden belangrijk. TNO raamt voor het Klimaatplan-scenario een structureel bbp-effect van circa -2,1% in 2040 ten opzichte van het KEV-basispad, terwijl dit in een gestileerde rekenvariant kan worden vertaald naar een verdisconteerd bbp-verlies tot 2050 van ongeveer 1,5%. Die stilering is illustratief. De uiteindelijke uitkomst blijft afhankelijk van uitrolsnelheid, technologie, Europese coördinatie en het gekozen discontopad.

Dit is een publicatie van:

Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
Prinses Beatrixlaan 2 | 2595 AL Den Haag
Postbus 93144 | 2509 AC Den Haag
T +31 (0) 88 042 42 42

www.rvo.nl

Deze publicatie is tot stand gekomen op verzoek van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat en uitgevoerd door CBS, RVO en TNO.

Rijksdienst voor Ondernemend Nederland | april 2026

Publicatienummer: RVO-060-2026/BR-DUZA

De Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) stimuleert duurzaam, agrarisch, innovatief en internationaal ondernemen. Met subsidies, het vinden van zakenpartners, kennis en het voldoen aan wet- en regelgeving. RVO werkt in opdracht van ministeries en de Europese Unie.

RVO is een onderdeel van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat.