Ministerie van Economische Zaken en Klimaat



Nationaal Plan Energiesysteem Actualisatie 2026

Verdiepingsdocument

Inhoud

1. Internationale context en Europees 2040-beeld 6

1.1 Internationale context en het Nederlandse energiesysteem 6
1.2 Nederlandse inzet op mondiaal niveau 6
1.3 Nederlandse inzet op Europees niveau 10
1.4 Nederlandse inzet op bilateraal en regionaal niveau 16

2. Energievraag industrie 18

2.1 Inleiding 18
2.2 Hoofdboodschappen 19
2.3 Verduurzamingsroutes industrie 24
2.4 Energievraag en koolstofstromen industrie 33

3. Energievraag mobiliteit 36

3.1 Inleiding 36
3.2 Ontwikkeling energiedragers totale mobiliteitssector richting 2040 37
3.3 Binnenlandse mobiliteit 37
3.4 Internationale mobiliteit 43
3.5 Netcongestie 46
3.6 Kansen mobiliteit voor het energiesysteem 47

4. Herijking elektriciteitsketen 48

4.1 Een nieuwe fase van de energietransitie 48
4.2 Het belang van voortvarende elektrificatie 50
4.3 Mogelijkheden voor elektrificatie binnen beperkingen elektriciteitsnet 60
4.4 Aanbodontwikkeling 64
4.5 Flexibiliteit 70
4.6 Regelbaar vermogen 77

5. Herijking waterstofketen 82

5.1 Waterstof in de energietransitie: een onmisbare maar scherper geprioriteerde rol 82
5.2 De situatie nu: waterstof als lokale industriële markt 83
5.3 Het kip-ei-probleem en het kabinetsbeleid om dit te doorbreken 84
5.4 Ontwikkelrichtingen vraag naar waterstof tot en met 2040 88
5.5 Aanbod van waterstof in 2040 96
5.6 Kritieke tijdspaden voor infrastructuur en aanbod 104
5.7 Belangrijkste ontwikkelrichtingen na 2040 108

6. Verdieping koolstofketen 110

6.1 Inleiding 110
6.2 Verwachte vraag naar duurzame koolstofdragers in 2040 110
6.3 Totale vraag 2040 in relatie tot beschikbaar aanbod 117
6.4 Opschaling aanbod duurzame koolstofdragers 120

7. Verantwoorde afbouw van fossiel 122

7.1 Waarom een verantwoorde afbouw van fossiel 122
7.2 Afbouw fossiel binnen kader van transitie energiesysteem 124
7.3 Vraagstukken bij afbouw van kolen, aardgas en olie 126
7.4 Transitietoepassingen kenmerken zich door opbouw én afbouw 136
7.5 Conclusie: verantwoorde afbouw van fossiel vereist verdere inzet 138

8. CCS 140

8.1 De CCS-keten en rol in het energiesysteem 140

8.2 CCS: behoefte aan CO_2 afvang 142

8.3 CO_2-transport op zee en op land 146

8.4 CO_2 opslag 149

9. Decentrale energie-oplossingen 152

9.1 Het toekomstig energiesysteem wordt gebouwd op decentrale energie-oplossingen 152

9.2 Een gebiedsgerichte benadering is essentieel 152

9.3 Doorgroei van decentrale energieproductie is cruciaal 154

9.4 Opschaling van lokale warmtesystemen is belangrijk in de mix van warmteoplossingen 155

9.5 Het Rijk doet dit samen met medeoverheden en netbeheerders 157

9.6 Ruimte, randvoorwaarden en faciliterende marktregels voor initiatief 157

9.7 De energietransitie is van en voor iedereen 158

10. Versterken systeemsturing 160

10.1 De noodzaak van systeemsturing 160

10.2 Verstevigen van locatiesturing 160

10.3 Verstevigen van sturing op realisatie in de tijd 161

10.4 Verstevigen van de uitgangspunten voor en toepassing van langetermijnscenario's 162

10.5 Rollen en verantwoordelijkheden in de realisatie van het energiesysteem 163

11. Kosten energiesysteem 166

11.1 Inleiding 166

11.2 De kostenstructuur en de totale kosten van het toekomstig energiesysteem 169

11.3 Verlagen van de totale kosten van het energiesysteem 172

11.4 Het uitgangspunt dat de eindgebruiker betaalt blijft een belangrijk vertrekpunt 176

11.5 De (toekomstige) ontwikkeling van de overheids-begroting 182

11.6 Uitgangspunten voor beleid 183

Bijlage Toelichting methodologie en cijferbasis Actualisatie NPE 186

B.1 Methodologie 187

B.2 Illustratieve beelden van het gehele energiesysteem 189

B.3 Elektriciteitsketen 197

B.4 Waterstofketen 202

B.5 Duurzame koolstofketen 206

B.6 Verantwoorde afbouw fossiel 212

B.7 Gedetailleerde uitgangspunten en aannames cijferbeeld 214

B.8 Aannames efficiëntieverbetering en energiebesparing 218

B.9 Aannames waterstofketen 219

B.10 Aannames koolstofketen 220

B.11 Aannames warmteketen 221

Leeswijzer

Dit Verdiepingsdocument vormt samen met het Hoofddocument de actualisatie van het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE).

In dit Verdiepingsdocument staat een nadere uitwerking en onderbouwing van de inhoudelijke lijnen uit het Hoofddocument. Het doel is om hiermee meer duiding te geven over de thema's uit de actualisatie, hoe het beeld van het energiesysteem voor 2040 in elkaar zit en op basis van welke aannames en uitgangspunten dit beeld tot stand is gekomen. Deze actualisatie van het NPE heeft een beperkte scope en gaat daarmee niet in op alle thema's van het Nationaal Plan Energiesysteem zoals die in de eerste versie uit 2023 zijn opgenomen. De hoofdstukken in dit Verdiepingsdocument passen dus bij de focus van deze actualisatie: thema's waarop sinds 2023 dermate veel ontwikkelingen zijn geweest dat ze hier worden uitgewerkt. Andere thema's komen weer terug in de volledige herziening van het NPE over ruim twee jaar.

In de bijlage over de cijferbasis van dit Verdiepingsdocument wordt de kwantitatieve basis van deze actualisatie nader toegelicht. Hierin staan ook de methodologische uitgangspunten en aannames die gebruikt zijn voor het maken van deze cijferbasis.



1. Internationale context en Europees 2040-beeld

1.1 Internationale context en het Nederlandse energiesysteem

De ontwikkelingen in andere landen, evenals de geopolitieke orde en onderlinge afhankelijkheden binnen de EU, hebben grote invloed op het Nederlandse energiesysteem. Wereldwijd breken duurzame opties door. Tegelijkertijd zien we dat andere landen meer nadruk leggen op weerbaarheid en afhankelijkheden. In de context van de mondiale en Europese energietransitie is het van cruciaal belang voor Nederland om zowel adaptief te zijn waar het gaat om internationale ontwikkelingen, als proactief in te blijven zetten op strategische partnerschappen. Het is van groot maatschappelijk belang dat we ons energiesysteem snel aanpassen, onze weerbaarheid versterken en zorgen dat iedereen hierin kan meedoen. Het kabinet richt zich voor internationale energiesamenwerking op een aantal strategische thema's, zodat we bestaande importketens kunnen diversifiëren, nieuwe ketens kunnen ontwikkelen en onze kennis- en concurrentiepositie kunnen versterken. Ook kan Nederland hierdoor specifieke oplossingen, waaronder onze technologieën, systeemvisie en standaarden, sterker internationaal positioneren.

Dit hoofdstuk bouwt voort op de internationale koers die geschetst is in het NPE (2023). Het beschrijft de belangrijkste recente internationale inzichten en strategische richting die het kabinet op internationaal vlak inzet in de huidige geopolitieke context. Dit hoofdstuk behandelt achtereenvolgens de internationale context, de inzet op mondiaal niveau, de inzet op Europees niveau en de afspraken op bilateraal niveau.

1.2 Nederlandse inzet op mondiaal niveau

Het kabinet zet, gegeven de toenemende complexiteit in geopolitieke relaties, in op het vergroten van de energie-onafhankelijkheid en het verminderen van risicovolle strategische afhankelijkheden. De wereldorde wordt steeds meer multipolair, met een toenemende complexiteit in geopolitieke relaties en economische macht. Dit heeft gevolgen voor de energietransitie in Nederland en Europa. In een steeds meer verdeeld geopolitiek landschap is blijven inzetten op de energietransitie een kans om duurzaamheid, leveringszekerheid en energiezekerheid te borgen, én daarbij tegelijkertijd strategische autonomie te waarborgen. Betrouwbare en duurzame energie is essentieel om de economische concurrentiepositie van Nederland te behouden en te versterken. Daarbij is het mogelijk om de relatieve betaalbaarheid te verbeteren gezien het huidige, relatief grote kostenverschil voor energie in de EU ten opzichte van landen als de Verenigde Staten en China. De concurrentiepositie staat onder druk, vooral in de industrie, en vraagt om een sterke en veerkrachtige energievoorziening.

Tekstbox 1: Wereldwijde scenario's voor energieontwikkelingen

De toekomst van het mondiale energiesysteem is van verschillende factoren afhankelijk, zoals geopolitieke verschuivingen, technologische doorbraken en specifieke beleidskeuzes. Welke kant het systeem zich precies op beweegt en hoe snel dit gaat, is daardoor lastig te voorspellen. Om overkoepelende mondiale trends en ontwikkelingen mee te kunnen wegen in dit geactualiseerde NPE, is voor de totstandkoming van de Nederlandse inzet op internationaal niveau een vergelijkende analyse uitgevoerd van recente rapporten (onder andere van de IEA, DNV en Shell) die zich richten op wereldwijde scenario's voor energieontwikkelingen.

Hieruit blijkt dat de scenario's significant uiteenlopen in snelheid en focus. In sommige scenario's, waarin economische rationale leidend is, zien we een snelle verdringing van fossiel door goedkope hernieuwbare energie. In andere scenario's, gedomineerd door geopolitieke spanningen en fragmentatie, zien we juist dat de focus op nationale energiezekerheid leidt tot een tragere transitie en een langer behoud van fossiele brandstoffen.

Dwars door deze verschillen zijn drie robuuste trends zichtbaar, die de randvoorwaarden vormen voor de Nederlandse inzet:

1. In vrijwel alle toekomstbeelden **groeit de vraag naar elektriciteit** explosief, gedreven door de lage kosten van zon en wind. Elektronen worden de ruggengraat van het systeem. De beperkende factor verschuift hierbij wereldwijd van de opwekking van energie naar de infrastructuur.
2. Hoewel de vraag naar olie en gas naar verwachting rond 2030 piekt, **blijft de mondiale vraag naar fossiel hoog tot ver na 2030,** met name in de industrie en internationale mobiliteit. Een verwachte mondiale toename van LNG-aanbod rond 2030 kan tijdelijk zorgen voor lagere prijzen, maar brengt risico's op nieuwe 'lock-in' effecten en we moeten waakzaam blijven voor nieuwe afhankelijkheden. In bijna alle internationale scenario's op basis van voorgenomen beleid (met uitzondering van 'net zero-scenario's') blijft het aandeel fossiel energiegebruik in 2050 nog hoog.
3. Waar energiezekerheid in de 20e eeuw vooral draaide om toegang tot olie en gas, verschuift dit in de 21e eeuw naar het hebben van voldoende **toegang tot technologie en kritieke grondstoffen** (zoals koper en lithium). De mondiale concurrentie neemt toe, waarbij productieketens zich vaak concentreren in een beperkt aantal landen.

De Russische inval in Oekraïne, en de daaropvolgende afbouw van Russische gasimporten, hebben aangetoond hoe kwetsbaar eenzijdige afhankelijkheden zijn. Energie kan snel als geopolitiek drukmiddel worden ingezet, wat de kwetsbaarheid van Nederland en Europa aantoont. Dit benadrukt de noodzaak van diversificatie van importstromen en het investeren in betrouwbare, duurzame energiebronnen, zowel op nationaal als internationaal niveau. Door het vergroten van de Nederlandse en Europese energieonafhankelijkheid verkleinen we risico's voor huishoudens en industrie. Hierdoor vergroten we de voorzieningszekerheid en verkleinen we de impact van onvoorspelbare marktprijzen en eventuele prijspieken veroorzaakt door

geopolitieke spanningen. Dit doet het kabinet in deze actualisatie van het NPE langs zes lijnen:

1. **Energiebesparing**, omdat energie die niet wordt gebruikt ook niet geproduceerd of geïmporteerd hoeft te worden.
2. De **eigen duurzame energieproductie opschalen** en sturen op voldoende beschikbaarheid van duurzame energie op de Europese markt.
3. Het **verminderen van risicovolle strategische afhankelijkheden** voor zowel hernieuwbare energie als fossiele brandstoffen door het aanbod (zowel nationaal als uit import) op de korte termijn te vergroten en met het oog op de lange termijn het gebruik van fossiele brandstoffen verantwoord af te bouwen.
4. Een **importstrategie met diversificatie van bronnen** voor duurzame energiedragers en grondstoffen en het beperken van afhankelijkheden in de toeleveringsketens (zie ook paragraaf 1.2).
5. Gerichte **investeringen in energie-infrastructuur** om de inpassing van variabele duurzame bronnen tijdig te faciliteren en toekomstige leveringsknelpunten te voorkomen.
6. Het actief aanjagen van de **vraag naar schone energiedragers** en koolstofarme producten, om zo een stabiele afzetmarkt te creëren die de noodzakelijke langetermijninvesteringen voor de verduurzaming van de industrie en transport rendabel maakt.

Nederland kan significante stappen zetten in het verbeteren van de energieonafhankelijkheid door met zon, wind, kernenergie, groengas en aardwarmte veel elektriciteit en warmte zelf te produceren. De sectoren gebouwde omgeving, landbouw (m.n. glastuinbouw) en wegmobiliteit in Nederland kunnen daarmee in 2050 in grote mate energieonafhankelijk worden. Voor deze sectoren geldt namelijk dat zij uiteindelijk bijna uitsluitend gebruik zullen maken van elektriciteit en/of warmte uit lokale duurzame warmtebronnen. Dit is in lijn met het Draghi-rapport *'The future of European competitiveness'*[1], waarin wordt benadrukt dat Europa in het kader van energieonafhankelijkheid en concurrentiekracht het meest gebaat is bij een snelle energietransitie en opbouw van schone energie.

Het helpt Nederland direct als meer landen wereldwijd fossiel verantwoord afbouwen en investeren in duurzame energietoepassingen. Een wereld die langer aan fossiel vasthoudt, is een wereld waarin Nederland structureel afhankelijk blijft van een markt waar we importafhankelijk zijn van een beperkt aantal leveranciers en die door geopolitieke ontwikkelingen volatiel kan reageren en landen die energie als drukmiddel kunnen inzetten. De analyses van de internationale vooruitzichten (zie tekstbox 1) laten zien dat, zonder extra beleid, fossiele brandstoffen nog decennialang dominant kunnen blijven - met alle klimaat- en directe leveringsrisico's van dien. Wereldwijde verantwoorde afbouw van fossiel creëert mondiale markt voor duurzame technologieën, waar Nederland een sterke exportpositie in heeft. Door mondiaal in te zetten op verantwoorde afbouw dragen we bij aan de kanteling naar een economie die draait op technologie, kennis en diversifieerbare stromen. Diversificatie van import (zie ook paragraaf 1.2) betekent in de praktijk dat

1 European Union. (2025). The future of European competitiveness.

we onze afhankelijkheid van enkele staten die veel gas en olie produceren inruilen voor een breder portfolio aan leveranciers van o.a. biogene bronnen en waterstofderivaten, waarmee we onze leveringszekerheid vergroten.

Om deze koers kracht bij te zetten, heeft het kabinet een actieve mondiale inzet: het bouwen van coalities voor de wereldwijde opbouw van schone ketens en de verantwoorde afbouw van fossiel. Concreet blijft Nederland zich onverminderd inspannen om de mondiale energiedoelen van 'tripling renewables' en 'doubling energy efficiency' in 2030 binnen bereik te houden. Daarbij neemt ons land het voortouw in internationale coalities en specifieke COP-initiatieven om stevige afspraken te maken over het verantwoord afbouwen van de mondiale vraag naar fossiel en de daaraan gekoppelde subsidies. Waar opportuun koppelt Nederland deze diplomatieke inzet aan strategische partnerschappen voor de opbouw van importketens voor hernieuwbare waterstof(dragers), duurzame koolstofdragers en kritieke grondstoffen. Op deze manier gaat de opbouw van het nieuwe, schone energiesysteem hand in hand met de verantwoorde afbouw van het fossiele systeem.

Naast deze inzet op diversificatie vereist de huidige geopolitieke realiteit dat we ons proactief wapenen tegen acute crises door strategische 'airbags' in het energiesysteem in te bouwen. Dit betekent een verschuiving naar een systeem waarin robuustheid, redundantie en brede strategische voorraden steeds zwaarder wegen, en niet uitsluitend gekeken wordt naar prijsefficiëntie. Hierbij is balans noodzakelijk, omdat het volledig afdekken van alle risico's onbetaalbaar is. Het versterken van Europese samenwerking helpt om risico's te verminderen en kosten te beheersen. Omdat energie als drukmiddel kan leiden tot volatiele markten en prijsschokken, kiest het kabinet ervoor om bij toekomstige prijsfluctuaties ook de essentiële prikkel tot energiebesparing te behouden. Dit kan in de toekomst bijdragen aan minder noodzaak tot generieke compensatiemechanismen.

Nederland blijft, nationaal en in EU-verband, inzetten op mondiale partnerschappen om de randvoorwaarden voor de energietransitie te verbeteren. Nederland zet zich daarnaast ook in mondiaal verband actief in voor de verduurzamingsopgave om de mondiale opwarming te beperken tot maximaal 1,5 graad. De energietransitie vereist wereldwijde samenwerking, vooral met landen in het mondiale Zuiden en (toekomstige) energieleveranciers. Het behalen van de mondiale, Europese en nationale klimaat- en energiedoelen hangt namelijk af van de mate waarin producerende landen en landen in het mondiale Zuiden bijdragen aan de mondiale energietransitie. Nederland blijft zich actief inzetten voor het verbeteren van de randvoorwaarden voor de energietransitie door het aangaan van mondiale partnerschappen.

Deze partnerschappen zijn cruciaal om duurzame energiedragers, zoals hernieuwbare waterstof(dragers)en biogrondstoffen, te produceren en op grote schaal te verhandelen. Dit als aanvulling op de binnenlandse productie voor onder andere de Nederlandse industrie en als onderdeel van de bredere Europese markt. In samenwerking met de EU zet Nederland in op het opbouwen van betrouwbare internationale waardeketens door het vaststellen van standaarden en certificeringen en het mobiliseren van financiering. Bovendien ligt de nadruk op het versneld uitbreiden van de benodigde infrastructuur en havencapaciteit, zodat bijvoorbeeld hernieuwbare waterstof(dragers) daadwerkelijk Europa kunnen bereiken.

Naast de focus op duurzame energieproductie, blijft Nederland ook alert op kwetsbaarheden die door nieuwe schone waardeketens kunnen ontstaan. Het uitgangspunt voor de Nederlandse inzet is daarom dat verduurzaming en diversificatie van het energiesysteem hand in hand moeten gaan met risicomanagement. Dit doet het kabinet onder andere via het spreiden van leveranciers en aanvoerroutes en het versterken van de Nederlandse en Europese ketencapaciteit waar dat doelmatig is. Ook kijkt het kabinet naar het verminderen van de primaire grondstoffendruk via de *Nationale Grondstoffenstrategie* en het *Nationaal Programma Circulaire Economie*, in het bijzonder naar circulariteit en substitutie van kritieke grondstoffen en materialen voor hernieuwbare energietechnologieën. Ook bekijkt het kabinet mogelijkheden om de groeiende behoefte aan kritieke grondstoffen voor het toekomstige energiesysteem te beperken, onder andere door inzet op innovatie gericht op het ontwikkelen van technologieën met een lagere behoefte aan kritieke grondstoffen.

Het kabinet trekt hierin strategisch op met internationale partners en deelt Nederlandse kennis en innovaties via toonaangevende fora, zoals het Internationaal Energieagentschap (IEA), de International Renewable Energy Agency (IRENA), de Clean Energy Ministerial/Mission Innovation en de jaarlijkse klimaatconferenties (Conference of the Parties, COP). Binnen deze internationale samenwerkingsverbanden zet Nederland zich in voor het verenigen van mondiale krachten, het delen van technologische vooruitgang en het internationaal verankeren van de benodigde randvoorwaarden voor een veilige en rechtvaardige energietransitie.

1.3 Nederlandse inzet op Europees niveau

Het geactualiseerde NPE gebruikt het voorgestelde EU-doel van netto circa 90 procent broeikasgasreductie in 2040 als uitgangspunt. Het onlangs overeengekomen Europese klimaatdoel voor 2040, namelijk een netto reductie van de broeikasgasuitstoot met 90% ten opzichte van 1990, vormt een belangrijk uitgangspunt dit NPE. Hoewel er nog geen besluit is genomen over de bijdrage van de verschillende sectoren, biedt dit doel een belangrijke mijlpaal richting volledige klimaatneutraliteit in 2050 en voor de Nederlandse beleidskeuzes en investeringen op korte en middellange termijn. Concreet betekent dit dat Nederland met beleid stuurt op een energiesysteem dat kan bijdragen aan het Europese klimaatdoel van netto ~90% emissiereductie in 2040, om klimaatneutraliteit in 2050 binnen bereik te houden.

Het halen van de klimaatdoelen vereist ambitieuze plannen, maar daarnaast ook passende randvoorwaarden op Europees en nationaal niveau om te zorgen dat (nationale) uitrol voortvarend verloopt. Zo blijft Nederland in Brussel inzetten op een Europees uitvoeringspakket, waarbij specifieke aandacht is voor het oplossen van knelpunten in de (nationale) energietransitie. Belangrijke knelpunten voor Nederland zijn onder andere: onvoldoende energie-infrastructuur en netcapaciteit (netcongestie), schaarse ruimte (fysieke ruimte en milieuruimte) voor nieuwe energieprojecten, complexe procedures voor vergunningen en een tekort aan voldoende gekwalificeerd personeel voor uitvoering.

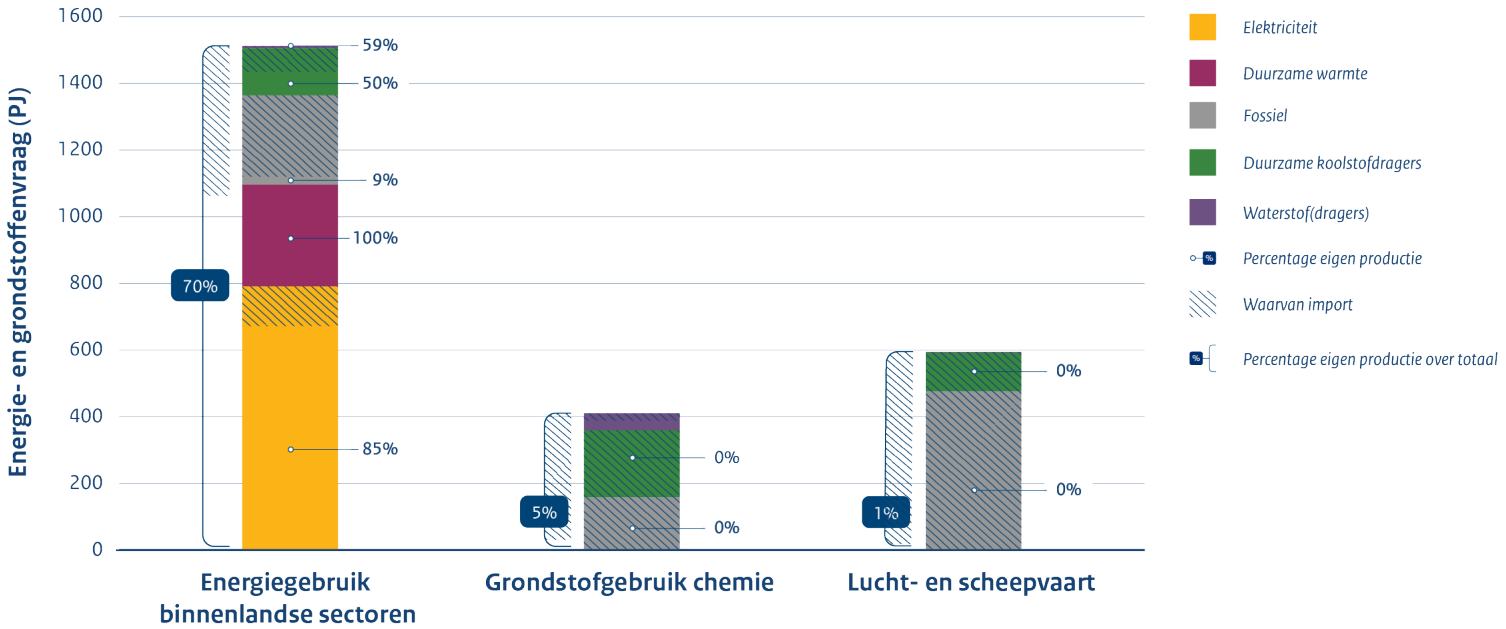
De energietransitie en het bereiken van de 90% emissiereductie in 2040 zijn een noodzakelijke stap voor het behalen van klimaatneutraliteit in 2050, en tegelijkertijd ook nodig voor het waarborgen van de Europese en Nederlandse industriële concurrentiekracht en het verdienvermogen op de lange termijn. Zoals uit het rapport van Draghi over de toekomst van de Europese concurrentiekracht blijkt, is de transitie naar duurzame energiebronnen essentieel voor het versterken van het wereldwijde concurrentievermogen van de EU. De energietransitie biedt Europa de kans om een significante rol te spelen in de mondiale markt voor schone technologieën en duurzame producten, hetgeen niet alleen bijdraagt aan de verduurzaming van de economie, maar ook aan de versterking van het Europese verdienvermogen.

Het is nog geen gegeven in welke vorm deze nieuwe economie neerslaat en welke specifieke positie in de keten de Europese industrie zal hebben. Ketens zullen naar verwachting deels anders worden ingericht en ook verschuiven naar bijvoorbeeld landen met veel potentieel voor betaalbare hernieuwbare energie. Door tijdig in te zetten op eigen schone opwek, voldoende grensoverschrijdende energie-infrastructuur en innovaties kan de EU niet alleen haar afhankelijkheid van fossiele brandstoffen verminderen, maar zich ook positioneren als koploper in technologieën die cruciaal zijn voor de groene economie, zoals windenergie en batterijtechnologie.

De energietransitie grijpt direct in op de leefwereld en de concrete energievraag van burgers en huishoudens. De verduurzaming biedt huishoudens grote kansen: hoewel de aanschaf van schone technologieën een investering vraagt, leiden efficiëntiewinsten en het afscheid van fossiele brandstoffen op termijn tot lagere kosten voor inkoop van energie. Bovendien beschermt deze omslag consumenten tegen de sterke prijsschommelingen op internationale markten voor olie en gas. Om te zorgen dat deze transitie rechtvaardig verloopt, is gericht beleid essentieel om met name lagere inkomens te ondersteunen bij de initiële investeringskosten.

Nederland en de EU blijven richting 2040 structureel importafhankelijk, waardoor diversificatie cruciaal is en blijft. Nederland zet hierop in via vier verschillende sporen. Hoewel Europa aanzienlijke vooruitgang boekt in de verduurzaming van het energiesysteem, zullen we ook richting 2040 structureel afhankelijk blijven van energie- en grondstoffenimporten. Zo was de energie-importafhankelijkheid van de EU in 2023 60%, met een afhankelijkheid voor olie en gas van zelfs bijna 90 procent. Daarbij zijn wel grote verschillen tussen de lidstaten. Daar waar bijvoorbeeld Duitsland en Nederland in grote mate afhankelijk zijn van de import van fossiele brandstoffen, zijn er ook landen die in grotere mate gebruik maken van nationaal geproduceerde energie zoals kernenergie en (lokaal afkomstige) biomassa.

De huidige importafhankelijkheid voor energie maakt dat het cruciaal is dat Nederland en de EU zich richten op diversificatie, waarbij weerbaarheid en risicomanagement centraal staan. De energietransitie biedt kansen om als Nederland onze afhankelijkheden op het gebied van energie te verminderen. Zelfgeproduceerde duurzame energie zal voor een deel het gebruik van fossiele energie – dat voor het overgrote deel wordt geïmporteerd – vervangen. In figuur 1.1 is te zien dat zeker voor de finale energievraag, dus het directe gebruik van energie door huishoudens, bedrijven en maatschappelijke instellingen in Nederland, het zelfgeproduceerde aandeel van energie stijgt naar 70 procent in 2040, waarmee de onafhankelijkheid sterk verbetert.



Figuur 1.1 *Aandeel van energieverbruik uit eigen productie per segment van de energievraag in 2040. In de bunkers worden ook nog zeer beperkte hoeveelheden elektriciteit en waterstof(dragers) gebruikt, maar deze zijn door de kleine volumes niet goed zichtbaar in het staafdiagram. De bijbehorende import productieverhoudingen zijn voor het overzicht weggelaten. Deze dragers tellen wel mee in de overkoepelende import/export-verhouding.*

Wel ontstaan in de transitie ook nieuwe afhankelijkheden. Het kabinet wil borgen dat deze nieuwe risicovolle strategische afhankelijkheden zo veel mogelijk worden gemitigeerd. Potentiële risico's kunnen beperkt worden door in te zetten op diversificatie van import van bijvoorbeeld waterstof en duurzame koolstofdragers.

Nederland zet voor diversificatie van de energievoorziening in op vier strategische componenten:

1. **Opbouw van duurzame energiedragers:**
   a. Het opbouwen van nieuwe importketens voor schone energiedragers (zoals waterstof, biogrondstoffen en duurzame brandstoffen) door middel van energiediplomatie, partnerschappen en samenwerking met producenten van duurzame energie in landen binnen en buiten de EU[2].

2 Zie onder andere Kamerstuk 29023, nr. 431 en Kamerstuk 29023, nr. 512. Het plan Aanpak Aanbod Duurzame Koolstofdragers (publicatie gelijktijdig met deze actualisatie van het NPE) bevat daarnaast maatregelen om de importmogelijkheden voor duurzame koolstofdragers te verbeteren.

b. Voor groen gas en andere duurzame koolstofdragers werkt Nederland daarnaast blijvend aan binnenlandse en Europese opschaling, onder andere via de bijmengverplichting groen gas de implementatie van de RED-III richtlijn in mobiliteit via de brandstoftransitieverplichting en Europese verplichtingen tot inzet van hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong.
c. Naast de energiedragers zelf, is de tijdige aanleg van de onderliggende fysieke infrastructuur een randvoorwaarde voor een gediversifieerde en veilige energievoorziening.
d. Voor zwaar wegvervoer, luchtvaart en zeevaart wordt, in samenhang met Europese verplichtingen, gestuurd op hogere inzet van duurzame brandstoffen, het opbouwen van binnenlandse productiecapaciteit en logistiek, zodat afhankelijkheden van fossiele import afnemen.
e. Daarbij zet Nederland, samen met de EU, in op gemeenschappelijke duurzaamheidsstandaarden en certificering. Doel is om een goed functionerende internationale markt voor schone energiedragers te creëren met betrouwbare importstromen[3].

2. Gecontroleerde afbouw van fossiele energiedragers:

a. Hoewel de focus verschuift naar duurzame energie, blijft diversificatie van fossiele energiedragers (zoals olie en gas) noodzakelijk in de overgangsfase, omdat deze voorlopig nog onderdeel zullen zijn van de energiemix.
b. Voor gas blijft Nederland inzetten op het waarborgen van leveringszekerheid door betrouwbare importstromen, voldoende LNG-importcapaciteit en het produceren van onze eigen energie conform de gemaakte afspraken in het Sectorakkoord gaswinning in de energietransitie.
c. Nederland bouwt de import van Russisch LNG conform Europese afspraken helemaal af per 1 januari 2027. In 2026 bouwt EBN een beperkte tijdelijke noodvoorraad van 5 TWh op.
d. Daarnaast zet Nederland in op diversificatie via energiediplomatie. Marktpartijen blijven verantwoordelijk voor de internationale inkoop. De overheid faciliteert dit uitsluitend waar nodig en gepast.

3. Uranium:

a. Voor de nucleaire sector is het belangrijk om nieuwe strategische kwetsbaarheden in de keten te beperken, onder andere gelet op het voornemen om de kerncentrale Borssele langer open te houden en nieuwe kerncentrales te realiseren.
b. Nederland draagt daarnaast bij aan de Europese kernbrandstofketen door de aanwezigheid van uraniumverrijking in Almelo.

4. Kritieke grondstoffen:

a. Nederland richt zich via de *Nationale Grondstoffenstrategie*, en in nauwe samenhang met de Europese Critical Raw Materials Act (CRMA), op het verminderen van afhankelijkheden voor kritieke grondstoffen en spreiding van risico's door in te zetten op circulariteit (materiaalefficiëntie en recyclen) en innovatie (o.a. substitutie), eigen Europese winnings- en verwerkingsprojecten en diversificatie en verduurzaming van internationale grondstoffenketens (o.a. via internationale partnerschappen). Het *Nederlands Materialen Observatorium* analyseert en monitort risico's in de toeleveringsketens van hernieuwbare energie-technologieën.

3 Voor hernieuwbare brandstoffen (biobrandstoffen en RFNBO's) stelt de Europese Commissie via de Richtlijn Hernieuwbare Energie (RED) duurzaamheidseisen voor de inzet van hernieuwbare grondstoffen.

b. Daarnaast richt Nederland zich met Europa ook op het voorkomen van afhankelijkheden van (opkomende) hernieuwbare energie-technologieën. Hierbij gaat het bijvoorbeeld om componenten voor batterijtechnologie en zonnepanelen, die nu met name uit China komen. Het kabinet zet daarom actief in op opbouw van (nieuwe) ketens voor hernieuwbare energie-technologieën.
c. Daarnaast bekijkt het kabinet mogelijkheden om de behoefte aan kritieke grondstoffen voor het toekomstige energiesysteem te beperken, onder andere door inzet op innovatie gericht op het ontwikkelen van technologieën met een lagere behoefte aan kritieke grondstoffen.

Het kabinet ziet verdere integratie van het Europese energiesysteem als belangrijke randvoorwaarde voor betrouwbaarheid, betaalbaarheid en flexibiliteit. Nederland zet zich daarom actief in voor meer geïntegreerde Europese systeemplanning op het gebied van energie en een versterking van de interne energiemarkt. Europese integratie is een essentieel fundament voor het succes van de energietransitie, zowel op het gebied van betrouwbaarheid als betaalbaarheid. Door de verdere integratie van de interne energiemarkt kunnen lidstaten elkaar aanvullen in tijden van energietekorten en de fluctuaties van hernieuwbare energie beter opvangen. Dit vergroot de voorzieningszekerheid en flexibiliteit, en zorgt ervoor dat de Europese energiemarkt optimaal benut wordt om systeemkosten te verlagen.

Nederland zet zich in voor het versterken van de interne energiemarkt. Dit doet het kabinet door te werken aan verbeterde interconnectie en marktkoppeling, zodat energie kan stromen van gebieden met lage kosten naar gebieden met hoge vraag. Dit voorkomt verspilling van energie door afschakeling van overschotten van wind en zon, terwijl het de betrouwbaarheid en betaalbaarheid van het systeem verhoogt. Ook zet Nederland zich in voor gezamenlijk EU-beleid voor weerbaarheid en kritieke grondstoffen, in lijn met onder meer de *Critical Raw Materials Act*.

Het kabinet wil de nationale plannen ook in regionaal en Europees verband bespreken en beter op elkaar afstemmen. Nederland is voor de verduurzamingsopgave van het energiesysteem intrinsiek afhankelijk van de keuzes die andere Europese landen maken. De Europese Commissie heeft de ambitie om de *Europese systeemplanning* op het gebied van energie en energie-infrastructuur te versterken. Hierbij wordt gestuurd op een 'one energy system'-benadering, waarbij de infrastructuur voor elektriciteit, waterstof en gas in samenhang wordt ontwikkeld en sterker wordt gekoppeld aan nationale klimaatplannen. Nederland steunt dit streven en zal Nederlandse inzichten en beleidskeuzes over elektrificatie, moleculen en flexibiliteit vroegtijdig spiegelen aan de Europese denkrichting.

Tekstbox 2: Verwachte import-exportverhouding en internationale samenwerking per energieketen

In de hoofdstukken 4 tot 8 wordt nader ingegaan op de verwachte import-exportverhouding en internationale samenwerking voor Nederland per energieketen:

- Voor *elektriciteit* gaat het om import, export, interconnectiecapaciteit en de samenhang met binnenlandse flexibiliteit.
- Voor *fossiele brandstoffen* zoals kolen, gas en olie wordt vastgelegd welk resterend gebruik en welke importstromen in 2040 nog worden voorzien.
- Voor *duurzame koolstofdragers* wordt geschetst hoe binnenlandse productie en de import van grondstoffen, tussenproducten en eindproducten zich tot elkaar verhouden.
- Voor *waterstof en aanverwante energiedragers* wordt de rol van productie, import en doorvoer geschetst.
- Voor *grondstoffen* voor het energiesysteem, inclusief kritieke grondstoffen en uranium, wordt de strategische afhankelijkheid per keten benoemd.
- Tot slot wordt voor CO_2-*transport en -opslag* uiteengezet in welke mate Nederland gebruik maakt van grensoverschrijdende infrastructuur en hoeveel capaciteit wordt gereserveerd voor buitenlandse stromen.

Uitgangspunt hierbij is maximale benutting van de interne markt om leveringszekerheid, adequacy in piekuren en flexibiliteitsbehoeften te borgen tegen zo laag mogelijke systeemkosten.

Nederland neemt daarnaast actief deel in regionale samenwerkingsfora, zoals het *Pentalateral Energy Forum* (België, Duitsland, Frankrijk, Luxemburg, Nederland, Oostenrijk, Zwitserland), de *North Seas Energy Cooperation* (België, Denemarken, Duitsland, Frankrijk, Ierland, Luxemburg, Nederland, Noorwegen, Europese Commissie, en middels een MoU met het VK), het *Greater North Sea Basin Initiative* (GNSBI), en de *North Sea Basin Task Force*. Dit o.a. met als doel om infrastructuur, marktontwerp en systeemplanning beter op elkaar af te stemmen en zo schaarse middelen efficiënter te benutten.

De komende jaren wil het kabinet met deze samenwerkingsverbanden en bilateraal de stap zetten naar daadwerkelijke gezamenlijke Europese planvorming. Dit richt zich op harde afspraken over de Noordzee, infrastructuurontwikkeling, circulariteit, (cyber)veiligheid, interconnectie, het productieportfolio en strategische reserves. De werkbezoeken aan buurlanden voor de actualisatie van het NPE gaven hiervoor een eerste inzicht in de regionale langetermijnplannen en vormen de basis voor dit geïntensiveerde bilaterale contact.

1.4 Nederlandse inzet op bilateraal en regionaal niveau

Nederland zet -waar opportuun- actief in op het versterken van grensoverschrijdende energie-infrastructuur en interconnectiecapaciteit, en koerst hierbij aan op het komen tot een eerlijk kostendelingskader. Europese integratie vraagt volgens het kabinet ook om een eerlijk kostenbatenkader, met name tussen buurlanden, waarbij lidstaten naar rato van hun voordeel bijdragen aan nieuwe (grensoverschrijdende) infrastructuurprojecten die in Europees belang zijn. Bij grootschalige investeringen, zoals internationale elektriciteitsverbinding en grensoverschrijdende elektriciteitsinfrastructuur of grensoverschrijdende waterstof- en CO_2-netwerken, pleit Nederland ervoor dat kosten eerlijk worden verdeeld tussen lidstaten die profiteren van deze projecten. Dit houdt in dat landen naar rato van hun voordeel bijdragen aan de financiering, waarbij samenwerking binnen Europa duurzaam is als iedere lidstaat op eerlijke wijze bijdraagt én profiteert van het gekoppelde systeem. In de praktijk betekent dit bijvoorbeeld dat als er nieuwe infrastructuur (zoals een offshore windparken of (hybride) interconnectoren) wordt gebouwd waar een of meerdere andere landen baat bij hebben, de kosten daarvan niet enkel eenzijdig bij de direct betrokken netbeheerders of landen neerslaan, maar proportioneel verdeeld worden aan anderen die hiervan profiteren.

Nederland kan hierbij onder andere potentiele exporteur worden voor de Europese energiemarkt. Zo heeft Nederland als grote producent van windenergie op de Noordzee een unieke positie om duurzame elektriciteit op te wekken. Nederland kan vanuit die rol duurzame elektriciteit van de Noordzee op de langere termijn netto exporteren naar omringende landen. Daarnaast ligt Nederland strategisch ten opzichte van grote steden en industrieclusters in Noordwest-Europa. Ook heeft Nederland sterke havens. Dit biedt grote kansen voor opslag, conversie en distributie in en tussen de verschillende energieketens. De inzet van het kabinet is om binnen EU-verband afspraken te maken hoe we als EU onze sterke eigenschappen als landen kunnen gebruiken om gezamenlijk tot een robuust, economisch krachtig en duurzaam energiesysteem te komen.

Voor grensoverschrijdende elektriciteitsinfrastructuur bestaat een Europees kader voor kostendeling, maar dit ontbreekt nog voor hybride projecten en nationale (radiale) verbindingen waarvan omliggende landen meeprofiteren. Een goed werkende methodiek voor kostendeling zou kunnen bijdragen aan een betaalbare uitbouw van windenergie op zee in Nederland en aan de ontwikkeling van een Europees hernieuwbaar energiesysteem. Het kabinet zet daarom in op afspraken met buurlanden om deze kosten evenredig te verdelen. Voor nieuwe modaliteiten, zoals CO_2-netwerken, ontbreekt een dergelijk kader nog. Het kabinet streeft ook daar naar een rechtvaardige internationale verdeling van kosten en baten.

Tekstbox 3: Bilaterale werkbezoeken

Voor Nederland als doorvoerland van energie, en als relatief klein land met veel energie-uitwisseling, hebben keuzes en ontwikkelingen in onze buurlanden direct impact op ons eigen energiesysteem. Voor de meest actuele inzichten en ontwikkelingen zijn in het kader van de actualisatie van het NPE daarom werkbezoeken afgelegd aan Duitsland, België (inclusief Europese Commissie), Frankrijk, het Verenigd Koninkrijk, Denemarken en Noorwegen. Dit met als doel om de meest actuele ontwikkelingen nadrukkelijk mee te wegen bij planning van onze nationale (import)infrastructuur, productie en inzet van beleidsinstrumenten. Ook is gekeken naar hoe onze buurlanden komen tot het opstellen en uitwerken van hun eigen nationale energiesysteemplanning en welke afwegingen zij hierbij maken.

In de buurlanden is tijdens de werkbezoeken gesproken met overheden, kennisinstellingen, denktanks en bedrijven die een rol spelen in het energiesysteem. Dit heeft onder andere tot de volgende inzichten geleid:

- De landen om ons heen hebben grotendeels te maken met **dezelfde uitdagingen** als Nederland, waaronder achterblijvende elektrificatie, vragen over de toekomst van de industrie, netcongestie en uitdagingen rondom de inzet van waterstof.
- De meeste buurlanden stellen, net als Nederland, **elektrificatie centraal** in de energietransitie.
- De beelden uit het NPE voor waterstof zijn herkenbaar in de gehele Noordwest-Europese markt: ook in buurlanden vertragen hoge kosten de uitrol en zien we dat **verwachte waterstofvolumes worden bijgesteld**. Omdat het kabinet streeft naar een waterstofmarkt met efficiënte handel op Noordwest-Europees niveau, zijn de ontwikkelingen in buurlanden een directe factor in de Nederlandse beleidsafwegingen.
- Nederland (incl. Noordzeegebied) wordt door buurlanden nog steeds gezien als **belangrijke (toekomstige) energiebron en energieknooppunt**, met een belangrijke rol voor de Noordzee, CCS en CO_2-export.
- In de landen om ons heen is een transitie te zien richting **meer publieke regie en sturing** op het energiesysteem, waarbij er nog aanzienlijke verschillen zitten tussen hoe actief overheden sturen. Nederland is hierin, vergeleken met verschillende buren, nog relatief terughoudend.
- Meerdere buurlanden (onder andere DUI, VK, DK) zijn, net als Nederland, actief bezig met het verbeteren van hun **langetermijn systeemplanning** voor het energiedomein. Uit de werkbezoeken blijkt dat er nog een significant verschil zit in de termijn waarop landen vooruitkijken en de mate waarin zij over hun eigen landsgrenzen heen kijken.
- Voor vrijwel alle modaliteiten blijft het onder andere daarom een **uitdaging om energiecorridors te bewerkstelligen**. Voor Nederland als energieknooppunt is het extra belangrijk dat deze corridors tijdig en via eerlijke kostendeling tot stand komen. De EC werkt aan een voorstel voor verdere Europese systeemplanning en harmonisering om dit dichter bij elkaar te brengen en NL steunt dit initiatief.
- Nederland borgt **blijvende actieve uitwisseling** met buurlanden over langetermijn planning voor het energiesysteem, onder andere door ook bij volgende herzieningen van het NPE bilaterale werkbezoeken te continueren.

2. Energievraag industrie

2.1 Inleiding

In de afgelopen jaren is de mondiale context waarin de Nederlandse industrie opereert drastisch veranderd. Geopolitieke spanningen, verstoringen in internationale ketens en een verslechterend Europees vestigingsklimaat zetten met name het energie-intensieve deel van de industrie onder druk. Hoge energiekosten en onvoldoende bescherming voor oneerlijke concurrentie van buiten Europa leiden ook in Nederland tot het afschalen van productie en uitstel van investeringen. De aandacht voor concurrentievermogen en weerbaarheid is met de rapporten van Draghi[4] en Wennink[5] zowel in Europa als in Nederland sterk toegenomen. Dit heeft onder meer geresulteerd in aanvullend instrumentarium zoals de EU Industrial Accelerator Act, Grid Package en Critical Chemicals Alliance, die nog sterk in ontwikkeling zijn. De Nederlandse industrie levert essentiële producten voor maatschappelijke opgaven zoals woningbouw, infrastructuur, voedselvoorziening, defensie en de energietransitie zelf. Daarmee is de industrie van belang voor zowel de brede welvaart van Nederland als de Europese strategische autonomie.

De transitie van de Nederlandse industrie is vertraagd door ongunstige ontwikkelingen in de benodigde randvoorwaarden. Verduurzaming is noodzakelijk om de klimaatdoelen te halen en is ook het lange termijn antwoord op behoud van de economische en strategische positie van Nederland. De omstandigheden waaronder de transitie plaatsvindt zijn echter verslechterd ten opzichte van het Nationaal Programma Energiesysteem (NPE) uit 2023. Zo zijn de kosten van de aanleg van elektriciteitsinfrastructuur en wind op zee sterk gestegen en is netcongestie in ernst toegenomen. Waterstof- en CO_2-infrastructuur komt later en tegen hogere kosten beschikbaar dan gedacht. Duurzame industriële productie komt mondjesmaat op gang vanwege gebrekkige Europese marktcreatie, hoge technologierisico's en beperkingen in de beschikbare (milieu)ruimte. Als gevolg hiervan ligt de industrie niet meer op schema om klimaatdoelen te halen, zoals dat in Klimaat- en Energieverkenning (KEV) van 2023 nog het geval was. Het kabinet spant zich in voor verbetering van het Europese industrie- en klimaatbeleid, en zet daarnaast in op aanvullend nationaal beleid om investeringen in verduurzaming te faciliteren, met het oog op de lange termijn.

De veranderde omstandigheden voor de industrie en de veranderde inzichten rondom realiseerbaarheid en betaalbaarheid van het energiesysteem (en daarmee specifieke verduurzamingsroutes) geven aanleiding tot herijking van de verwachte transitiepaden. De industrie en het energiesysteem zijn nauw met elkaar verweven. De industrie is als grootverbruiker van energie en grondstoffen een belangrijke determinant voor de ontwikkeling van het energiesysteem. De ontwikkeling van de industriële vraag bepaalt in belangrijke mate de omvang en samenstelling van elektriciteits-, waterstof- en koolstofketens. Omgekeerd bepalen de kosten van energie en ontwerpkeuzes van het energiesysteem in hoge mate het vestigingsklimaat voor

4 European Union. (2025). The future of European competitiveness. Link.

5 Wennink, P. (2025). De route naar toekomstige welvaart. Link.

duurzame industrie en de mogelijkheden voor bestaande industrie om te verduurzamen. De transitie van het energiesysteem biedt nieuwe kansen voor de industrie; tegelijkertijd betekent dit niet dat elke productiestap in de toekomst vanzelfsprekend in Nederland passend is. Dit vraagt om gerichte stimuleringskeuzes voor activiteiten die op lange termijn duurzaam en economisch perspectief bieden, zoals de WKR recent ook heeft benoemd in zijn advies 'kiezen of verliezen'[6]. Tegen deze achtergrond is een bijstelling van het perspectief op de transitie van de industrie en de consequenties hiervan voor het energiesysteem noodzakelijk.

In dit hoofdstuk schetst het kabinet een samenhangend beeld van de mogelijke verduurzamingsroutes van de Nederlandse industrie richting 2040. Dit beeld gaat uit van de verduurzamingsroutes die op dit moment vanuit techno-economisch perspectief het meest realistisch zijn. Daarbij wordt rekening gehouden met onzekerheden in kostenontwikkeling, technologische vooruitgang en verschuivingen in internationale waardeketens. Dit beeld geeft richting aan beleidskeuzes die bijdragen aan een betaalbaar, realiseerbaar en toekomstbestendig energiesysteem dat een duurzame en concurrerende industrie faciliteert. Het betreft geen beleidsmatig wensbeeld, maar een schets op basis van de verwachte bandbreedtes aan ontwikkelingen en onzekerheden, met ruimte voor bijsturing op basis van voortschrijdend inzicht. Daarnaast geldt dat het hier geschetste beeld niet vanzelf ontstaat op basis van bestaand nationaal en Europees beleid. Hiervoor moeten een aantal randvoorwaarden worden gerealiseerd, waaronder toegang tot betaalbare energie-infrastructuur en Europese vraagcreatie voor duurzame producten.

2.2 Hoofdboodschappen

Nederland beschikt onveranderd over een sterke uitgangspositie voor een concurrerende, toekomstbestendige industrie. De gunstige geografische ligging met diepzeehavens, verbindingen naar het Europese achterland en toegang tot grootschalige hernieuwbare energie en CO_2-opslag op de Noordzee vormen structurele comparatieve voordelen voor duurzame industrie. Nederland heeft als doorvoerland van grote hoeveelheden grondstoffen en eindproducten een portaalfunctie naar Europa, en is daarmee tevens een logische vestigingsplaats voor basisindustrie die produceert voor met name de Europese markt. Deze rol blijven we ook in een duurzame toekomst vervullen, waarbij fossiele grondstoffen steeds meer worden vervangen door duurzame grondstoffen en CO_2-emissies worden gereduceerd. In de krachtige Nederlandse industriële clusters zit de kennis en kunde om de transitie te doorlopen en duurzame bedrijvigheid op te bouwen. Bedrijven blijven bereid om in Nederland te investeren, mits de randvoorwaarden voor verduurzaming op orde zijn en er sprake is van een gelijk (Europees) speelveld. Recente investeringen in onder andere elektrificatie, CO_2-afvang en -opslag, biobrandstoffen, waterstofproductie en circulariteit laten zien dat de transitie in gang is gezet en dat er perspectief is op verdere verduurzaming inclusief de opbouw van nieuwe, groene industrie die op hernieuwbare energie en grondstoffen is gebaseerd.

De Nederlandse industrie krijgt naar verwachting te maken met structureel hogere energiekosten in vergelijking met andere delen van de wereld, maar de industrie houdt perspectief. Op bepaalde plekken met gunstige omstandigheden voor zon, wind en waterkracht zijn de lange termijn productiekosten voor

6 WKR. (2025). Kiezen of verliezen. Link.

hernieuwbare elektriciteit en lokaal geproduceerde waterstof naar verwachting blijvend lager dan in Nederland[7]. We zien dit nu al terug in waterstoftenders van de EU Hydrogen Bank en H2Global, waar de winnende projecten hoofdzakelijk rond de Middellandse Zee of in Scandinavië zijn gevestigd. Hoewel de kosten van hernieuwbare elektriciteitsproductie op de lange termijn in bepaalde mate in Europa zullen convergeren door leereffecten en interconnectie[8], blijft de Nederlandse elektriciteitsmix naar verwachting duurder dan in landen als Spanje en Zweden, door het relatief grote aandeel wind op zee (naast onder meer zonne- en kernenergie) en de bijkomende kosten voor het net op zee die daarvoor nodig zijn[9]. Hoe dit uitpakt voor de industrie in Nederland verschilt per subsector, productiestap en product. Het aandeel van energiekosten in de totale productiekosten varieert binnen sectoren, en er zijn daarnaast andere factoren die het vestigingsklimaat bepalen. In veel gevallen zullen de verwachte langetermijn kostenverschillen in hernieuwbare elektriciteitskosten niet doorslaggevend zijn voor het concurrentievermogen. Dit geldt in het bijzonder voor productie waarbij directe elektrificatie mogelijk is, dat op de lange termijn naar verwachting kostenefficiënter is dan verduurzamingsopties op basis van fossiele energiedragers en daarmee een kleiner concurrentienadeel geeft.

Directe elektrificatie blijft voor een groot deel van de Nederlandse industriële partijen de meest kosteneffectieve en competitieve verduurzamingsroute. Uit onderzoek blijkt dat het overgrote deel van de industriële processen nu en in de toekomst geëlektrificeerd kan worden[10]. Een groot deel van de finale energievraag, zoals voor aandrijving, compressie en warmte op lage en middelhoge temperatuur, kan technologisch en kosteneffectief worden geëlektrificeerd; waar dit met warmtepompen kan leidt dat bovendien tot efficiëntiewinst. Met hybride oplossingen en (warmte)opslag kunnen bedrijven inspelen op lage kosten voor hernieuwbare elektriciteit tijdens overschotmomenten. Elektrificatie leidt ook tot voorspelbaardere lange termijn energiekosten dan de huidige afhankelijkheid van fossiele brandstoffen. Voor bepaalde hoge temperatuur processen, zoals in de glas-, keramische- en metallurgische industrie is elektrificatietechnologie nog volop in ontwikkeling. Ook hier lijkt een aanzienlijk deel van de processen tegen 2035 geëlektrificeerd te kunnen worden. In de tussenliggende periode kan groen gas een transitieoplossing bieden; en voor enkele processen mogelijk een rol spelen in het eindbeeld, afhankelijk van beschikbaarheid en betaalbaarheid. Hoge temperatuur proceswarmte voor raffinage- en chemieprocessen (welke een zeer groot deel van de industriële CO_2-uitstoot vertegenwoordigen) is op de korte en middellange termijn aangewezen op CCS. Elektrificatie als voorkeursroute vereist blijvende aandacht

7 BNEF (2025). Hydrogen Levelized Cost Outlook.
IEA (2026). Global Hydrogen Review 2026.
CE Delft (2025). - Waterstof: Kostprijs, Import, en beleid.
PBL (2024). Groene waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid.

8 AFRY (2025). Dutch industry can remain competitive as European wholesale electricity prices converge in the long run.

9 DNV (2024). Energy Transition Outlook 2024.

10 Agora Industry (2024). Direct electrification of industrial process heat.

voor de uitbreiding van het elektriciteitsnet en het speelveld met omringende landen met betrekking tot netwerkkosten en (hernieuwbare) elektriciteitskosten. Mede om elektrificatie te versnellen zet het kabinet in op de korte en middellange termijn op het dempen van elektriciteitskosten via de IKC-regeling en de envelop tegemoetkoming elektriciteitskosten[11].

Voor verduurzamingsroutes op basis van hernieuwbare waterstof verwachten we bijstelling ten aanzien van het huidige NPE. Omdat de kosten van hernieuwbare waterstof (mondiaal) langer hoog blijven dan eerder gedacht, verwachten we van bepaalde transitieroutes dat ze later in de tijd of in mindere mate zullen materialiseren. Dit geldt bijvoorbeeld voor de productie van groen staal op basis van waterstof en het vervangen van bestaande grijze waterstofproductie. Hier zal CCS een grotere en langere rol spelen dan eerder gedacht. Daarnaast zal CCS mogelijk ook op lange termijn een grotere rol spelen bij de productie van koolstofarme waterstof uit onvermijdelijke restgassen in de chemie en raffinage. Ook zullen sommige routes uit het eerdere NPE niet materialiseren. Voor verduurzaming van midden-temperatuur processen zal elektrificatie bijvoorbeeld een grotere rol spelen dan eerder gedacht. Daarnaast is de verwachting dat door de hogere elektriciteitskosten specifiek in Nederland er ook een significant structureel kostennadeel blijft in de productie van hernieuwbare waterstof ten opzichte van gunstigere locaties. Voor de vraag naar gasvormige waterstof voor het opwerken en bewerken van koolstofdragers, zoals voor raffinage en chemieprocessen, lijkt dit kostennadeel niet doorslaggevend te zijn. Het is op dit moment namelijk nog niet duidelijk of gasvormige waterstof uit import goedkoper is dan lokale productie van hernieuwbare waterstof. Voor op hernieuwbare waterstof gebaseerde productie van waterstof- en koolstofdragers, zoals synthetische ammoniak, methanol en e-fuels zoals synthetische kerosine, lijkt productie in Nederland structureel duurder te worden ten opzichte van gunstigere locaties. Daarmee ligt import van dit soort dragers meer voor de hand dan productie in eigen land. Uiteindelijk vertaalt het bovenstaande zich in het geactualiseerde NPE in een significante bijstelling van de vraag naar gasvormige waterstof in Nederland, hoewel deze robuust blijft als grondstof voor raffinage- en chemieprocessen. Dit vraagt nog altijd om een enorme versnelling in investeringen in productie, import, transport, opslag en toepassing van hernieuwbare waterstof.

Nederlandse productie en verwerking blijven op de lange termijn overwegend competitief door import van waterstofdragers en (waterstofrijke) koolstofdragers. Net zoals we vandaag de dag het grootste gedeelte van onze fossiele grondstoffen importeren, zullen we in de toekomst het merendeel van onze duurzame grondstoffen importeren, zoals ook al is geschetst in het NPE 2023. Dit past bij de rol van Nederland als grondstoffenhub. Dit zien we terug in meerdere concrete projecten. Het ligt niet voor de hand dat er op grote schaal energie-intensieve productiestappen worden toegevoegd aan huidige waardeketens, zoals bijvoorbeeld het geval zou zijn als Nederland grootschalig waterstof- en koolstofdragers uit hernieuwbare elektriciteit zou gaan produceren. Hiervoor ontbreekt het aan voldoende ruimte en hernieuwbare elektriciteit en bovendien lijkt er geen economische rationale voor te bestaan.

11 D66, VVD, CDA. (2025). Aan de slag. Bouwen aan een beter Nederland. Link.

Wel kan binnen de Nederlandse randvoorwaarden ruimte bestaan voor een eigen productiebasis van waterstof- en koolstofdragers gericht op nationale en regionale toepassingen. Productie op basis van circulaire en biogene koolstofdragers is minder energie-intensief dan op basis van synthetische dragers, waardoor naar verwachting een groter deel van de productieketen in Nederland kan staan. Ook hier kan een deel van de verwerkings- of productiestappen elders plaatsvinden, zoals de eerste energie-intensieve conversiestappen van ruwe biogrondstoffen. Beperkende factor voor het tempo voor de ingroei van duurzame koolstofdragers en afbouw van de verwerking van fossiele koolstofdragers is het beleid voor de verduurzaming van chemische producten en bunkerbrandstoffen. Zolang de Europese en internationale ambities voor verduurzaming van deze productcategorieën beperkt blijven zullen grootschalige investeringen in een groen koolstofcluster ook in Nederland niet van de grond komen. Dit heeft vervolgens ook impact op de opbouw van de waterstofketen, gezien de toekomstige vraag naar waterstof in Nederland vooral afhankelijk lijkt van de opbouw van bioraffinage en biochemie. Als fossiele raffinage langzamer uitfaseert, zal de rol van waterstof in deze sector ook langer standhouden.

Hoewel er verschuivingen zullen plaatsvinden in productiestappen, gaat het kabinet uit van een economisch weerbaar lange termijn beeld waarin toekomstbestendige, duurzame productieketens voor een belangrijk deel aanwezig blijven in Nederland. Het is risicovol om voor de volledige productie van basisproducten te vertrouwen op andere landen. Nieuwe, groene industrie is niet zomaar opgebouwd, ook niet elders. Zo is er mondiaal maar een handjevol groene staalfabrieken in aanbouw. Vroegtijdige afbouw in Nederland zou daarom op de korte termijn leiden tot verplaatsing van emissies, naast verlies aan verdienvermogen en strategische autonomie. In de praktijk krijgt nieuwe, groene industrie in Nederland vaak vorm als nieuwe activiteiten binnen de bestaande industrie – zoals de toepassing van circulaire koolstof uit pyrolyse in naftakrakers, groene ammoniak in kunstmestproductie, of een duurzame brandstoffabriek op het terrein van een bestaande raffinaderij. Voor al deze processen zijn hernieuwbare waterstof- en koolstofdragers nodig, die deels via import verkregen zullen worden. Hierbij is het vanuit het perspectief van weerbaarheid belangrijk om zo min mogelijk nieuwe ongewenste afhankelijkheden op te bouwen. Duurzame grondstoffen zijn echter heterogener in vorm en potentiële productielocaties ten opzichte van fossiele grondstoffen, waardoor de weerbaarheid bij verduurzaming naar verwachting sterk verbetert ten opzichte van de huidige situatie, mits er actief wordt ingezet op diversificatie van leveringsketens. Het gebruik van circulaire en biogene koolstofdragers van eigen bodem vermindert daarnaast de importafhankelijkheid van deze en fossiele grondstoffen en dragen zo bij aan industriële competitiviteit en leveringszekerheid. Voorlopig zijn dit de voornaamste grondstoffen voor de productie van brandstoffen en chemische materialen. Waterstofrijke dragers komen naar verwachting pas richting 2040 grootschalig beschikbaar, naarmate markten voor dit soort commodities verder ontwikkeld zijn. Ook voor de ontwikkeling voor duurzame importketens is beleid gericht op vraagcreatie cruciaal.

Inzet op kosteneffectieve emissiereductie is cruciaal om industrie te verduurzamen en behouden een toekomstbestendige Nederlandse industrie. Door het plafond op nieuwe emissierechten onder het EU-ETS zullen de broeikasgasemissies van de industrie - naar het herzieningsvoorstel van de EC – in de jaren '40 tot ongeveer nul moeten zijn gereduceerd. Dit vraagt in Nederland om korte- en middellange termijn inzet op CCS en elektrificatie, en daarnaast om opschaling van gasvormige hernieuwbare waterstof, groen gas en duurzame koolstofdragers voor robuuste verduurzamingsroutes. Het kabinet stimuleert tijdige en voldoende beschikbaarheid van elektronen, moleculen en infrastructuur voor verduurzaming. Via de hoofdkeuzes in dit NPE wordt dit doorvertaald naar nationaal beleid op het gebied van CO_2-vrij elektriciteitsaanbod zoals het vervolg voor de Routekaart wind op zee, beleid voor Hernieuwbaar op Land en kernenergie. Ruimtelijke keuzes die nodig zijn om het energiesysteem van de toekomst mogelijk te maken komen naar voren uit Programma Energie Hoofdstructuur (PEH) en Verbindingen Aanlanding Wind Op Zee (VAWOZ). Het faciliteren van de beoogde verduurzamingspaden in de industrie vergt voortgezette inzet op het tijdig realiseren van het waterstoftransportnetwerk, ondergrondse waterstofopslag en het CO_2-transport- en -opslagproject Aramis. Voor de energie-intensieve haven- en industrieclusters, die in de ontwerp-Nota Ruimte zijn aangewezen als gebieden van nationaal belang, komt er een nationaal ruimtelijk-economische strategie.

De toekomst van de Nederlandse energie-intensieve industrie wordt in grote mate bepaald door een stimulerend en actief Europees industriebeleid. Industriële waardeketens zijn grensoverschrijdend en Europees beleid ten aanzien van vraagcreatie, EU-ETS en bescherming tegen oneigenlijke concurrentie is bepalend voor het concurrentievermogen van de Nederlandse industrie. Met de aanstaande EU-ETS en CBAM-evaluaties, de Industrial Accelerator Act, de EU Critical Chemical Alliance, EU Grid Package en het Sustainable Transport Investment Plan gaat het Europese industrie- en klimaatbeleid een nieuwe fase in. Het kabinet zet zich actief in voor een sterk en gelijk speelveld in Europa, in combinatie met nationale maatregelen. Voor industriële subsectoren buiten de energie-intensieve basisindustrie geldt dat toekomstbestendigheid minder onzeker is en minder afhankelijk is van Europees beleid. Daar is vooral tijdige beschikbaarheid van aansluitcapaciteit op het elektriciteitsnet van belang en betaalbaarheid van de nettarieven.

2.3 Verduurzamingsroutes industrie

Staal

In een duurzame economie blijft staal een belangrijke functie vervullen. Behoud van productiecapaciteit is van strategisch belang voor de EU. Staal wordt ook in de toekomst gebruikt in tal van producten en sectoren: van de bouw en de auto-industrie tot verpakkingen, batterijen en voor windmolens. De verwachting is dat de vraag naar staal in Europa licht zal toenemen. Tata Steel Nederland (TSN) heeft een goede uitgangspositie om binnen Europa een concurrerende producent van groen staal te worden. De geïntegreerde site en bestaande infrastructuur bieden efficiëntievoordelen en logistieke voordelen richting belangrijke afzetmarkten, met name in Duitsland. Het bouwen van duurzame staalfabrieken elders vergt veel tijd en investeringen. Controle over de toeleveringsketen van staal, via productie en hergebruik op eigen bodem, is van strategisch belang voor Europa.[12]

Voor de verduurzaming van de Nederlandse staalproductie wordt uitgegaan van de afspraken in de Joint Letter of Intent (JLoI) met TSN. De inzet is een gefaseerde transitie naar groen staal, met als uitgangspunt zowel het terugdringen van CO_2-uitstoot als het verbeteren van de leefomgeving en gezondheid van omwonenden. In de eerste fase (2030–2035) wordt circa de helft van de huidige productie vervangen door een Direct Reduction Plant (DRP) en een Electric Arc Furnace (EAF), waarbij in eerste instantie aardgas wordt ingezet in combinatie met CO_2-afvang en -opslag (CCS) en een grotere inzet van schroot. Op termijn wordt aardgas vervangen door groen gas en/of hernieuwbare waterstof, wanneer dit in voldoende mate beschikbaar en betaalbaar is. In een tweede fase (na 2037) wordt ook de resterende kolengebaseerde productie vervangen, afhankelijk van technologische en marktontwikkelingen. De uiteindelijke energiemix hangt sterk af van de kostenontwikkeling en beschikbaarheid van duurzame energiedragers. Gegeven de huidige voorziene kostenniveaus ligt inzet van (groen) gas in eerste instantie meer voor de hand, terwijl bij dalende kosten van hernieuwbare waterstof de opschaling van waterstofgebruik meer in beeld komt. De tijdige beschikbaarheid van voldoende groen gas is nog wel onzeker en afhankelijk van tempo van opschaling van productie, import en de vraag uit andere sectoren. Bij de invulling van de tweede fase kunnen veranderende marktomstandigheden leiden tot nieuwe inzichten over de import van het halffabricaat Hot Briquetted Iron (HBI), dat in de toekomst mogelijk goedkoper is dan ruwijzerproductie in Nederland. Aan het gebruik van HBI kleven echter ook significante nadelen zoals efficiencyverliezen en additionele kosten. Het besluit over de verduurzaming van de tweede fase is te zijner tijd aan TSN zelf.

Het kabinet zet in op maatwerkondersteuning voor de transitie naar DRP-EAF, aanvullende milieumaatregelen en de inzet van duurzame energiedragers. Voor de verduurzaming van TSN behoort een aantal randvoorwaarden op orde te zijn. Op Europees niveau zijn dit een effectief EU-ETS en CBAM en daarnaast vraagcreatie voor groen staal bij eindmarkten. Initiatieven zoals de Industrial Accelerator Act dragen hieraan bij, maar zijn nog onvoldoende voor brede marktontwikkeling. Op nationaal niveau gaat het om de hoogte van energie- en netwerkkosten, de ontwikkeling van benodigde infrastructuur waaronder voor CO_2-transport en opslag, het landelijk waterstoftransportnet met ondergrondse waterstofopslag, en het stimuleren van markten voor groen gas en hernieuwbare waterstof.

12 Blom & Wijers. (2024). Hoe Tata Steel Nederland te verduurzamen? Link.

Raffinage

Hoewel de totale raffinagecapaciteit zal afnemen door bijvoorbeeld elektrificatie, blijft raffinage in de toekomst nodig voor de beschikbaarheid en betaalbaarheid van brandstoffen en chemiegrondstoffen in Europa. De Nederlandse raffinagesector kent een sterke exportpositie en exporteert ~45% van zijn producten[13]. Daarnaast levert de sector een grote bijdrage aan de Nederlandse bunkerpositie voor internationaal transport. Daarmee is Nederland een significante speler in Europa voor de leveringszekerheid van brandstoffen en chemiegrondstoffen. De vraag naar brandstoffen voor het wegvoer zal sterk dalen door toenemende elektrificatie. Voor onder andere zwaarder wegtransport kan nog sprake zijn van een overgangsperiode waarin hernieuwbare brandstoffen nog een rol spelen. De brandstofvraag van de luchtvaart blijft naar verwachting licht stijgen, waarbij richting 2050 een verschuiving plaatsvindt naar duurzame kerosine (SAF) gestuurd door de verplichtingen uit de RefuelEU Aviation. Ook in de zeescheepvaart en binnenvaart zal de brandstofmix veranderen onder invloed van regelgeving, al is het tempo hiervan onzeker en afhankelijk van vlootvernieuwing en mondiale ontwikkelingen. Tegelijkertijd is de ontwikkeling van de bunkervraag in Nederland onzeker en afhankelijk van handelsstromen, prijsontwikkelingen en internationale duurzaamheidsnormen. Voor de chemie geldt dat de vraag naar fossiele nafta naar verwachting afneemt onder invloed van circulariteit, alternatieve grondstoffen en nieuwe chemische productieroutes.

De resterende fossiele raffinagecapaciteit zal richting 2040 de emissies sterk moeten reduceren. Met CO_2-afvang en -opslag kunnen zowel de bestaande grijze waterstofproductie als de restgassen voor verwarming van de fornuizen worden verduurzaamd. De CO_2 die in Porthos wordt opgeslagen is hoofdzakelijk afkomstig uit grijze waterstofproductie ten behoeve van raffinageprocessen in Rotterdam. Voor de verbranding van restgassen lijkt de optie waarbij via een tussenstap koolstofarme waterstof wordt geproduceerd die vervolgens wordt verbrand op de fornuizen meest aantrekkelijk. Ingegeven door het RFNBO-submandaat (*Renewable Fuels of Non-Biological Origin*) vanuit de Europese richtlijn hernieuwbare energie worden de eerste elektrolysers al in Nederland gerealiseerd, die momenteel via de zogenaamde raffinageroute hernieuwbare waterstof leveren aan de transportsector (7,5 PJ in 2030). Richting 2040 zal de toepassing van hernieuwbare waterstof in raffinage met verder oplopende mandaten een steeds grotere rol gaan spelen. Dit speelt capaciteit op bestaande grijze en blauwe waterstoffabrieken vrij die benut kan worden voor verduurzaming van restgassen voor verwarming van de fornuizen. Voor lage- en midden-temperatuur warmteprocessen, aandrijving en compressie lijkt elektrificatie de meest kosteneffectieve verduurzamingsoptie. Op de lange termijn komen er mogelijk meer elektrificatieopties in beeld, zoals voor de verwarming van de fornuizen.

Tegelijkertijd vindt richting 2040 de noodzakelijke op- en ombouw naar duurzame brandstof- en chemiegrondstofproductie plaats. Een deel van de transitie naar duurzame brandstoffen is reeds in gang gezet. Rotterdam beschikt over een van de grootste biobrandstofclusters ter wereld, met bestaande productieroutes zoals bio-ethanol, biodiesel (FAME) en HVO/

13 PwC. (2024). Future of refining in the Netherlands. Link.

HEFA uit oliehoudende reststromen. Nieuwe, geavanceerde biobrandstofroutes richten zich onder meer op pyrolyse van houtige biomassa en vergassing van houtige en agrarische reststromen tot syngas. Het geproduceerde syngas kan vervolgens worden opgewerkt tot verschillende eindproducten, zoals biobrandstoffen en bionafta via Fischer-Tropsch, methanol via methanolsynthese en groengas via methanisering. Met deze vergassingsroute kan koolstofverwijdering worden gerealiseerd door biogene CO_2 af te vangen en op te slaan. Deze CO_2 kan in combinatie met hernieuwbare waterstof in principe ook benut worden voor de productie van synthetische brandstoffen. Productie van synthetische brandstoffen is erg energie-intensief en de kosten zijn voorlopig hoog vergeleken met die van (geavanceerde) biobrandstoffen, waardoor totstandkoming van deze route in Nederland niet waarschijnlijk is en alleen bij zeer gunstige kostenontwikkelingen een businesscase heeft. De verwachting is dat productie van deze brandstoffen met name plaats zal vinden op basis van geïmporteerde synthetische koolstof- en waterstofdragers. Het kabinet stuurt op zoveel mogelijk fossielvrij in 2050, maar brandstoffen voor de scheepvaart en luchtvaart zullen in 2040 en 2050 nog niet volledig hernieuwbaar zijn[14].

Welke productiestappen voor duurzame brandstofproductie in Nederland worden opgebouwd, hangt samen met de noodzaak voor koolstofverwijdering en de mate waarin wordt gestuurd op weerbaarheid. Het is wenselijk dat Nederland qua verwerkingscapaciteit ten minste in de eigen vraag naar brandstoffen en -grondstoffen kan voorzien. Vanuit economisch perspectief bieden bestaande comparatieve voordelen een goede uitgangspositie voor verwerking van duurzame koolstofdragers uit het buitenland tot brandstoffen en chemiegrondstoffen. De aanvoer zal naar verwachting vooral plaatsvinden in energiedichte vormen, zoals biocrude, pyrolyse-olie, methanol en bionafta, om transportkosten en energie-intensieve conversiestappen te beperken. De opbrengst van negatieve emissies ten behoeve van koolstofverwijdering wordt in de toekomst mogelijk een bepalende factor bij de locatiekeuze voor en inzet van productiestappen als vergassing. Vanwege de brede toepassing van syngas voor brandstofproductie en chemie, en het relatief beperkte energieverbruik lijkt die productiestap in Nederland perspectief te hebben. Vanuit weerbaarheid en koolstofverwijdering kan ingezet worden op het aanvullend opbouwen van meer productiestappen in Nederland in termen van de verwerking van ruwe biogrondstoffen, zoals een hoger aandeel pyrolyse en vergassing. Hierbij moet een afweging plaatsvinden tussen economische haalbaarheid en (een hogere mate van) weerbaarheid.

Gezien structurele kostennadelen verwachten we in Nederland geen hernieuwbare waterstofproductie voor grootschalige productie van op hernieuwbare waterstof gebaseerde synthetische brandstoffen voor mobiliteit. Synthetische brandstofproductie uit hernieuwbare waterstof en CO_2 in Nederland vraagt om grote hoeveelheden hernieuwbare elektriciteit voor waterstof. Uit diverse scenariostudies blijkt dat er te weinig betaalbare hernieuwbare elektriciteit in Nederland zal zijn om de toekomstige vraag naar brandstoffen geheel lokaal te produceren. Daarnaast zullen er andere landen zijn waar hernieuwbare waterstof economisch aantrekkelijker geproduceerd kan worden. De combinatie met een duurzame bron van koolstof maakt dat productie van synthetische waterstof- en

14 PBL (2024). Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050. Link.

koolstofdragers daarvoor hoofdzakelijk elders zal plaatsvinden. We zien dit terug in Nederlandse projecteninitiatieven voor de productie van synthetische kerosine uit geïmporteerde e-methanol, waarbij de energie-intensieve stap in het proces dus al elders heeft plaatsgevonden. Dit past bij de huidige rol van Nederland als brandstoffenhub. Dit beeld is afhankelijk van de ontwikkeling van relatieve energiekosten in Nederland en de ontwikkeling van internationale ketens, en vraagt daarom om periodieke bijstelling. Het kabinet ziet de vraag naar gasvormige hernieuwbare waterstof voor het opwerken van biogene en fossiele grondstoffen (hydrogenering en kraken) als robuust. Deze waterstof is nodig om dit type activiteiten hier plaats te laten vinden. De eerste elektrolysers in Nederland leveren hernieuwbare waterstof aan raffinageprocessen om invulling te geven aan de Europese RFNBO-verplichtingen. De kosten van gasvormige hernieuwbare waterstofproductie uit lokale elektrolyse en uit import via conversie van hernieuwbare waterstofdragers lijken vooralsnog vergelijkbaar volgens bestaande studies[15].

Om de verduurzaming van raffinage mogelijk te maken zet het kabinet in op de realisatie van benodigde randvoorwaarden. Investeringsbeslissingen voor zowel opbouw van hernieuwbare brandstofproductie als verduurzaming van bestaande raffinagecapaciteit staan zeer sterk onder druk door oneigenlijke concurrentie en het op dit moment nog ontbreken van een duurzame businesscase en randvoorwaarden als vergunningverlening, beschikbare ruimte, energie en infrastructuur. Het kabinet zet zich daarom in voor Europese marktbescherming (zoals via CBAM maar ook via de Industrial Accelerator Act/preferentiecriteria) en effectieve vraagcreatie naar duurzame brandstoffen. Het kabinet stuurt daarnaast op tijdige beschikbaarheid van energiedragers en infrastructuur, dempen van elektriciteitskosten (via bijvoorbeeld de bij Regeerakkoord beschikbaar gestelde middelen voor de industrie en steun voor het Europese Electrification Action Plan) en het vergroten van het aanbod van duurzame koolstofbronnen uit binnenlandse productie en import.

Chemie

In de toekomst blijft de chemische industrie van strategisch belang voor Nederland en Europa, voor het sluiten van de koolstofketen en voor circulariteit. De chemische industrie staat aan de basis van vitale sectoren als defensie, gezondheid en voeding en is cruciaal voor de energie- en grondstoffentransitie. Producten van de chemische industrie worden na verdere verwerking toegepast in vrijwel de gehele industrie. Door toenemende circulariteit, mondiale concurrentie en opbouw van nieuwe productieketens speelt de basischemie in Nederland in de toekomst een potentieel kleinere, maar nog altijd belangrijke rol. De integratie in het ARRRA-cluster zorgt voor significante concurrentievoordelen. Het cluster profiteert van een strategische ligging aan zee, een logistiek netwerk van transportverbindingen, een hoge kennispositie en synergievoordelen voor zowel de inkoop van grondstoffen als de export van basischemicaliën, polymeren en voor latere stappen in de keten. De Europese chemie zit momenteel in zwaar weer door relatief hoge energie- en klimaatkosten en goedkope import uit landen met overcapaciteit. Dit leidt ook in Nederland tot (voorgenomen) sluitingen en het afschalen van productie.

15 CE Delft (2025). Waterstof: kostprijs, import, beleid. Link.

Verduurzaming van de basis-koolstofchemie[16] ziet naast emissiereductie toe op de verduurzaming van grondstoffen en eindproducten. Voor de verduurzaming van grondstoffen schetst de 'Visie op duurzame koolstof in de chemische industrie'[17] drie hoofdroutes: 1) directe vervanging: het gebruik van circulaire en biogene koolstofdragers zoals pyrolyse-olie als vervanging voor fossiele grondstoffen; 2) alternatieve routes: het gebruiken van nieuwe routes op basis van vergassing, zoals hernieuwbaar syngas of methanol; en 3) nieuwe chemie: het opbouwen van de productie van nieuwe chemicaliën- en kunststoffen voor verbeterd koolstofrendement, energiegebruik en functionaliteit door bijvoorbeeld biochemische omzetting. Een voorbeeld van deze laatste route is de fabriek van Avantium in Nederland, die op basis van plantaardige suikers een nieuwe duurzame kunststofgrondstof produceert. Specifiek voor koolstof in de chemie en brandstoffen is er bovendien een belangrijke samenhang met de Visie Brandstoffen- en Chemiegrondstoffenproductie, de Nationale Biogrondstoffenstrategie (verschijnen beide in het najaar van 2026) en de Visie Opschaling Aanbod Duurzame Koolstofdragers (VOADK). In een duurzame economie daalt de behoefte aan kraakcapaciteit door de verwachte grotere inzet op circulariteit, alternatieve routes en nieuwe chemie. Afhankelijk van de toekomstige energiekosten, beschikbare infrastructuur, marktvraag naar duurzame producten en snelheid van opschaling van alternatieven, vertaalt dit zich naar verwachting naar een verminderde behoefte aan kraakcapaciteit ten opzichte van de vijf huidige operationele krakers.

De inzet van CO_2-afvang en -opslag lijkt op middellange termijn de meest kosteneffectieve verduurzamingsroute voor krakers. CO_2-afvang kan zowel voor als na verbranding op de fornuizen worden ingezet, waarbij er in het eerste geval via een tussenstap koolstofarme waterstof wordt geproduceerd die vervolgens wordt verbrand op de fornuizen. Deze vorm van CO_2-afvang acht het kabinet het meest waarschijnlijk vanuit vergevorderde verduurzamingsplannen van de bedrijven. Dit lijkt echter alleen grootschalig toegepast te kunnen worden als vergunningseisen voor de uitstoot van stikstofdioxiden worden versimpeld, waartoe de Europese Commissie een voorstel heeft voorbereid[18]. Met een geleidelijke vervanging van krakergrondstof door circulaire en biogene koolstofdragers zal een deel van de afgevangen CO_2 van restgassen die via de pre- danwel post-combustion CCS ingezet kunnen worden, van biogene oorsprong zijn en daarmee bijdragen aan koolstofverwijdering. Richting 2040 kan in aanvulling daarop groen gas worden ingezet om de laatste restemissies te vermijden en additionele koolstofverwijdering te bewerkstelligen. Op de lange termijn (na 2040) kan elektrificatie van krakers een rol kan gaan spelen. De technologie voor elektrisch kraken moet verder worden doorontwikkeld voordat dit op grote schaal in de praktijk kan worden toegepast en een betaalbare verduurzamingsoptie is[19]. Elektrisch

16 Het NPE focust voor koolstofbehoefte binnen de chemie op de koolstofchemie. Anorganische chemie en kunstmest zijn in deze paragraaf niet opgenomen; maar worden beiden wel meegenomen in de cijfermatige analyses van het NPE. Voor kunstmest is een aparte paragraaf opgenomen. Deze sectoren worden wel meegenomen in de energiebehoefte.

17 Ministerie van IenW, Ministerie van KGG. (2025). Visie op duurzame koolstof in de chemische industrie. Link.

18 Europese Commissie (2025). Simplification of administrative burdens in environmental legislation.

19 PBL (2025). Eindadvies basisbedragen SDE++. Link. Geeft een subsidie-intensiteit voor elektrisch kraken van momenteel €1656,-/ton CO_2.

kraken vereist een grote aansluiting op het elektriciteitsnet die op sommige plekken waarschijnlijk niet beschikbaar is voor 2035. De inzet van hernieuwbare waterstof als brandstof voor krakers is een relatief dure oplossing, die daarom op dit moment niet als waarschijnlijk wordt gezien. Voor andere energetische processen in de basischemie (waaronder lage- en midden-temperatuur warmteprocessen, aandrijving en compressie) lijkt elektrificatie de meeste kosteneffectieve verduurzamingsroute.

Het kabinet stuurt op klimaatneutraal in 2050, waarbij het aandeel fossiel beperkt wordt. Ondanks de ambities en inzet van het Nederlandse kabinet zullen grondstoffen voor de chemie in 2050 nog niet volledig duurzaam zijn. Op basis van bestaand (EU) beleid wordt in 2040 een beperkt aandeel van duurzame grondstoffen in de chemie verwacht. Daarnaast blijkt uit meerdere studies[20] dat een volledig fossielvrije chemie nog een extra uitdaging vormt ten opzichte van een klimaatneutrale chemie, door een aanvullend beslag op schaarse beschikbare bronnen. Tegelijkertijd heeft het minimaliseren van het fossiele grondstoffengebruik ook belangrijke voordelen. Dit benadrukt het belang van de huidige inzet op EU-niveau om de concurrentiepositie van de Europese chemie te versterken en de verduurzaming van de sector te versnellen. Bij beleidskeuzes is het van belang om alle klimaat-, milieu-, energie-, economische en maatschappelijke effecten van een fossielvrije versus een klimaatneutrale industrie zorgvuldig mee te wegen. Om te bepalen tot op welk niveau uitfasering van fossiele grondstoffen wenselijk is, is meer onderzoek nodig.

20 PBL Trajectverkenning Klimaatneutraal (2024). TNO (2025). Fossil-free energy system and the chemical industry in the Netherlands.

Om de verduurzaming van de chemie mogelijk te maken zet het kabinet in op de realisatie van benodigde randvoorwaarden. Bovenstaande ontwikkelingen zijn inherent onzeker en van zeer veel factoren afhankelijk. De concurrentiepositie van de sector staat op dit moment onder zeer hoge druk. Op korte termijn zijn interventies noodzakelijk om bovenstaande verduurzamingsroutes in gang te zetten en toekomstperspectief te bieden aan de chemie. Hierbij is het sterk van belang naar de brede context van het ARRRA-cluster te kijken. Zo zet Nederland zich politiek en ambtelijk actief in voor bijvoorbeeld het realiseren van grensoverschrijdende buisleidingen (DRC, DSC) Investeringskeuzes binnen verduurzamingsroutes in de chemie hangen daarnaast sterk samen met de prijsontwikkeling van grondstoffen en de marktvraag naar duurzame producten. Nederland zet zich actief in voor geharmoniseerde Europese wet- en regelgeving voor een gelijk Europees speelveld en marktcreatie[21]. Verduurzaming van producten vraagt om oplopende bijmengverplichtingen voor secundaire en biogene koolstofdragers, Europees afgestemde regels voor koolstofaccounting en toezicht op duurzaamheidseisen voor geïmporteerde producten[22]. Binnen de EU Critical Chemical Alliance wordt gewerkt aan concrete voorstellen voor vraagcreatie. Het kabinet stuurt op tijdige beschikbaarheid van energiedragers en infrastructuur, dempen van elektriciteitskosten (via bijvoorbeeld de bij Regeerakkoord beschikbaar gestelde middelen voor de industrie en steun voor het Europese Electrification Action Plan) en het vergroten van het aanbod van duurzame koolstofbronnen uit binnenlandse productie en import.

Kunstmest

Hoewel het streven is dat er in de toekomst meer circulaire landbouw plaatsvindt, blijft kunstmest voorlopig nodig voor voedselzekerheid. Afhankelijkheid van kunstmestimport uit landen van buiten Europa is risicovol, zoals we zien aan recente conflicten zoals in het Midden-Oosten. Nederland speelt met twee grote productielocaties een aanzienlijke rol in de Europese strategische autonomie voor kunstmest. Naast kunstmest zijn andere producten uit ammoniak belangrijk voor o.a. defensie en voor materialen als melamine.

Voor de verduurzaming van kunstmestproductie gaan we uit van CCS, waterstof uit afvalvergassing en import van hernieuwbare of koolstofarme ammoniak. We verwachten voor Nederland geen significante rol voor ammoniakproductie uit hernieuwbare waterstof via binnenlandse elektrolyse.

21 In Europa zijn verschillende richtlijnen en verordeningen van kracht of aangenomen die (direct) effect hebben op het grondstoffengebruik in de chemie; zoals de Single-Use Plastics Directive, Packaging and Packaging Waste Regulation, Ecodesign for Sustainable Products Regulation. Via de Industrial Decarbonisation Accelerator Act (IDAA) wil de Commissie onder andere duurzaamheidscriteria invoeren om schone productie en vraag te stimuleren. Deze wordt eind 2025 verwacht. Daarnaast kondigt de Commissie een Advanced Materials Act aan (2026), die technologische ontwikkeling in de chemische sector moet stimuleren en belonen. Specifiek voor de grondstoffentransitie naar duurzame koolstof wordt een Circular Economy Act (2026) voorgesteld en een visie en opschalingsrichtingen in de nieuwe EU Bioeconomy Strategy (eind 2025). Verder kondigt de Commissie de ontwikkeling van financiële stimuleringsmaatregelen ten behoeve van het gebruik van duurzame koolstof aan. Ook volgt in 2025 een gerichte herziening van REACH (regulering van chemische stoffen) met als doel om procedures te versnellen en te vergemakkelijken voor bedrijven. Tot slot wordt met de chemie-omnibusverordening en de aanpassingen van procedures binnen ECHA53 het regelgevend kader voor de chemie vereenvoudigd.

22 Chemische producten vallen momenteel niet onder de bescherming van het Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)58, wat zorgt voor weglekrisico's.

Bij Yara wordt nu een deel van de CO_2 die vrijkomt bij de productie van waterstof afgevangen en opgeslagen in Noorwegen. Bij OCI bestaan vergevorderde plannen voor de toepassing van waterstof en CO_2 uit afvalvergassing voor de productie van kunstmest. In de huidige vooruitzichten van kostenontwikkelingen wordt uitgegaan van een sterk kostennadeel voor in Nederland geproduceerde hernieuwbare waterstof als grondstof voor producten zoals ammoniak. Directe import van hernieuwbare ammoniak lijkt daarmee goedkoper te worden dan eigen productie. Bovendien zijn er diverse initiatieven voor import van hernieuwbare ammoniak als waterstofdrager. Het is kostenefficiënter deze ammoniak direct in kunstmestproductie in te zetten dan via een tussenstap (kraken) als gasvormige waterstof. Inzet op koolstofarme waterstof voor ammoniakproductie is in eerste instantie kostenefficiënter dan de inzet van hernieuwbare waterstof en kan daarmee een rol vervullen in het verduurzamingspad van de sector. Dit wordt op de lange termijn met oplopende ETS-kosten echter duurder en er blijven restemissies bestaan als gevolg van onvolledige CO_2-afvang, hoewel een deel van CO_2 ook nuttig kan worden toegepast in onder meer de tuinbouw en voedingsmiddelenindustrie. De verhouding tussen import van hernieuwbare ammoniak en inzet van koolstofarme waterstof in het 2040-beeld van de sector is van veel factoren afhankelijk (zoals ontwikkeling van kosten, beschikbaarheid en Europees beleid) en daarmee inherent onzeker. Richting het nieuwe NPE in 2029 zal dit beeld verder worden aangescherpt. Voor deze actualisatie wordt in de cijferbasis een illustratief beeld geschetst van een groot aandeel import (basispad cijferbasis) tot gelijke verdeling tussen beide routes (hoog-scenario).

Overige industrie (cluster 6)

Cluster 6 levert een grote bijdrage aan het verdienvermogen van de Nederlandse industrie en economie en blijft toekomstbestendig wanneer verduurzaming gefaciliteerd wordt. De industriële bedrijven buiten de vijf geografische industrieclusters vormen gezamenlijk cluster 6. Het gaat hierbij om een breed palet aan sectoren, waaronder levensmiddelen, glas, papier, keramiek en chemie[23]. Grofweg de helft van de toegevoegde waarde in de Nederlandse industrie wordt gecreëerd door bedrijven buiten de vijf geografische clusters, welke daarmee een belangrijke bron zijn van innovatie en werkgelegenheid in de regio. Voor dit segment van de Nederlandse industrie is er een goed perspectief op verduurzaming en voor de opbouw van nieuwe, circulaire industrie. Op de korte termijn spelen er echter grote uitdagingen zoals rond netcongestie en stikstof. Vanwege de verspreide geografische ligging zijn er relatief lange doorlooptijden en hoge kosten voor een aansluiting op elektriciteits-, waterstof- en CO_2 infrastructuur. Meer dan het geval is bij de andere subsectoren, speelt hier dat bedrijven graag á tempo verduurzamen, maar dat vaak niet tijdig mogelijk is. Het kabinet zet sterk in op het tijdig realiseren van de benodigde randvoorwaarden (zie onderaan deze paragraaf en de hoofdstukken m.b.t. energieketens). Vooralsnog is het beeld dat benodigde infrastructuur en aansluitingen tijdig (uiterlijk 2040) worden gerealiseerd, al dan niet in combinatie met flexibiliteit of hybride oplossingen (zie ook H4.3). Wel zijn investeringen in netverzwaring gevoelig voor vertragingen. Het kabinet heeft dit risico scherp op het netvlies en evalueert het huidige beeld en eventuele systeemkeuzes opnieuw in het nieuwe NPE van 2029.

23 Het betreft de sectoren: levensmiddelen, papier- en karton, glas, keramiek, afval- en recycling, chemische industrie, metallurgische industrie, datacentra, en de offshore olie- en gasexploratie. In de praktijk overlappen cluster 6 en deze sectoren niet volledig; een aantal bedrijven uit deze sectoren is in een geografisch cluster gevestigd.

Voor de industrie in cluster 6 geldt dat elektrificatie en efficiëntieverbetering de dominante routes zijn, het oplossen van infrastructurele knelpunten staat bovenaan. De verduurzaming van deze industrie verloopt primair via elektrificatie van lage- en midden-temperatuurprocessen, wat een kosteneffi-ciënte route is met aanzienlijke emissiereducties. In sectoren zoals voedingsmiddelen en papier ligt de nadruk daarom sterk op elektrificatie. Netcongestie, nabijheid tot elektriciteitsinfra-structuur en hoge netwerkkosten vormen daar de belangrijkste knelpunten. Voor hogetemperatuurprocessen in de keramiek en delen van de glasproductie blijven groen gas en mogelijk waterstof kansrijke alternatieven, vaak in hybride toepassingen. Tegelijkertijd kan de fysieke afstand tot infrastructuur een belemmering vormen voor de toepassing van m.n. waterstof, afhankelijk van de locatie, vraagvolumes en concentratie van bedrijven. In gebieden waar voldoende geclusterde waterstof-vraag ontstaat, kan het doelmatig zijn om gedeelde infrastruc-tuur aan te leggen in de vorm van een distributienet. Er kan ook worden gekozen voor regionale waterstofhubs (zie hoofdstuk 5.6). Ook CO_2-afvang en -opslag kan kansen bieden, waarbij kleinere hoeveelheden CO_2 over weg en water kunnen worden getransporteerd. De kosteneffectiviteit hiervan verschilt echter per bedrijf en regio. Veel cluster 6-bedrijven liggen bovendien in de buurt van Natura2000-gebieden, waardoor er afhankelijk van de exacte ligging knelpunten voor zowel verduurzaming als uitbreiding met nieuwe (groene) activiteiten is. Lokale groen gasproductie en energiehubs kunnen mogelijk in specifieke omstandigheden een oplossing bieden.

Vanwege de grote diversiteit in productieprocessen en loca-ties hanteert het kabinet voor de verduurzaming van cluster 6 een regionale en casus-specifieke aanpak. Het kabinet zet in op het creëren van de benodigde randvoorwaarden, onder meer via de Landelijke Aanpak Netcongestie, het dempen van elektriciteitskosten (via bijvoorbeeld de bij Regeerakkoord beschikbaar gestelde middelen voor de industrie en steun voor het Europese Electrification Action Plan), het stimuleren van groengasproductie, het verlagen van waterstofkosten en het ondersteunen van innovatie en opschaling via bestaande instru-menten. Leidend in de versnelling van de verduurzaming is het Actieplan 2.0 Cluster 6 dat in september 2025 naar de Tweede Kamer is gestuurd. De belangrijkste speerpunten daarin zijn 1) de regioaanpak, waarin samenwerking op lokaal en regionaal niveau tussen bedrijven wordt gezocht om knelpunten op te lossen; 2) de casusaanpak, met focus op specifieke casussen en bredere kennisdeling om in een breed gremium knelpunten op te lossen en lessen breder te delen; en 3) pilots met alternatieve energiedragers: waterstof en groen gas. Cluster 6-bedrijven maken bovengemiddeld goed gebruik van het verduurzamings-instrumentarium en zijn één van de grootste afnemers van de SDE++, VEKI en ISDE-subsidie. Ook maken deze bedrijven veel gebruik van de fiscale stimuleringsmaatregelen als de EIA en de MIA/VAMIL. Het kabinet werkt aan een clusteraanpak waarin de inzet voor cluster gerichter kan worden bepaald. In de indu-striestrategie van Stichting C6 (verwacht in het najaar van 2026) zal de potentie voor investeringen in verduurzaming en hiervoor benodigde randvoorwaarden beter in beeld worden gebracht.

2.4 Energievraag en koolstofstromen industrie

Op basis van de geschetste verwachtingen is een cijfermatig beeld opgesteld van de industriële energievraag en -mix (inclusief grondstoffen) en de bijbehorende koolstofstromen. Een nadere omschrijving van het cijfermatige beeld van het energiesysteem in de actualisatie van het NPE (inclusief methodologie) is te vinden in bijlage 1.

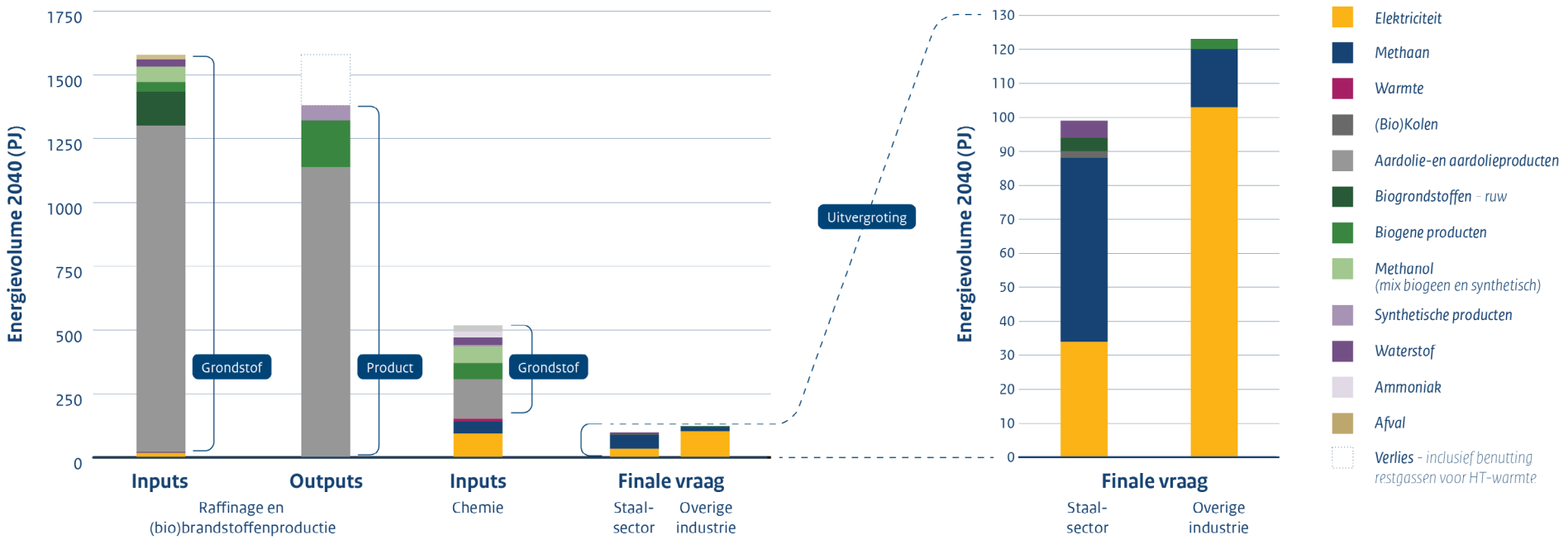
Energievraag en energiemix

Figuur 2.1 geeft een overzicht van hoe de energievraag en energiemix (inclusief grondstoffen) in de industrie er in 2040 uit zou kunnen zien in lijn met de hierboven geschetste verduurzamingsroutes (basispad cijferbasis). Daarnaast staan in de kwalitatieve omschrijving van de verduurzamingsroutes hierboven veelal ook potentiële ontwikkelingen omschreven bij gunstigere kostenontwikkelingen of additionele inzet op weerbaarheid. In bijlage 1 (B.1) wordt dit ook wel omschreven al een 'hoog-scenario'. Bijgevoegde figuren[24] zijn (tenzij anders vermeld) gebaseerd op het basispad. De brandstofproductie laat in dit beeld de grootste verandering zien ten opzichte van de huidige situatie, aangezien de totale output van deze sector substantieel is afgenomen door sterke elektrificatie van het wegtransport in Nederland (en de rest van Europa). De productiecapaciteit voor duurzame brandstoffen is in dit beeld aanzienlijk opgeschaald, hoewel de verwerking van aardolie en aardolieproducten nog steeds het grootste deel van de verwerking in de sector vertegenwoordigt. In de chemie daalt de energievraag in dit beeld, onder meer door toegenomen circulariteit. Daarbij komen de eerste grootschalige productiefaciliteiten op basis van innovatieve productieroutes voor productie van chemicaliën uit duurzame koolstofdragers van de grond. De staalsector is overgestapt van kolen-gebaseerde productie naar productie van DRI (direct-reductie ijzer) op basis van aardgas in combinatie met CCS, mogelijk met bijmenging van groengas en kleine hoeveelheden waterstof. De productie van staal gebeurt middels een elektrische vlamboogoven. In de overige industrie waaronder die in cluster 6, is (hybride) elektrificatie de dominante verduurzamingsroute. Aardgas speelt met name een rol als back-up in uren met schaars elektriciteitsaanbod en waterstof en biogrondstoffen spelen een beperkte rol bij het verduurzamen van die processen waar elektrificatie niet technologisch haalbaar of kosteneffectief is.

Koolstofstromen

Figuur 2.2 geeft een illustratief overzicht van de koolstofverwerkende industrie in 2040 (brandstoffen en organische chemie). In de figuur is te zien dat aardolie nog steeds de primaire grondstof is in de raffinage in 2040, maar dat daarnaast in dit beeld aanzienlijke productie van duurzame brandstoffen plaatsvindt. De hier geïllustreerde verwerking van biogrondstoffen en geïmporteerde synthetische intermediates zoals methanol hangt met name samen met de productie van duurzame luchtvaartbrandstoffen. Het geïllustreerde beeld (een uitsnede uit de bredere cijferbasis in bijlage 1) gaat uit van behoud van de Nederlandse exportpositie voor brandstoffen. De huidige EU mandaten voor scheepvaartbrandstoffen vormen in dit beeld slechts een beperkte prikkel voor

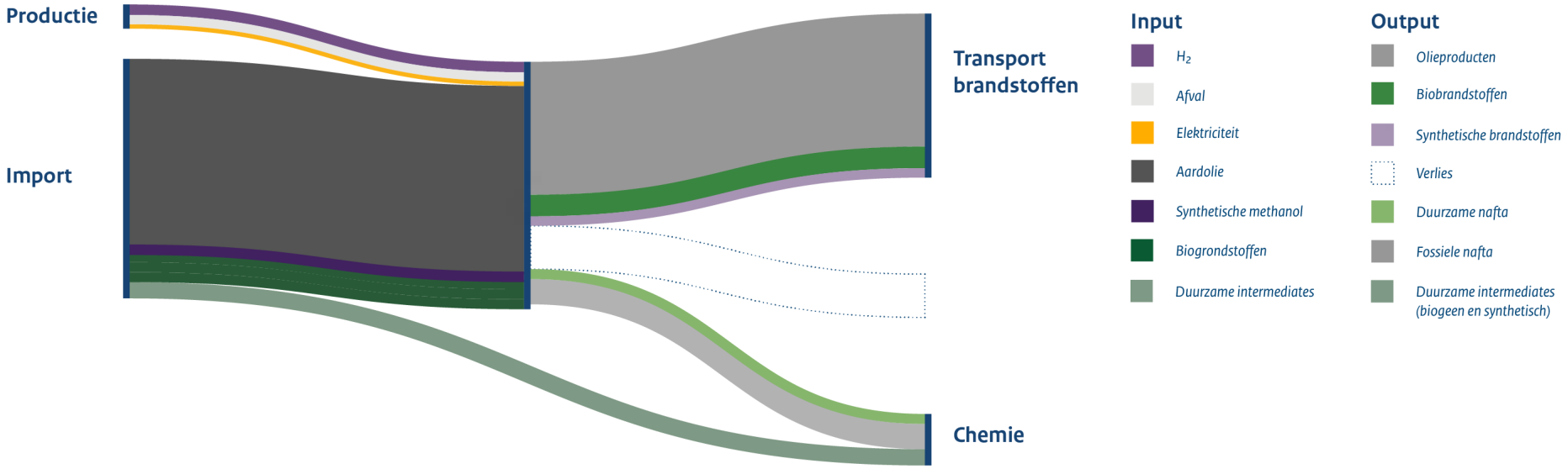
24 Zo kunnen gunstigere kostenontwikkelingen ten aanzien van Nederlandse productie van hernieuwbare waterstof, en/of aanvullende inzet op weerbaarheid bijvoorbeeld leiden tot grotere inzet van koolstofarme waterstof voor ammoniakproductie ten koste van import; grotere inzet van waterstof voor staalproductie ten koste van (groen) gas; en meer processtappen in duurzame brandstofproductie (groter aandeel vergassing en deels met waterstofverrijking) ten kosten van methanolimport. Dit zou leiden tot een grotere waterstofvraag en vraag naar (ruwe) biogrondstoffen.



Figuur 2.1 *Illustratief beeld voor de energievraag in de industrie in 2040. Bron: Cijferbasis NPE (2040).*

investeringen in grootschalige productiecapaciteit voor duurzame scheepvaartbrandstoffen. Het bereiken van nieuwe wereldwijde verduurzamingsnormen vanuit de International Maritime Organisation kunnen hier mogelijk verandering in brengen. In dit beeld is sprake van een concurrerende Nederlandse chemie dankzij ambitieuze vergroening van de grondstoffen. Om dit te realiseren is ambitieuze Europese vraagcreatie naar duurzame producten essentieel. Een deel van de duurzame chemiegrondstoffen wordt geproduceerd als bijproduct bij de productie van duurzame luchtvaartbrandstoffen. Hoe de onderlinge verdeling tussen verschillende typen grondstoffen er precies uit zal zien is hoogst onzeker; in dit beeld is daarom uitgegaan van een mix van productieroutes.[25]

25 Bij zowel Fischer-Tropsch brandstoffen na vergassing van biomassa of de methanol-to-jet route komt nafta als bijproduct vrij, wat kan worden ingezet als grondstof in de chemie. Daarnaast kan de chemie gebruik maken van geïmporteerde duurzame grondstoffen zoals nachts en pyrolyseolie en methanol.



Figuur 2.2 *Illustratieve weergave van input-en outputstromen in de koolstofverwerkende industrie – de brandstoffenproductie en chemie – in 2040. Bron: Cijferbasis NPE (2040).*

3. Energievraag mobiliteit

3.1 Inleiding

In dit hoofdstuk wordt een beeld geschetst van de ontwikkeling van de energievraag en -mix van de sector mobiliteit richting 2040. Het vertrekpunt is de raming van PBL in de Klimaat- en energieverkenning 2026 van de energiemix op basis van vastgesteld en voorgenomen beleid. Daaruit blijkt dat de vraag naar mobiliteit richting 2040 zal groeien, waarbij de vraag naar fossiele brandstoffen afneemt en de vraag naar hernieuwbare energiedragers toeneemt. Deze afbouw van fossiele brandstoffen is noodzakelijk voor verdere verduurzaming en om te voldoen aan de klimaatdoelen. In het NPE van 2029 zal hier meer duidelijkheid over zijn.

De snelheid van de elektrificatie en de inzet van biobrandstoffen in de mobiliteit laat zich moeilijk voorspellen en is mede afhankelijk van (nog te nemen) Europese en nationale besluitvorming. Daarom worden in aanvulling op de PBL-raming mogelijke ontwikkelingen in de inzet van hernieuwbare energiedragers voor mobiliteit geschetst en waar mogelijk kwantitatief geduid. Dit gebeurt aan de hand van de drie energieketens elektriciteit, koolstof en waterstof.

Om tijdig te kunnen anticiperen op een hogere vraag naar hernieuwbare energiedragers zijn voor de cijferbijlage bij dit rapport voor binnenlandse mobiliteit twee scenario's opgesteld, waarbij ten opzichte van het basispad uit de Klimaat- en Energieverkenning 2026 sprake is van een lagere of hogere ingroei van elektrische voertuigen en al dan niet sprake is van een hogere inzet van biodiesel.

3.2 Ontwikkeling energiedragers totale mobiliteitssector richting 2040

Om in 2050 een klimaatneutrale mobiliteitssector te hebben moet de inzet van fossiele brandstoffen worden afgebouwd en is tijdige en voldoende beschikbaarheid en betaalbaarheid van duurzame energiedragers en bijbehorende infrastructuur essentieel. De huidige energiemix van de sector mobiliteit bestaat uit fossiele brandstoffen, elektriciteit, biobrandstoffen en waterstof. Om de noodzakelijke afbouw van fossiele brandstoffen mogelijk te maken neemt de inzet van elektriciteit, biobrandstoffen, e-fuels en waterstof richting 2040 toe. Tegelijkertijd groeit de mobiliteitssector door onder andere economische- en bevolkingsgroei en blijft goederenvervoer een belangrijke rol spelen in de wereldhandel. Mede door deze ontwikkelingen ontstaat een toenemende vraag naar hernieuwbare energiedragers.

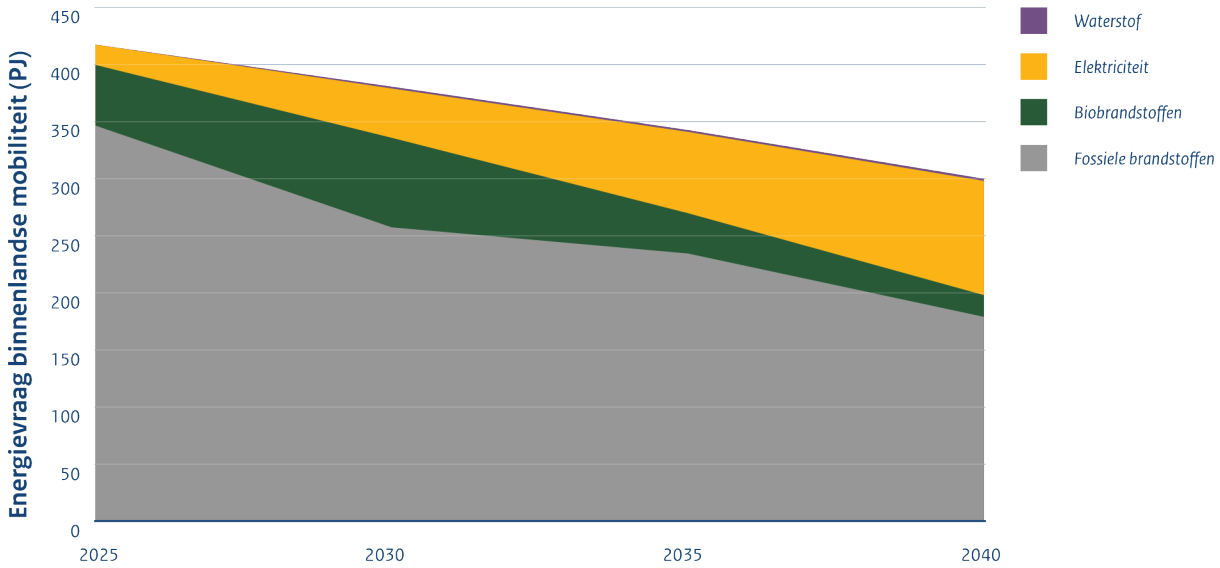
Er wordt een afname van de totale energievraag van de sector mobiliteit verwacht van 1038 PJ in 2025 naar 908 PJ in 2040. Door verdere elektrificatie van het wagenpark is er een afname van de totale energievraag van de sector mobiliteit te zien. Dit komt doordat elektrische voertuigen tot drie keer energie-efficienter zijn dan voertuigen met een verbrandingsmotor. Ook valt de energievraag lager uit dan in het NPE uit 2023 is opgenomen. Dit is te verklaren door verdere elektrificatie van het wegvervoer en doordat er een beter beeld is van de energievraag van de sector. Dit betekent overigens nog steeds dat er voor de verduurzaming van mobiliteit een significante vraag naar duurzame energiedragers is en tijdige beschikbaarheid om aan deze vraag te voldoen van belang is.



3.3 Binnenlandse mobiliteit

Ontwikkeling energiedragers binnenlandse mobiliteit richting 2040

In 2040 is in de binnenlandse mobiliteit (wegverkeer, openbaar vervoer, spoor en mobiele werktuigen) elektriciteit een belangrijke hernieuwbare energiedrager, maar speelt ook de inzet van biobrandstof nog een belangrijke rol. Waterstof speelt een beperkte rol in de verduurzaming van zwaar wegtransport. Door Europese wetgeving (ETS-2, CO_2-emissienormen voor nieuwe voertuigen, REDIII en de AFIR) zullen fossiele brandstoffen in de binnenlandse mobiliteit steeds verder worden vervangen.



Figuur 3.1 *Ontwikkeling totale energievraag binnenlandse mobiliteit (wegverkeer, OVS, NRMM). Bron: PBL (2026).*[26]

In de binnenlandse mobiliteit wordt er richting 2040, ondanks een toename van het aantal vervoersbewegingen en voertuigen, een flinke afname van de totale finale energievraag verwacht van 418 PJ in 2025 naar 300 PJ in 2040. Dit komt voornamelijk door elektrificatie van het wegverkeer, aangezien elektrische voertuigen tot wel drie keer energie-efficiënter zijn dan voertuigen met een verbrandingsmotor. Om de verduurzaming te versnellen kan er ingezet worden op het sneller elektrificeren van het wagenpark of door tijdelijke extra inzet van biobrandstoffen.

In de raming van de Klimaat- en energieverkenning 2026 gaat PBL uit van de voortzetting van het huidige beleid. Door nationale en Europese beleidskeuze en externe factoren, zoals prijsontwikkelingen van accutechnologie en fossiele brandstoffen en economische groei, kan de elektrificatie van het wagenpark worden vertraagd of versneld. Bij de beschrijving van de elektriciteitsketen worden hierbij enkele ontwikkelrichtingen geschetst.

26 PBL (2026). Klimaat- en Energieverkenning.

De voortzetting van het huidig beleid betekent ook dat de brandstoftransitieverplichting voor de sector land in het Besluit energie vervoer van 28,4% ongewijzigd wordt doorgetrokken naar 2040. Het gevolg daarvan is dat de inzet van biobrandstoffen afneemt van 78 PJ in 2030 naar 19 PJ in 2040. Naar alle waarschijnlijkheid zal de inzet van biobrandstoffen in de binnenlandse mobiliteit groter zijn dan blijkt uit de PBL-raming. Hierover zijn nog geen besluiten genomen. Bij de beschrijving van de koolstofketen wordt een ontwikkelrichting geschetst waaraan gedacht kan worden.

Elektriciteitsketen

Elektrificatie is richting 2050 de hoofdroute voor het wegverkeer, het spoor en mobiele werktuigen. Deze route maakt Nederland minder afhankelijk van de import van fossiele brandstoffen uit een beperkt aantal landen en is financieel aantrekkelijk voor de gebruiker. Daarnaast zorgt het voor efficiënt gebruik van energie. In 2040 zal een groot deel van de personenauto's, bestelbussen, vrachtwagens en het openbaar vervoer geëlektrificeerd zijn. Bij zwaar wegtransport lijkt batterij-elektrische aandrijving de meeste kansrijke en kosteneffectieve oplossing, maar kunnen ook andere energiedragers en aandrijftechnologieën een rol spelen.

Door (Europees) beleid, technologische vooruitgang en kostenreductie van accutechnologieën versnelt de ingroei van elektrische voertuigen en de vraag naar elektriciteit. De Europese normen ten aanzien van de verkopen van emissievrije (bestel)auto's in 2035 en de verkopen van emissievrije vrachtauto's en bussen dragen hieraan bij. De verwachting is dat een eventuele afzwakking van de EU-norm voor personenauto's in Nederland waarschijnlijk vooral impact heeft na 2035. Daarnaast zullen Europese normerings- en beprijzingsmaatregelen zoals de REDIII en ETS2 elektrificatie in de mobiliteit versnellen. Ook zorgt nationaal beleid, zoals de vrachtwagenheffing in combinatie met de terugsluis van de netto-opbrengsten, zero-emissiezones, het normeren van de zakelijke leasemarkt via een pseudo-eindheffing en de inruilregeling van oude fossiele voertuigen voor tweedehandse elektrisch voertuigen voor verdere verduurzaming van de binnenlandse mobiliteit. Hiervoor wordt de laadinfrastructuur in hoog tempo uitgebreid, maar kan dit worden vertraagd door netcongestie. Op basis van huidig beleid verwacht PBL een elektriciteitsvraag van het binnenlandse vervoer van 100 PJ in 2040. Afhankelijk van verschillende externe factoren kan deze vraag uitkomen tussen 73 PJ en 123 PJ in 2040.

De ingroei van elektrische voertuigen kan door diverse oorzaken sneller verlopen dan nu aangenomen. De ingroei wordt mede bepaald door technische, sociale, economische en beleidsmatige ontwikkelingen. Daarom is sprake van een ruime bandbreedte, waardoor de elektriciteitsvraag in 2040 hoger of lager kan zijn dan geraamd in de Klimaat- en Energieverkenning 2026 nu aangenomen. Daarbij is een belangrijke onzekerheid of netcongestie in de toekomst nog een beperkende factor is voor de ingroei van elektrische voertuigen. In de Outlook Mobiliteit, die in opdracht van de Nationale Agenda Laadinfrastructuur door ElaadNL is opgesteld, wordt in tegenstelling tot de Klimaat- en Energieverkenning 2026, de '*zuivere vraag*' vanuit elektrisch vervoer in beeld gebracht. Hierbij wordt tot 2040 geen rekening gehouden met een verdere toename van netcongestie. Er wordt wel rekening gehouden met de realisatie in de afgelopen jaren waardoor enig effect van congestie wordt meegenomen. Mocht netcongestie geen beperkende factor vormen komt de elektriciteitsvraag volgens ElaadNL uit op 155 PJ (124 PJ – 169 PJ) in 2040.

Koolstofketen

Hoewel de inzet van elektriciteit op termijn dominant wordt, blijft inzet van biobrandstoffen voor het verduurzamen van het wegverkeer en mobiele werktuigen in 2040 noodzakelijk. Een deel van de voertuigen is in 2040 nog niet geëlektrificeerd. Daarom vervullen duurzame biobrandstoffen nog een belangrijke rol bij de verduurzaming van voertuigen met een verbrandingsmotor in de binnenlandse mobiliteit. Daarnaast kan de inzet van biobrandstoffen in de binnenlandse mobiliteit bijdragen aan innovatie en opschaling van biobrandstofproductie die nog lange tijd nodig is onder andere in de lucht- en scheepvaart.

Ook zijn er Europese doelen die bijdragen aan een grotere vraag naar hernieuwbare energie, zoals biobrandstoffen. De *Europese Renewable Energy Directive* (RED-III) stelt doelen voor de CO_2-ketenemissiereductie middels het leveren van hernieuwbare energie in onder andere de mobiliteitssector en subdoelen voor de minimuminzet van geavanceerde biobrandstoffen en RFNBO's (*'Renewable Fuels of Non Biological Origin'*, zoals waterstof). In Nederland is de RED-III uitgewerkt in de brandstoffentransitieverplichting (BTV), waarbij gekozen is voor afzonderlijke verplichtingen voor wegtransport (inclusief mobiele machines), binnenvaart en zeevaart. Momenteel loopt de huidige brandstoftransitieverplichting voor brandstofleveranciers tot en met 2030. De motie Van Groningen/Veltman (TK 36 766, nr. 12) verzoekt de regering om de investeringshorizon onder de REDIII-wetgeving te verlengen tot 2035. Ook in het coalitieakkoord is afgesproken om de inzet van biobrandstoffen na 2030 te normeren en daarbij op te trekken met Duitsland en Frankrijk.

De toekomstige verlenging van de BTV zorgt ervoor dat biobrandstoffen ook na 2030 een belangrijke rol spelen in het wegverkeer. Hierover zijn nog geen besluiten genomen. Daarom is in de raming van PBL de BTV van 28,4% uit het Besluit energie vervoer ongewijzigd doorgetrokken naar 2040. Het gevolg daarvan is dat de inzet van biobrandstoffen afneemt van 79 PJ in 2030 naar 15 PJ tot 24 PJ in 2040. Naar alle waarschijnlijkheid zal de inzet van biobrandstoffen in de binnenlandse mobiliteit groter zijn dan blijkt uit de PBL-raming.

Het nog vast te stellen beleid is in sterke mate bepalend voor de vraag van biobrandstoffen in 2040. De mogelijkheid voor biobrandstoffen in het wegverkeer is afhankelijk van de resterende brandstofplas. De omvang hiervan wordt beïnvloed door de ingroei van elektrische voertuigen, de inzet van waterstof en de mate van bijmenging van bio-ethanol en biodiesel. Om in de binnenlandse mobiliteit het aandeel biobrandstoffen te vergroten, zijn er in het formatierapport 'Routes naar realisatie'[27] illustratieve beleidspakketten uitgewerkt. In een van de pakketten is de inzet van biodiesel in het wegverkeer geleidelijk verhoogd naar 60% in 2040. Deze verhoging zal vooral bijdragen aan de verdere verduurzaming van het vrachtverkeer, bestelauto's en mobiele machines. Bij een geleidelijke verhoging van de inzet van biodiesel naar 60% in 2040 en gelijkblijvende inzet van biobenzine van 10% in 2040 neemt de vraag naar biobrandstoffen toe tot maximaal 84 PJ.

27 Ministerie van Klimaat en Groene Groei (2025). Routes naar realisatie - Keuzes voor het klimaat en de energietransitie.

Waterstofketen

Waterstof zal een rol blijven spelen in de binnenlandse mobiliteit richting 2050. Waterstof kan naast biobrandstoffen in de binnenlandse mobiliteit een oplossing vormen waar elektrificatie nog niet in alle gevallen mogelijk is, zoals bij het zwaar wegtransport. Tegelijkertijd zijn er factoren die de inzet van groene waterstof in de binnenlandse mobiliteit onzeker maken. Momenteel remt de beperkte beschikbaarheid en de relatief hoge prijs van groene waterstof ten opzichte van elektriciteit en biobrandstoffen de inzet van waterstof in mobiliteit nog af. De verwachting is echter dat subsidies voor de productie, stijgende afname van groene waterstof en de systematiek van de REDIII de beschikbaarheid van waterstof zullen vergroten en de prijs zullen verlagen. Deze prijsdaling is al waarneembaar in de mobiliteit; de verwachting is dat specifieke onderdelen van het zwaar wegtransport als eerste een sluitende businesscase kunnen bieden voor groene waterstof ten opzichte van fossiele energie.

De subdoelstelling in de brandstoftransitieverplichting van 2 PJ in 2030 voor de directe inzet van hernieuwbare waterstof(-gebaseerde brandstoffen) in wegtransport draagt hieraan bij. Dit is in aanvulling op de subdoelstellingen voor zeevaart, binnenvaart en wegtransport van 7,5 PJ totaal, die kan worden ingevuld met directe inzet van hernieuwbare waterstof in die sectoren, maar ook via inzet hiervan via de zogeheten ‘raffinageroute’ die inzet van groene waterstof in de raffinage van brandstoffen ook meetelt voor de BTV. Hiermee speelt de mobiliteitssector een belangrijke rol bij vraagcreatie naar hernieuwbare waterstof voor de eerste projecten in de markt. In 2040 wordt er een waterstofvraag vanuit het wegverkeer verwacht rond de 2 PJ.

Tabel 3.1 *Scenario's voor binnenlandse mobiliteit: ontwikkelingen in energiedragers.*

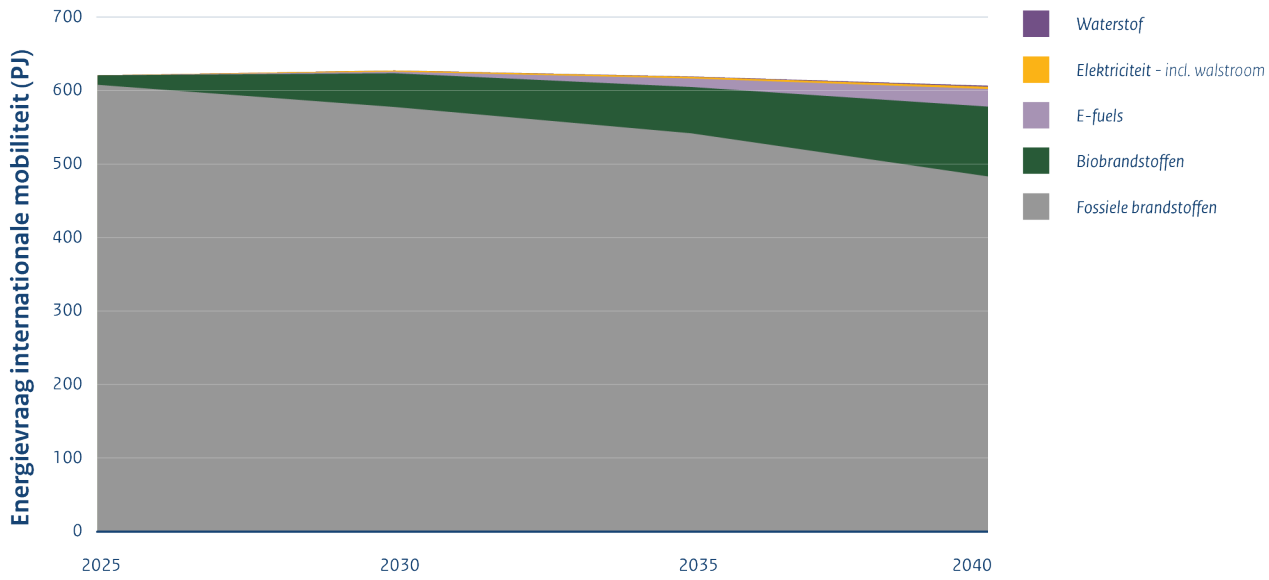
Scenario's in 2040	Laag EV scenario	Hoog EV-scenario
Uitgangspunt voor ingroei elektrische voertuigen:	*Onderkant bandbreedte elektriciteitsverbruik van basispad Klimaat- en Energieverkenning 2026*	*Middenscenario Outlook Mobiliteit ElaadNL*
Uitgangspunt voor inzet biobrandstoffen:	*Verhoging inzet biodiesel naar 60% in 2040 op basis van formatierapport van Kempen*	*Ongewijzigd doortrekken van de brandstof-transitieverplichting van 28,4%*
Elektriciteit (PJ)	65 PJ	154 PJ
Biobrandstof (PJ)	84 PJ	11,5 PJ
Waterstof (PJ)	2 PJ	2 PJ
Fossiel (PJ)	207	101 PJ
Totaal (PJ)	**356 PJ**	**268,5 PJ**

Scenario's vraag naar elektriciteit en biobrandstoffen in 2040

Voor de cijfermatige bijlage zijn twee scenario's opgesteld om ontwikkelingen in de binnenlandse mobiliteit voor de energiedragers elektriciteit en biobrandstoffen in 2040 te schetsen.

Scenario 1 is gebaseerd op de ramingen uit de Klimaat- en Energieverkenning 2026 bij vastgesteld en voorgenomen beleid. Hierbij wordt, op basis van de bandbreedtes uit de KEV 2026, uitgegaan van de ondergrens van de elektriciteitsbandbreedte. Daarnaast wordt aangenomen dat de inzet van biodiesel in de resterende brandstofplas toeneemt tot 60% in 2040, terwijl de inzet van biobenzine gelijk blijft op 10%. Deze aannames zijn gebaseerd op het formatierapport van Kempen.

Scenario 2 is gebaseerd op het middenscenario van ElaadNL met een hoge mate aan elektrificatie van het wegvervoer. Voor de inzet van biobrandstoffen is aan de hand van de resterende brandstofvraag een inschatting gemaakt op basis van de hoeveelheid afgelegde kilometers in de ElaadNL outlook mobiliteit. Daarbij is de brandstoftransitieverplichting voor de sector land in het Besluit energie vervoer van 28,4% ongewijzigd doorgetrokken, net zoals in de KEV 2026.



Figuur 3.2 *Ontwikkeling totale energievraag internationale mobiliteit. Bron: PBL (2026), Aangevuld met eigen berekeningen.*[28]

3.4 Internationale mobiliteit

Ontwikkeling energiedragers internationale mobiliteit richting 2040

Internationale afspraken, Europese en nationale regelgeving, subsidiemogelijkheden en klimaatdoelstellingen in de lucht- en scheepvaart versterken de vraag naar hernieuwbare energiedragers. Tegelijkertijd is de toekomstige verdeling, de 'energiemix' tussen deze energiedragers nog onzeker. Beleidsverplichtingen laten vaak ruimte om doelen in te vullen met verschillende technologieën, waardoor het nog niet vaststaat in welke mate elektriciteit, biobrandstoffen, e-fuels en waterstof dominant zullen worden, voor zover er al sprake is van een dominant transitiepad. Deze onzekerheid hangt samen met technologische ontwikkelingen, kostenreducties, beschikbaarheid van duurzame grondstoffen en infrastructuur. Tijdige en voldoende beschikbaarheid en betaalbaarheid van duurzame energiedragers is essentieel om internationale afspraken, Europese en nationale regelgeving te halen.

De totale finale energievraag in de internationale mobiliteit (binnenvaart, zeevaart en luchtvaart) zal richting 2040 naar verwachting licht afnemen van 621 PJ naar 608 PJ. De finale

28 PBL (2026). Klimaat- en Energieverkenning.

energievraag van de scheepvaart neemt af van 465 PJ naar 420 PJ in 2040. Op de langere termijn lopen de projecties verder uit elkaar en laten meerdere scenario's variërend van een lichte tot een vrij sterke daling van de bunkervraag in Nederlandse havens zien. Hoe snel een dergelijke daling zal verlopen en hoe groot die daling zal zijn is nog erg onzeker. In de luchtvaart neemt de aankomende jaren, in tegenstelling tot andere modaliteiten, het energieverbruik toe van 156 PJ in 2025 naar 188 PJ in 2040.

In dit hoofdstuk is ervoor gekozen om de binnenlandse binnenvaart onder de internationale mobiliteit op te nemen. Dit aangezien de ontwikkelingen in de binnenvaartsector zowel nationaal als internationaal grotendeels overeenkomen en de binnenvaart in een internationaal speelveld opereert. Van de drie modaliteiten gebruikt de binnenvaart de minste energie. Ondanks het beperkte aandeel elektriciteit in het gepresenteerde beeld voor 2040 is elektrificatie de hoofdroute voor de binnenvaart.

Elektriciteitsketen

Elektriciteit zal richting 2050 een steeds grotere rol gaan spelen in de internationale mobiliteit. In 2040 zal dit nog bescheiden zijn. Elektriciteit zal in 2040 onderdeel zijn van de energiemix in de binnenvaart, lucht- en zeevaart. In de binnenvaart is elektrificatie richting 2050 de hoofdroute. Voor de binnenvaart lijkt batterij-elektrische aandrijving nu de meest energie-efficiënte aandrijflijn bij vervanging, maar spelen andere aandrijftechnologieën en energiedragers mogelijk ook een rol. De voorzieningen voor walstroom voor de lucht- en scheepvaart worden in hoog tempo uitgebreid. Deze ontwikkelingen leiden richting 2040 tot een groeiende vraag naar elektriciteit.

Waar dat in 2040 mogelijk is, zullen binnenvaartschepen overschakelen op elektriciteit voor de voortstuwing. Waar elektrificatie -gezien de omvang van het schip of het vaarprofiel - niet mogelijk is, worden ook in de toekomst alternatieve brandstoffen ingezet. Elektrificatie in de lucht- en zeevaart heeft betrekking op voorzieningen voor walstroom en op elektrisch vliegen en varen op korte afstanden, bij zeevaart voornamelijk in en rondom havens. Hoewel de elektrische energievraag voor luchtvaart in 2040 nog bescheiden is, gaat het naar verwachting wel om een groot aantal vluchten. De grootte van de elektriciteitsvraag is sterk afhankelijk van de prijs- en capaciteitsontwikkeling van accutechnologieën. De verwachte elektriciteitsvraag voor internationale mobiliteit ligt op maximaal 3 PJ in 2040.

Koolstofketen

Voor de luchtvaart geldt dat in 2050 hernieuwbare brandstoffen de dominante energiebron zullen vormen, richting 2040 wordt een aanzienlijke toename verwacht van de inzet van biobrandstoffen. In het komende decennium zal fossiele kerosine naar verwachting de meest ingezette brandstof in de luchtvaart blijven. Maar richting 2040 spelen Sustainable Aviation Fuels (SAF) naar verwachting een centrale rol in de verduurzaming van de luchtvaart, omdat zij kunnen worden ingezet in bestaande vliegtuigen en infrastructuur en daarmee op relatief korte termijn tot emissiereducties leiden. De verwachting is dat de vraag naar bio-SAF in 2040 44 PJ is.

De verwachting is dat biobrandstoffen in 2040 een belangrijke rol spelen in de verduurzaming van de internationale binnenvaart en zeevaart. De vraag naar biobrandstoffen zal de komende jaren toenemen tot 50 PJ in 2040. Door beleidsmaatregelen zoals RED-III en ETS2 in combinatie met een verdere



daling van de prijzen voor batterijen kan elektrificatie in de binnenvaart al eerder in beeld komen. De kostenontwikkeling van biobrandstoffen is daarbij een belangrijk aandachtspunt. Voor de binnenvaartsector is in de RED-III een brandstoftransitieverplichting opgenomen die met jaarlijkse stappen oploopt tot 14,5% in 2030. Dit zorgt voor vraag naar hernieuwbare energiedragers, waaronder elektriciteit. De opt-in ETS2 voor onder andere de binnenvaart zorgt ervoor dat de businesscase voor verduurzaming vanaf 2028 stapsgewijs verbetert. Het opnemen van zeevaart in EU-ETS en de FuelEU Maritime en de (nationale) brandstoftransitieverplichting op levering aan zeevaart zorgen voor een toenemende vraag naar hernieuwbare brandstoffen in de zeevaartsector. In IMO verband zijn in 2023 de klimaatdoelen voor de internationale zeevaart aangescherpt, waarbij een netto nul doel in of rond 2050 is aangenomen. Door aanname van zogenoemde mid-term measures door IMO kan een nog grotere stimulans ontstaan voor de afname van hernieuwbare brandstoffen. Hoewel de doelen van FuelEU Maritime en de broeikasgasstrategie van IMO eveneens bereikt kunnen worden met fossiele brandstoffen met een lagere broeikasgasintensiteit, zal – vooral als er hogere verplichtingen gaan gelden – een sterkere vraag ontstaan naar biobrandstoffen. Daar komt bij dat de stimulering van gebruik van RFNBO's in beide systematieken vooralsnog slechts beperkt blijft, en er daarmee in eerste instantie vooral een grotere inzet van biobrandstoffen nodig is. Binnen FuelEU Maritime is daarnaast het gebruik van conventionele biobrandstoffen beperkt; biobrandstoffen geproduceerd uit voedsel- en voedergewassen tellen mee als fossiel. Voor zowel drop-in hernieuwbare brandstoffen als hernieuwbare varianten voor alternatieve aandrijflijnen is opschaling nodig van de productie gericht op scheepsbrandstoffen, eveneens vooruitlopend op oplopende verplichtingen na 2030. Tegelijkertijd is de onrendabele top – in de zin van de hogere productiekosten ten opzichte van de mogelijke marktprijs – een barrière voor producenten om deze opschaling te realiseren, zonder voldoende afname. Daarnaast kan ammoniak, als niet-koolstofhoudende brandstof, een rol spelen in de zeevaart. Het is nog onduidelijk hoe de verdeling van de inzet van biodiesel, bio-LNG en biomethanol eruit zal gaan zien.

Waterstofketen

Internationale afspraken, Europese en nationale regelgeving en klimaatdoelstellingen in de lucht- en scheepvaart versterken de vraag naar hernieuwbare synthetische brandstoffen en mogelijk ook directe toepassing van waterstof.
De directe inzet van waterstof in de luchtvaart speelt in 2040 een beperkte rol, dit aangezien er specifieke vliegtuigen voor ontwikkeld moeten worden. Richting 2050 zal de vraag voor waterstof voor waterstof-elektrisch vliegen echter naar verwachting toenemen. E-SAF speelt vanaf 2030 een steeds grote rol in de

verduurzaming van de luchtvaart vanwege de sub-verplichtingen voor e-SAF (of waterstof) uit ReFuelEU. Aangezien hiervoor geen aanpassingen aan de vliegtuigen zelf nodig zijn, is dit makkelijker toepasbaar dan directe inzet van waterstof. In de zeevaart zullen richting 2040 met name e-methaan, e-methanol en mogelijk e-ammoniak een rol gaan spelen in de verduurzaming van de scheepvaart. De beschikbaarheid van voldoende hernieuwbare elektriciteit en waterstof en de mate waarin er - ondanks de hogere kosten - een businesscase voor kan worden ontwikkeld, hebben invloed op de mate waarop e-fuels kunnen worden geproduceerd en ingezet in de lucht- en scheepvaart. Daarnaast zal import van waterstofdragers een belangrijke rol spelen. De verwachting is dat in 2040 18 PJ van de energievraag van de luchtvaart en 6 PJ van de energievraag van zeevaart wordt ingevuld met e-fuels. Deze inzet kent voor scheepvaart onzekerheden en is afhankelijk van de vervoersprestatie, verbetering van efficiëntie en de aantrekkelijkheid van bunkering in Nederlandse zeehavens.

Naast synthetische brandstoffen bestaat mogelijk ook vraag naar directe toepassing van waterstof in de lucht- en scheepvaart, al kent deze ontwikkeling een grotere onzekerheid. In de luchtvaart speelt directe inzet van waterstof in 2040 nog een beperkte rol, aangezien hiervoor specifieke vliegtuigen ontwikkeld moeten worden. Richting 2050 wordt een toename van de vraag naar waterstof voor waterstof(-elektrisch) vliegen verwacht. De mate waarin directe waterstoftoepassingen daadwerkelijk van de grond komen, hangt af van technologische voortgang van waterstofvliegtuigen, en de kosten en beschikbaarheid van hernieuwbare waterstof. Tevens vereist dit de ontwikkeling van waterstof (tank)infrastructuur op en naar luchthavens. De verwachting is dat de vraag naar vloeibare waterstof in de luchtvaart in 2040 rond de 2 PJ zal zijn. Directe inzet van waterstof komt bij de scheepvaart in beeld voor kortere afstanden, maar zal in 2040 nog beperkt zijn.

3.5 Netcongestie

Netcongestie kan in de komende jaren een beperkende factor spelen voor verdere elektrificatie. Zonder voldoende laadinfrastructuur en de daarvoor benodigde netcapaciteit zal de ontwikkeling van mobiliteit op land, met name in het vrachtverkeer en bij mobiele machines, vertragen. Ook voor de verduurzaming van de (lucht)haven-operaties is de beschikbaarheid van netaansluitingen met transportcapaciteit van groot belang voor de internationale sectoren.

De Europese Verordening betreffende infrastructuur voor alternatieve brandstoffen (AFIR) stelt regels voor laadinfrastructuur voor elektrische voertuigen, maar ook voor tankinfrastructuur voor vloeibaar gas en waterstof. Voor het wegvervoer geldt dat het nog onduidelijk is in hoeverre het uitbreiden van het laadnetwerk en het voldoen aan de AFIR-streefcijfers voor zwaar vervoer hinder ondervindt van de beperkte netcapaciteit. Echter, doordat Nederland al een uitgebreid laadnetwerk heeft, is de verwachting dat we alsnog aan de streefcijfers kunnen voldoen. Bovendien bieden slim en bidirectioneel laden mogelijkheden om ook bij beperkte netcapaciteit het laadnetwerk uit te kunnen blijven breiden[29].

De AFIR Verordening verplicht zeehavens in 2030 walstroom aan te bieden aan grotere containerschepen en passagiersschepen.

29 Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (2026). Nationale Routekaart Bidirectioneel Laden.

Aanvullend hierop zijn dezelfde schepen vanuit de FuelEU Maritime verordening, vanaf 2030 verplicht om walstroom af te nemen. Op luchthavens moeten stilstaande vliegtuigen van elektriciteit worden voorzien onder AFIR. Netcongestie vormt een risico voor de tijdige beschikbaarheid van walstroom. Momenteel vindt er vanuit het MIEK een onderzoek plaats naar de potentiële elektriciteitsvraag van luchthavens door onder andere de introductie van elektrisch vliegen. De verwachting is dat dit onderzoek aan het einde van 2026 wordt gepubliceerd.

3.6 Kansen mobiliteit voor het energiesysteem

Elektrificatie van mobiliteit kan bijdragen aan de flexibiliteit van het elektriciteitsnet. Mobiliteit wordt nu vaak alleen gezien als vrager van elektriciteit maar biedt ook kansen voor het bredere energiesysteem. Elektrische wegvoertuigen zijn tot wel 3x energie-efficiënter dan wegvoertuigen met een verbrandingsmotor wat bijdraagt aan een afname van de totale energievraag. Door technologische ontwikkelingen zoals bidirectioneel en slim laden kunnen elektrische voer- en vaartuigen middels het uitstellen van laden of het terugleveren van elektriciteit bijdragen aan het balanceren van het net. Elektrische voertuigen kunnen nu al vaak slim laden en hiermee het lokale net op piekmomenten ontlasten. Wanneer voertuigen in de nabije toekomst ook elektriciteit kunnen terugleveren aan het net (bidirectioneel laden) worden voertuigen een nog belangrijker onderdeel van het energiesysteem. In 2025 was 57% van de laadsessie voor personenvoertuigen al slim. Door extra inzet op bidirectioneel laden kan mobiliteit in 2050 alleen al via thuisladers tot maximaal 4,5 GW aan flexibiliteit vermogen leveren aan het elektriciteitsnet om 19:00 uur. De totale gemiddelde flexpotentie door elektrisch vervoer bedraagt zelfs 11,2 GW (zie Outlook Mobiliteit). Hiermee vormt de batterijcapaciteit van de voertuigenvloot in de toekomst een belangrijke bouwsteen voor de flexibiliteit in het elektriciteitssysteem. Ook lopen er in het kader van het Bestuurlijk Akkoord Netcongestie en OV (BANOV) gesprekken met de OV-sector over innovatieve oplossingen voor netcongestie.

De binnenlandse mobiliteitssector is een belangrijke wegbereider voor het opschalen van duurzame koolstofdragers. Biobrandstoffen zijn de wegmobiliteit een transitiebrandstof richting elektrificatie en de vraag hiernaar zal dan ook stijgen. In de periode tot en met 2030 leidt de jaarlijkse verhoging van de brandstoftransitieverplichting (de Nederlandse implementatie van de Europese RED-III richtlijn) tot een toename van de inzet van biobrandstoffen. Naar verwachting zullen biobrandstoffen ook in 2040 nog een rol spelen in de wegmobiliteit. Daarnaast stimuleren internationale ontwikkelingen de vraag naar duurzame koolstofdragers in lucht- en scheepvaart.



4. Herijking elektriciteitsketen

4.1 Een nieuwe fase van de energietransitie

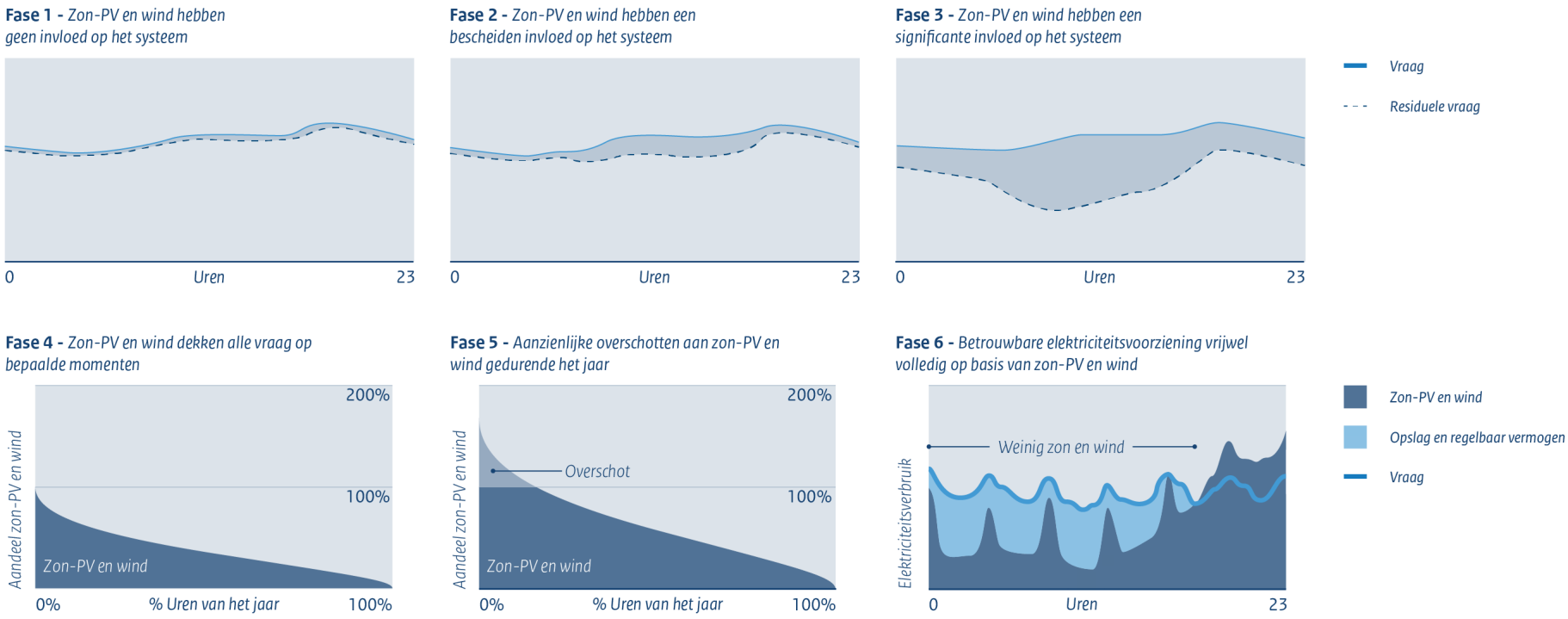
Er is een nieuwe fase van de energietransitie aangebroken waarin zon-PV en windenergie meer dan 50% van de elektriciteitsmix vertegenwoordigen. Zon en wind hadden in 2024 en 2025 al een aandeel van rond de 45%[30] in de elektriciteitsmix en dit aandeel zal de komende jaren naar verwachting verder stijgen tot rond de 65% in 2030[31]. Hierdoor ontstaan er steeds meer en langere momenten waarop zon-PV en wind de hele vraag dekken. Als dit ook in omringende landen het geval is, zijn de elektriciteitsprijzen op deze momenten zeer laag. Dit biedt kansen voor (flexibele) gebruikers, maar creëert ook risico's voor de business case van zon-PV en wind.

In deze nieuwe fase van de energietransitie ontstaat een grotere behoefte aan flexibiliteit om het fluctuerende elektriciteitsaanbod te benutten. In eerdere fases van de energietransitie kon het hernieuwbare aanbod nog relatief makkelijk ingepast worden door fossiele opwek te verlagen (zie figuur 4.1 voor een illustratie van de verschillende fases). Maar nu zon-PV en wind steeds vaker de volledige vraag dekken, is dit niet altijd meer mogelijk. Ook omdat door elektrificatie niet alleen de vraag naar elektriciteit sterk gaat toenemen, maar ook de pieken in verbruik, bijvoorbeeld in de avond door de gelijktijdige behoefte aan elektriciteit om te koken, laden en verwarmen of koelen. Hierdoor wordt flexibilisering van de vraag (vraagsturing), energieopslag (incl. in elektrische voertuigen en incl. conversie naar warmte/waterstof) en interconnectie met omringende landen steeds belangrijker. Hiernaast zal ook een bepaalde mate van begrenzing van de opwek (*curtailment*) onderdeel zijn van een efficiënt en duurzaam systeem. De opschaling van de verschillende oplossingen om flexibiliteit in het systeem te brengen is dan ook een belangrijke opgave in deze fase van de energietransitie. Deze behandelen we in meer detail in sectie 4.5 (flexibiliteit).

In deze nieuwe fase van de energietransitie ontstaan er grotere risico's voor investeringen in vraag, aanbod, flexibiliteit én infrastructuur. Nieuwe opwek en infrastructuur zal deels ontwikkeld moeten worden op basis van verwachte vraag waarvan het onzeker is of en wanneer deze tot stand komt (zie ook sectie 4.2 elektrificatie). Wanneer deze vraag niet volledig of later tot stand komt, zal de opwekcapaciteit en infrastructuur minder benut worden en daarmee minder renderen, wat ook tot hogere subsidiekosten voor zon en wind kan leiden en hogere nettarieven voor eindgebruikers. Anderzijds kunnen sneller dan verwachte elektrificatie en/of hoger dan verwachte fossiele energieprijzen er ook voor zorgen dat investeringen juist beter renderen dan verwacht. Vergelijkbare risico's ontstaan bij investeringen in nieuwe elektriciteitsvraag, die afhankelijk van de daadwerkelijke elektriciteitsprijzen en nettarieven beter of minder goed renderen. Aanbieders van flexibiliteit hebben ook te maken met een onzeker toekomstbeeld, bijvoorbeeld wat betreft het aantal uren waarop elektriciteitsprijzen zeer laag of juist heel hoog worden, of het effect van tijdsafhankelijke nettarieven.

30 CBS (huidig). Elektriciteitsbalans.

31 PBL (2026). Klimaat en Energieverkenning 2025.



Figuur 4.1 *Zes fasen van inpassing hernieuwbare opwek. Bron: IEA.*[32]

In deze fase van de energietransitie is een grotere rol van de overheid nodig om de transitie efficiënt en snel door te zetten. De grotere risico's zorgen er namelijk voor dat investeerders hogere risicopremies hanteren waardoor financieringskosten toenemen, investeringen duurder worden en in mindere mate doorgang vinden, zeker aangezien het veelal relatief kapitaalintensieve investeringen betreft. Dit leidt er vervolgens toe dat de overgang naar een CO_2-neutraal energiesysteem vertraagt en het langer nodig is om (grote delen van) het fossiele systeem naast het CO_2-neutrale systeem in stand te houden. De overheid is hierbij relatief goed geplaatst om risico's uit de markt (deels) over te nemen. De overheid heeft namelijk een groot en divers portfolio met prijsrisico's die deels in tegengestelde richting bewegen (en elkaar opheffen) en kan deze risico's beter beheersen

32 IEA (2024): Infographic: Six phases of Variable Renewables Integration – Integrating Solar and Wind – Analysis - IEA

dan marktpartijen. Het risico op achterblijvende elektrificatie en/of te snelle uitbouw van CO_2-vrij aanbod is immers in belangrijke mate afhankelijk van overheidsbeleid. Een voorbeeld van een maatregel waarbij de overheid een deel van het risico overneemt is een *contract for difference* (zie ook sectie 3.4 aanbodontwikkeling).[33] Ditzelfde geldt voor de realisatie van de twee grootschalige kerncentrales waar is gekozen voor financiering vanuit de Staat, vanwege het uitblijven van private interesse en de financieringsvoordelen waarvan de Staat gebruik kan maken. De grotere rol van de overheid en de grotere blootstelling aan risico's die hieruit voortvloeit is ook goed uitlegbaar omdat deze bijdraagt aan verschillende maatschappelijke doelen, zoals strategische autonomie, emissiereductie en economische groei.

4.2 Het belang van voortvarende elektrificatie

4.2.1 *Snelle elektrificatie voor een doelmatige energietransitie en tijdige emissiereductie*

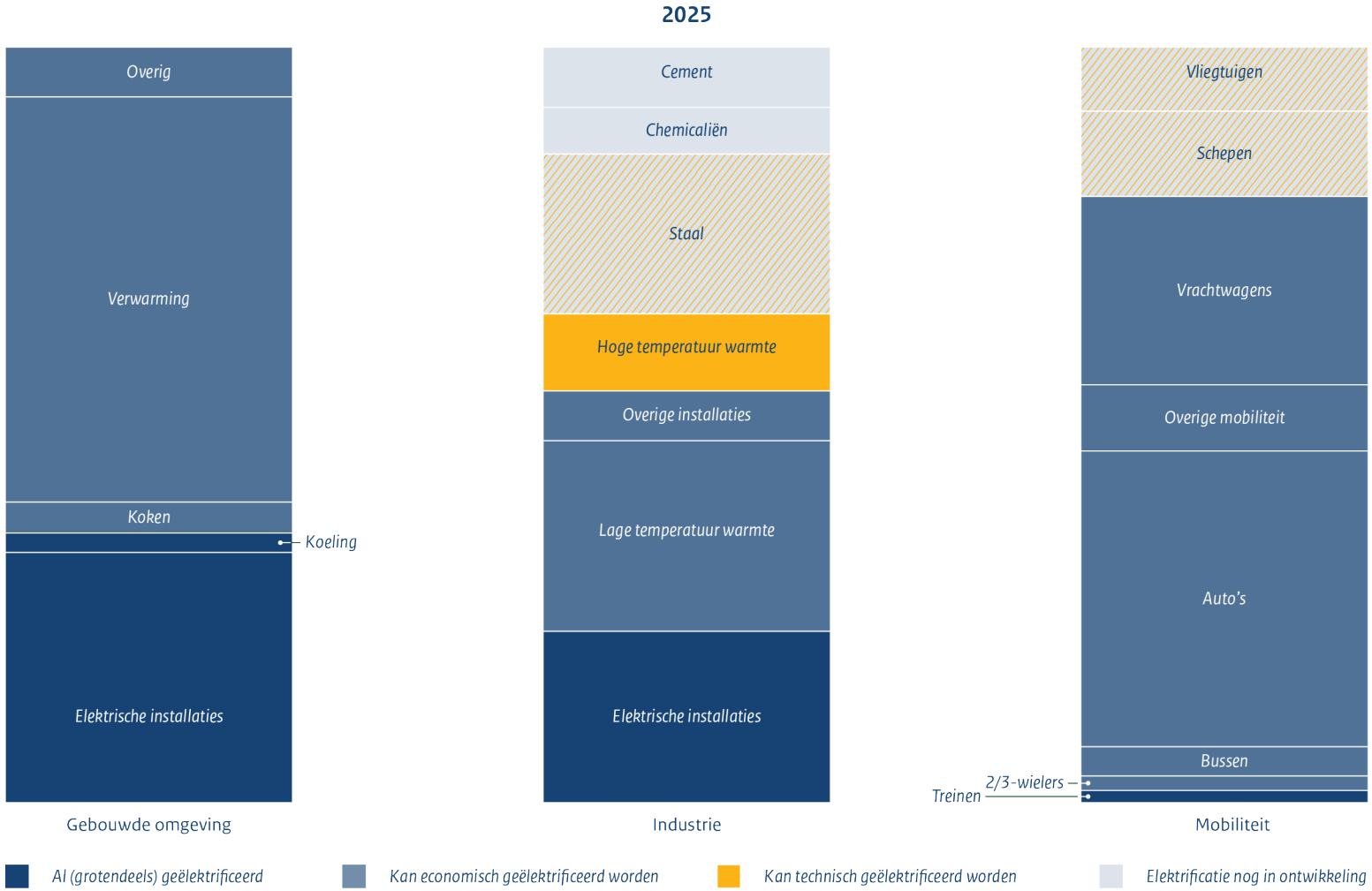
Sterke elektrificatie van het finale energiegebruik leidt tot de laagste nationale kosten. In alle systeemstudies gaat de transitie naar een klimaatneutraal en meer energie-zeker energiesysteem gepaard met sterke elektrificatie van de energievraag. In het cijferbeeld van deze NPE-actualisatie betreft het aandeel elektriciteit in het finale energiegebruik in 2040 52%.[34] Wanneer we de door elektrificatie gefaciliteerde benutting van warmte uit lucht of water (met warmtepompen) en aardwarmte (bv. in warmtenetten) meenemen stijgt dit percentage naar 63%. In recente systeemstudies van Netbeheer Nederland, het PBL en TNO groeit het aandeel van elektriciteit in de totale finale energievraag van zo'n 25% in 2025 naar 32-57% in 2040 en wanneer door elektrificatie ontsloten omgevingswarmte en aardwarmte worden meegenomen naar zo'n 42-68%. Merk hierbij op dat de scenario's die lager in deze bandbreedte zitten uitgaan van een 80% broeikasgasreductiedoel[35] voor 2040 en de scenario's aan de bovenkant van emissiereductie rond de 90%. Deze sterke toename van het aandeel elektriciteit komt voort uit het feit dat sterke elektrificatie leidt tot de laagste kosten op systeemniveau. Hoewel de infrastructuurkosten in een sterk geëlektrificeerd systeem aanzienlijk stijgen wordt deze kostenstijging gecompenseerd door besparingen aan de productie-en eindgebruikerskant.

Elektrificatie is ook in veel gevallen de meest betaalbare verduurzamingsoplossing vanuit het perspectief van de eindgebruiker. Dit betekent overigens niet dat elektrificatie ook altijd rendabel is en betaalbaarder dan het bestaande fossiele alternatief. Dat hangt namelijk ook af van de fossiele energieprijzen en de mate van beprijzing die vanuit klimaatbeleid tot stand komt. Elektrificatie is een kosteneffectieve route voor verduurzaming van mobiliteit op de weg, een groot deel van de warmtevraag in de gebouwde omgeving en de lage-en midden temperatuur warmtevraag in de industrie. Figuur 4.2 geeft weer voor welke toepassingen elektrificatie nu al economisch haalbaar is.

33 Zie voor meer toelichting over de rationale om deze risico's over te nemen: Ministerie van Klimaat en Groene Groei (2025). Actieplan windenergie op zee.

34 Dus exclusief (non-energetisch) gebruik van energiedragers, bijvoorbeeld als grondstof in de chemie.

35 Reductie in uitstoot van broeikasgassen t.o.v. 1990.



Figuur 4.2 *Huidig elektrificatiepotentieel per sector. Bron: Ember (2025).*[36]

36 Ember (2025). The Electrotech Revolution.

Voor de verduurzaming van de warmtevraag in de gebouwde omgeving speelt elektrificatie een grote rol. Uit eerdere versies van de startanalyse van PBL blijkt dat verduurzaming middels warmtepompen voor grofweg twee derde van de wijken de oplossing met de laagste nationale kosten is. Daarnaast zal elektrificatie ook voor wijken waarin collectieve warmte de voorkeur verdient een rol spelen wanneer grootschalige warmtepompen en e-boilers toegepast worden om in de warmtevraag te voorzien. Hierbij moet aangemerkt worden dat er flinke onzekerheid is over het exacte aandeel van de wijken waarin volledig elektrische warmtepompen, hybride warmtepompen of warmtenetten de verduurzamingsoptie met de laagste nationale kosten is. Onder andere de beschikbaarheid en betaalbaarheid van groen gas is hierbij een onzekere aanname. Verder spelen bij de warmtetransitie natuurlijk ook verschillende andere publieke belangen een rol (bijvoorbeeld ruimtebeslag), waardoor in de praktijk afgeweken kan worden van de route met de laagste nationale kosten. In deze NPE-actualisatie is uitgegaan van een verhouding van grofweg een derde warmtenetten, een derde *all-electric* en een derde hybride warmtepompen bij de verduurzaamde woningen in 2040. Verder is ervan uitgegaan dat er nog ongeveer een kwart van de huishoudens gebruikmaakt van verwarming via een gasketel.

In de mobiliteitssector zijn elektrische personenauto's al verreweg de meest betaalbare oplossing voor emissiereductie. De verwachting is dat op korte termijn batterij elektrische voertuigen wat betreft totale gebruikerskosten in alle segmenten goedkoper zullen zijn dan auto's met een verbrandingsmotor. Ook voor vrachtwagens geldt voor alle segmenten dat elektrificatie vanuit kostenperspectief de meest aantrekkelijke optie is.[37] Hier spelen echter nog wel andere uitdagingen, met name wat betreft lange afstand transport, bijvoorbeeld als het gaat om de uitrol van snellaadinfrastructuur voor vrachtwagens door heel Europa. Ook netcongestie is op korte termijn een uitdaging voor het realiseren van voldoende laadcapaciteit. In het NPE cijferbeeld wordt ervan uitgegaan dat van de aantallen voertuigen op de weg in 2040 zo'n 71-88% elektrisch is (het aandeel verschilt per type voertuig). Hiermee maakt elektriciteit in de energievraag van de mobiliteit zo'n 55-60% van de totale energievraag uit.

Elektrificatie is in de industrie een belangrijke route voor kosteneffectieve emissiereductie van lage- en midden-temperatuur proceswarmte.[38] In de afgelopen jaren is de grens van welke processen in de industrie volledig of grotendeels geëlektrificeerd kunnen worden aanzienlijk opgeschoven. Lage-temperatuur proceswarmte kan volledig worden geëlektrificeerd en een substantieel deel van midden-temperatuur proceswarmte inmiddels ook.[39] Door de inzet van warmtepompen kan ook een flinke energie-efficiëntieslag geslagen worden. Voor veel industriële processen is elektrificatie weliswaar de meest kosteneffectieve verduurzamingsroute, maar dat wil niet zeggen dat het voor deze industriële (sub)sectoren ook nu al rendabel is om in elektrificatie te investeren. Om elektrificatie in de industrie op korte termijn grootschalig van de grond te krijgen is het belangrijk dat de impact van de sterk stijgende nettarieven op de business case voor elektrificatie wordt gedempt en dat onzekerheden over toekomstige elektriciteitsprijzen worden verminderd. Daarnaast is op de korte termijn netcongestie een belangrijke uitdaging voor industriële elektrificatieprojecten (zie sectie 4.3).

37 ICCT (2023). A total cost of ownership comparison of truck decarbonization pathways in Europe.

38 Rijksoverheid (2025). Actieagenda Elektrificatie Industrie.

39 McKinsey (2024). Demand-based pricing stabilizes the electricity market of the future.; Agora Energiewende (2024). Direct electrification of industrial process heat.

In de industrie zal hybride elektrificatie ook een belangrijke rol spelen. Op deze manier kan namelijk eenvoudiger en gefaseerd geëlektrificeerd worden in een context van schaarse netcapaciteit. Zo kan, bijvoorbeeld door toepassing van een voorwaardelijk capaciteitscontract, een fabriek het overgrote deel van de tijd op elektriciteit draaien en daardoor uitstoot vermijden en tegelijkertijd ook doordraaien op het moment dat het net niet genoeg stroom kan leveren. Daarnaast kunnen hybride oplossingen de betaalbaarheid van de verduurzaming van industriële processen verbeteren, omdat in uren met hoge elektriciteitsprijzen op moleculen kan worden teruggevallen. Zeker daar waar het om processen gaat die (nagenoeg) met basislast draaien.

Voortvarende elektrificatie is belangrijk voor tijdige en betaalbare aanbodontwikkeling. Bij marktontwikkelingen voor windenergie op zee is goed te zien hoe essentieel voldoende groei in de elektriciteitsvraag is voor het rondkrijgen van de business case voor nieuwe windparken. Een duidelijke illustratie hiervan is het recentelijk mislukken van tenders voor windenergie op zee in Nederland omringende landen. Dit werd veroorzaakt door een combinatie van factoren, maar het ontbreken van zekerheid over voldoende vraaggroei was hierbij een van de belangrijkste factoren. Onzekerheid over vraagontwikkeling zorgt ook voor slechtere investeringscondities voor kleinschalige projecten voor hernieuwbare opwek, bijvoorbeeld zon op dak.

Voortvarende elektrificatie zorgt voor een betere benutting van het elektriciteitssysteem en daarmee lagere kosten per gebruiker. Snellere elektrificatie leidt tot een hogere vraag waarmee opwek en infrastructuur beter benut worden. Hierdoor kunnen de kosten voor netverzwaring sneller door een grotere groep gebruikers worden gedeeld en wordt de stijging van de nettarieven gedempt. Hiermee wordt het risico verminderd op een potentiële negatieve spiraal van stijgende nettarieven die leiden tot slechtere condities voor elektrificatie die weer tot minder vraag en nog hogere nettarieven leiden. Daarnaast zorgt voortvarende elektrificatie ook voor gemiddeld hogere prijzen. Dit zorgt niet alleen voor een prikkel voor nieuwe investeringen in elektriciteitsaanbod, maar ook voor een betere benutting, lagere subsidiebehoefte en/of beter rendement van bestaande zon- en windprojecten.

Voortvarende elektrificatie is essentieel voor het vergroten van energiezekerheid en het terugdringen van de afhankelijkheid van geïmporteerde fossiele brandstoffen. De importafhankelijkheid van Nederland voor energie zal naar verwachting afnemen van zo'n 84% in 2025 naar rond de 56% in 2040, hoewel dit aanzienlijk verschilt tussen scenario's en verschillende segmenten van het energiegebruik. Voor finaal energiegebruik daalt de afhankelijkheid van geïmporteerde energie nog veel sneller en wordt in 2040 nog maar 40% geïmporteerd. Het overgrote deel van het energiegebruik waar de Nederlandse burger mee te maken heeft, kan worden voorzien met binnenlandse productie. De energie voor mobiliteit en het 's winters warm en 's zomers koel houden van onze huizen zal voor het overgrote deel worden voorzien met elektriciteit uit Nederland en omringende landen. Hoewel elektrificatie Nederland een stuk onafhankelijker maakt van het importeren van fossiele energie uit het buitenland zal de uitwisseling van elektriciteit tussen Nederland en buurlanden naar verwachting juist toenemen. Deze uitwisseling is een belangrijke bron van flexibiliteit in het systeem en verlaagt de behoefte aan regelbaar vermogen.

Voortvarende elektrificatie vermindert ook emissies wanneer aanbod nog niet volledig verduurzaamd is. Een vaak gehoord idee is dat elektrificatie en ontwikkeling van CO_2-vrij aanbod gelijk op moeten lopen om een bijdrage te leveren aan emissiereductie en dat het dus geen zin heeft om sneller te elektrificeren dan de groei van hernieuwbaar aanbod. Dit is echter niet het geval. Snellere elektrificatie kan door de snelle vraagtoename weliswaar (tijdelijk) leiden tot een grotere hoeveelheid elektriciteitsopwek uit fossiele bronnen, maar door de hogere efficiëntie van elektrificatietoepassingen leidt dit op systeemniveau vaak alsnog tot een netto vermindering van uitstoot. Doordat vraaggroei ook de business case voor nieuwe investeringen in hernieuwbaar aanbod verbetert is er bovendien de verwachting dat de groei in hernieuwbaar aanbod nooit heel ver op de vraag gaat achterlopen.

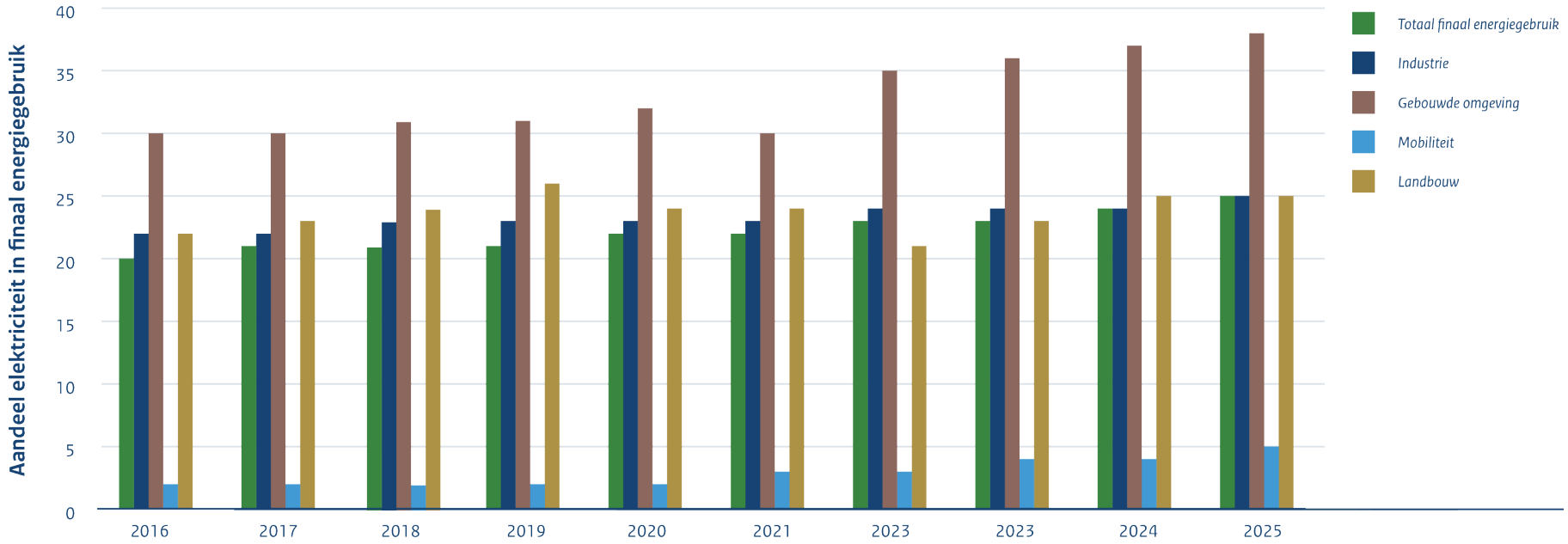
Het is belangrijk dat grootschalige, nieuwe elektriciteitsvragers zich zoveel mogelijk op locaties met voldoende aanbod en infrastructuur vestigen. Hierdoor kan de behoefte aan netverzwaring beperkt worden en daarmee bijgedragen worden aan een betaalbaar en concurrerend energiesysteem. De mogelijkheden om grootschalige nieuwe vraag naar de juiste locaties te sturen lijken het grootst voor elektrolysers en datacenters. Daarnaast kunnen er mogelijkheden zijn om nieuwe industrie zich op passende locaties te laten vestigen.

4.2.2 Elektriciteitsvraag zal sterk groeien, maar tempo en omvang toekomstige vraag zijn onzeker

Hoewel nog geen netto toename van de elektriciteitsvraag op systeemniveau zichtbaar is, is elektrificatie al in volle gang. Regelmatig wordt opgemerkt dat de Nederlandse elektriciteitsvraag al jaren stabiel is en dat de verwachte groei dus helemaal niet plaatsvindt. Hierbij wordt gewezen op de totale elektriciteitsvraag die in Nederland al sinds 2008 tussen de 107 en 113 TWh ligt.[40] Echter, wanneer gekeken wordt naar het aandeel van elektriciteit in het totale energiegebruik en de ontwikkelingen in de verschillende deelsectoren is te zien dat het aandeel elektriciteit in het finaal energieverbruik al wel toeneemt. Binnen het totale finale energiegebruik is het aandeel van elektriciteit gegroeid van 21% in 2019 naar 25% in 2025 (Figuur 4.3), al kan dit deels komen door een afname van het totale energieverbruik. In de gebouwde omgeving en het wegverkeer lijkt in ieder geval een duidelijke elektrificatietrend zichtbaar te zijn. Bovendien ontstaat er voor de industrie een steeds substantiëlere pijplijn aan elektrificatieprojecten die een subsidiebeschikkingen hebben ontvangen en de komende jaren in gebruik genomen worden. Een voorbeeld hiervan is de pijplijn aan SDE++ projecten. De SDE++ ondersteunt sinds 2020 industriële E-boilers en warmtepompen. De elektrificatieprojecten die tussen 2020 en 2024 zijn beschikt, tellen op tot een vraag van zo'n 3-3,5 TWh per jaar wanneer al deze projecten operationeel zijn.

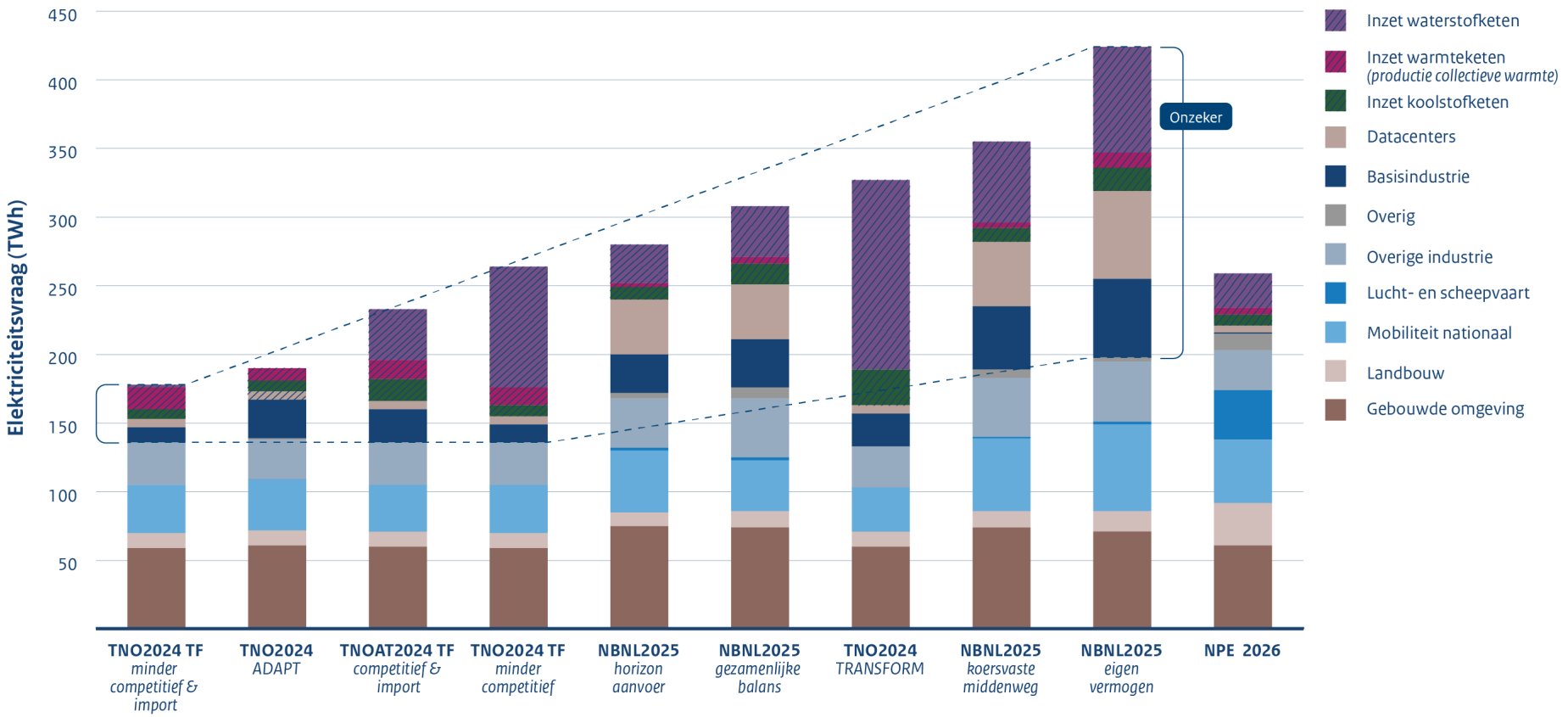
Een netto groei van de elektriciteitsvraag wordt de komende jaren ook verwacht. Dit is ook te zien in de prognoses van PBL in de jaarlijkse Klimaat en energieverkenning (KEV). De KEV van 2025 laat zien dat de elektriciteitsvraag in 2030 naar verwachting reeds met zo'n 25% gegroeid zal zijn naar zo'n 152 TWh (middenwaarde).

40 Compendium voor de Leefomgeving. Aanbod en verbruik van elektriciteit, 1990-2024.



Figuur 4.3 *Ontwikkeling aandeel elektriciteit in finaal energiegebruik in de periode 2014-2025. Bron: CBS.*

Een aanzienlijk deel van de elektrificatie is robuust en relatief zeker qua omvang, maar wel onzeker qua tempo. Het gaat hierbij onder andere over elektrificatie van binnenlandse mobiliteit (m.n. in het wegvervoer), verwarming in de gebouwde omgeving en landbouw en een aanzienlijk deel van de energievraag in cluster VI industrietakken. Al met al vertegenwoordigen deze sectoren een vraagtoename van 40-100 TWh in 2040 en 45-115 TWh in 2050, volgens bestaande energiesysteemstudies van NBNL (2025) en TNO (2025). In het cijferbeeld van deze NPE-actualisatie gaan we voor deze sectoren uit van een vraagtoename van ongeveer 56 TWh in 2040 (zie figuur 4.4). De precieze timing van deze vraagtoename is onzeker, maar zeker voor elektrificatie in de gebouwde omgeving, binnenlandse mobiliteit en landbouw heeft de overheid relatief veel handelingsperspectief om deze vraaggroei aan te jagen middels normering, (fiscale) prikkels en beprijzing. Voor cluster VI industrie is elektrificatie in principe ook de dominante elektrificatieroute, maar hier is het belangrijk dat de randvoorwaarden zo komen te staan dat er een business case is voor elektrificatie. Daarnaast kan netcongestie op de korte termijn, een rem zetten op elektrificatie, met name grootschalige elektrificatie in de industrie (zie sectie 4.3).



Figuur 4.4 *Scenario's voor elektriciteitsvraag 2040 volgens verschillende systeemstudies. Bron: TNO (2024); NBNL (2025); NPE Cijferbasis (2040).*[41]

De potentiële toename van de elektriciteitsvraag in de energie-intensieve industrie, voor datacenters en elektrolyse is sterk onzeker qua omvang én tempo. Dit betreft grofweg het volume aan elektriciteitsvraag weergegeven door de driehoek aangegeven met de gestippelde lijnen in Figuur 4.4. Een deel hiervan betreft een toename in directe elektriciteitsvraag, deels door nieuwe economische activiteiten zoals datacenters, maar ook door meer vergaande elektrificatie van industriële processen, zoals bijvoorbeeld elektrisch kraken.

41 TNO (2024). Scenario's voor een klimaatneutraal energiesysteem. NBNL (2025). Netbeheer Nederland Scenariorapport.

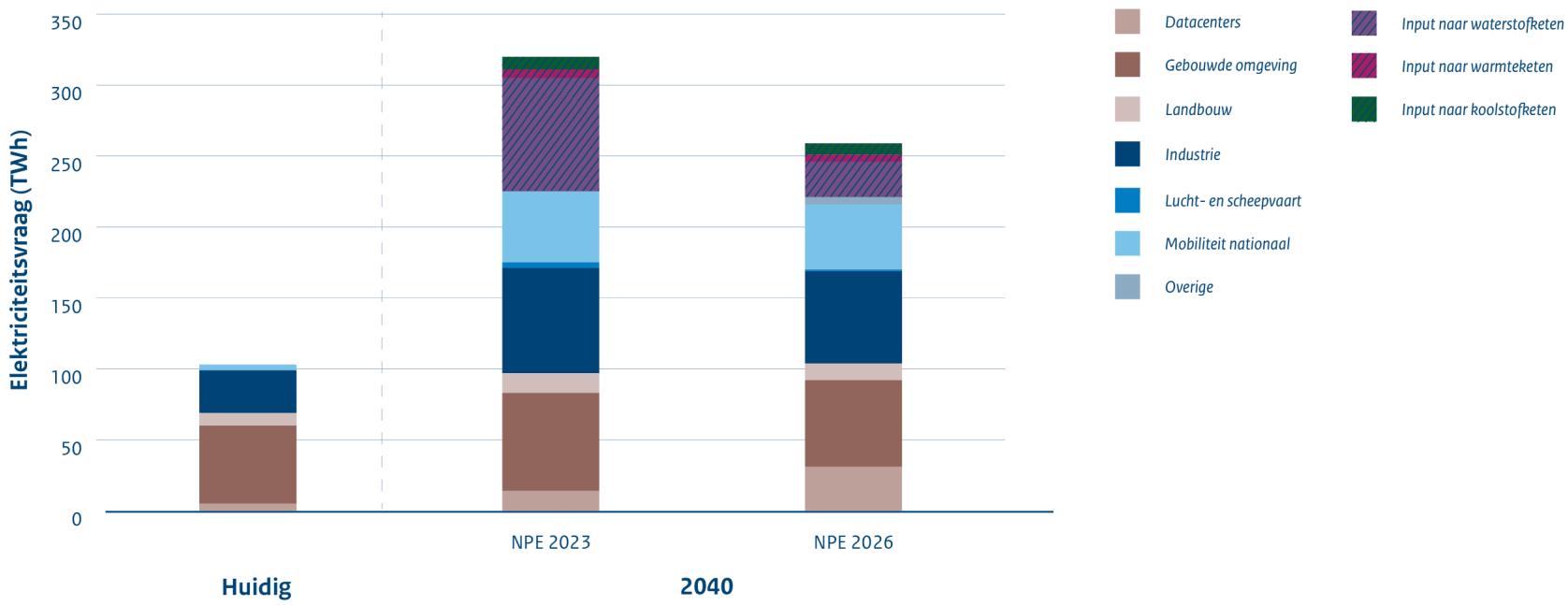
De vraagontwikkeling van datacenters is zeer onzeker. In de scenario's van Netbeheer Nederland uit 2025 groeit de vraag van datacenters van zo'n 5 TWh nu naar 45-78 TWh in 2050. Enerzijds is er een zeer sterke groei in vraag naar datacenters door groeiend datagebruik en artificiële intelligentie, waarbij Nederland door marktpartijen wordt gezien als aantrekkelijke locatie voor nieuwe faciliteiten. Daarnaast is er vanuit geopolitieke overwegingen steeds meer politieke druk om vanuit veiligheidsredenen een groter deel van de dataverwerking op Europees grondgebied te doen en niet volledig afhankelijk te zijn van datacenters elders. Tegelijkertijd hebben datacenters een aanzienlijk ruimtebeslag en een zeer hoge en weinig flexibele energievraag, wat het uitdagend maakt om een sterke groei van datacenters in te passen in het energiesysteem en waardoor ook aanzienlijke maatschappelijke weerstand tegen datacenters bestaat. In deze NPE-actualisatie wordt uitgegaan van een relatief conservatief groeipad voor datacenters.

Een andere belangrijke en onzekere factor is de hoeveelheid elektriciteit die zal worden ingezet voor de productie van waterstof en daarvan afgeleide producten (indirecte elektrificatie). Hoewel de vraagprognose voor waterstof in deze NPE-actualisatie aanzienlijk naar beneden is bijgesteld wordt nog steeds een aanzienlijke toename van de waterstofvraag verwacht. Een deel van deze vraag zal worden ingevuld met binnenlandse productie middels elektrolyse, maar hoe groot dit aandeel is zal afhangen van de relatieve kosten ten opzichte van import en productie van koolstofarme waterstof en van de ontwikkelingen in het Europese beleidskader rond (hernieuwbare) waterstof.

De eerder voorziene systeemrol van elektrolyse voor het absorberen van pieken in het elektriciteitsaanbod zal waarschijnlijk maar in beperkte mate materialiseren. Hierdoor zal de behoefte aan andere grootschalige technieken met een flexibele elektriciteitsvraag toenemen. De rol van elektrolyse zal anders zijn dan waar de afgelopen jaren vanuit is gegaan, vanwege twee redenen. Enerzijds zal er door de relatief hoge kosten van groene waterstofproductie een lagere vraag zijn naar hernieuwbare waterstof dan eerder gedacht en zal het opgesteld vermogen aan elektrolysers daarmee ook minder snel groeien dan verwacht (maar nog steeds aanzienlijk moeten groeien). Daarnaast betekenen de hogere dan eerder aangenomen investeringskosten van grootschalige elektrolyse dat een bedrijfsmodel met zeer weinig draaiuren niet rendabel zal zijn. De investeringskosten veranderen niets aan de afweging om op enig moment wel of niet te draaien, die volgt uit de elektriciteitsprijs en de waarde van waterstof, maar wel aan de mate van flexibiliteit die bij die prijzen nog rendabel geleverd kan worden. Grootschalige elektrolysers zullen daarom naar verwachting veel draaiuren maken en flexibiliteit vooral leveren door af te schakelen bij schaarste, in plaats van alleen aan te gaan bij een groot aanbod van elektriciteit.

Grootschalige power-to-heat, in combinatie met hoge-temperatuur warmteopslag kan mogelijk een deel van de behoefte aan flexibele vraag opvullen, maar dit zal versterkte inzet op deze route vragen vanuit de markt en overheid. Een studie van McKinsey (2024) schatte in dat er al in 2030 een potentieel in Nederland is van zo'n 7-9 GW voor e-boilers (met aardgas *back-up*) en 5-7 GW aan midden-temperatuur warmteopslag.[42] Dit terwijl de scenario's van de netbeheerders van slechts 1-2 GW

42 McKinsey (2024). Demand-based pricing stabilizes the electricity market of the future.



Figuur 4.5 *Huidige en verwachte (2040) elektriciteitsvraag, met vergelijking tussen eerste NPE en actualisatie. Bron: CBS (huidig), Cijferbasis NPE (2040)*

industriële *power-to-heat* uitgaan voor dat jaar. Systeemstudies van TNO komen op ten minste[43] 10-15 TWh aan elektriciteitsvraag door elektrificatie van proceswarmte in de industrie in 2040, zonder inachtneming van het potentieel van hoge-temperatuur warmteopslag. Aanvullend onderzoek is nodig om inzicht te krijgen in het flexibiliteitspotentieel voor elektrificatie van industriële warmtevraag in combinatie met warmteopslag. Op dit moment wordt er in de verduurzamingspaden voor de industrie vanuit gegaan dat de vraag naar hoge-temperatuur proceswarmte volledig en midden-temperatuur grotendeels met moleculaire energiedragers zal worden ingevuld. Het combineren van power-to-heat technologieën met hoge-temperatuur warmteopslag kan er mogelijk toe leiden dat in de toekomst een deel van deze vraag ook elektrisch ingevuld kan worden. Het potentieel hiervoor in de energie-intensieve industrie moet nader worden onderzocht.

43 Deze cijfers betreffen alleen de inzet van elektriciteit in warmtepompen en E-boilers in de industrie.

Bij de centrale verhaallijn uit dit NPE hoort een verwachte groei in binnenlandse elektriciteitsvraag van zo'n 105 TWh nu (excl. eigen gebruik en verliezen) naar zo'n 260 TWh in 2040 (Figuur 4.5). Hiermee blijft elektrificatie de ruggengraat van de energietransitie. In alle sectoren neemt de elektriciteitsvraag toe, maar de verwachte toename is het sterkst in de industrie, de mobiliteit en bij datacenters. Verder is er, hoewel minder dan in het NPE 2023, nog steeds een aanzienlijke groei van de elektriciteitsvraag voor waterstofproductie (elektrolyse). Voor datacenters is aangenomen dat de vraagtoename die op korte termijn verwacht wordt en waarvoor de netaansluitingen al zijn aangevraagd zal materialiseren en dat een verdere sterke groei niet gefaciliteerd kan worden. In de industrie speelt elektrificatie een belangrijke rol in het mitigeren van directe emissies, waarbij de finale elektriciteitsvraag in de industrie in 2040 is toegenomen met zo'n 35 TWh ten opzichte van vandaag de dag. In de mobiliteit is elektrificatie van wegtransport al flink gevorderd in 2040 en bestaat zo'n 55%-60% van de finale energiemix in de binnenlandse mobiliteit uit elektriciteit, t.o.v. slechts 5% in 2025.[44] In de gebouwde omgeving wordt in 2040 al zo'n 64% van de huishoudens verwarmd middels een (hybride) warmtepomp en is de elektriciteitsvraag in de gehele gebouwde omgeving met ongeveer 5 TWh toegenomen ten opzichte van de huidige vraag (+8%).

4.2.3 Uitgangspunten voor beleid

Om de hierboven geschetste ontwikkeling vorm te geven, worden de volgende uitgangspunten meegewogen bij verdere beleidsontwikkeling:

1. Prijsverhogende instrumenten zoals de energiebelasting op elektriciteit die de businesscase voor elektrificatie en flexibiliteit verslechteren moeten kritisch worden heroverwogen vanuit het perspectief van totale maatschappelijke kosten en baten.
2. In nationale mobiliteit, landbouw en gebouwde omgeving wordt elektrificatie zo snel als haalbaar bewerkstelligd, voornamelijk door normering en beprijzing van het fossiele alternatief.
3. Investeringen in geëlektrificeerde industrieprocessen kunnen financieel mogelijk gemaakt worden in zoverre er zicht is op een rendabele businesscase in het eindbeeld.
   a. In zoverre als kosten en/of risico's tijdens de transitie hoger liggen dan in het eindbeeld, is het wenselijk om dit te corrigeren, zodat activiteiten die in het eindbeeld concurrerend zijn succesvol de transitie doorkomen.
   b. Subsidies voor industriële processen tot lagere prijsniveaus dan in het verwachte eindbeeld zijn ongewenst, tenzij hier vanuit strategische autonomie perspectief expliciet voor gekozen wordt.
4. Instrumenten om prijsrisico's te dekken worden zo vormgegeven dat deze prikkels voor flexibel gebruik niet verstoren en waar mogelijk versterken.
5. Schaarste van elektriciteitsaanbod en netcapaciteit moet zoveel mogelijk gereflecteerd worden in de prijs (bijvoorbeeld meer en hogere prijsfluctuaties en tijdsafhankelijke nettarieven), eventueel met (beperkte) beschermingsbuffers voor kwetsbare consumenten.
6. Waar mogelijk wordt gestuurd op zo efficiënt mogelijke elektrificatie - bijv. warmtepompen waar het kan e-boilers waar het moet.

44 CBS (2026). Energiebalans.

4.3 Mogelijkheden voor elektrificatie binnen beperkingen elektriciteitsnet

4.3.1 De impact van netcongestie op elektrificatie

Netcongestie leidt op dit moment (2026) tot een wachtrij voor nieuwe afnemers in een groot deel van Nederland, waardoor elektrificatie fors belemmerd wordt. Er ontstaat een wachtrij wanneer de vraag naar transportcapaciteit, inclusief de verwachte groei daarvan, de beschikbare transportcapaciteit van het net op plaatsen overschrijdt. Hiernaast kan er een wachtrij ontstaan voor partijen die elektriciteit in willen voeden, zoals ontwikkelaars van zon PV en windenergieprojecten, en kunnen er transportknelpunten ontstaan als gevolg van (grootschalige) opwek op specifieke locaties. Op deze congestieproblematiek rond opwek gaan we in dit hoofdstuk over elektrificatie van eindgebruikstoepassingen niet verder in.

Dat er een wachtrij is, betekent doorgaans niet dat er geen groei van de elektriciteitsvraag meer mogelijk is binnen de huidige netcapaciteit en aansluitingen. In de meeste gevallen wordt er namelijk een wachtrij afgekondigd juist omdat de *verwachte* groei de transportcapaciteit overschrijdt. De verwachte groei houdt onder andere rekening met een groeiend aantal warmtepompen, elektrische voertuigen en extra verbruik van industrie binnen de capaciteit van bestaande aansluitingen.

Verdere groei van de elektriciteitsvraag is ook mogelijk als deze flexibel wordt vormgegeven, als gevolg van aanvullende maatregelen om het net zwaarder te belasten en beter te benutten, en op specifieke locaties. De (verwachte) overbelasting van het net vindt vaak enkel op specifieke momenten plaats. Voor afnemers die hun verbruik daaromheen kunnen plannen, is er vaak dan ook nog wel ruimte.[45] Daarnaast kunnen er mogelijkheden zijn om het net zwaarder te belasten, zoals geïdentificeerd in het Interdepartementaal Beleidsonderzoek (IBO) over bekostiging van elektriciteitsinfrastructuur[46] en kunnen de netbeheerders meer risico nemen. Ook zijn er locaties waar extra vraagontwikkeling juist behulpzaam kan zijn om de lokale opwek of invoeding (vanuit zee) te benutten.

De investeringsplannen van netbeheerders zijn erop gericht om het net dusdanig te verzwaren dat de verwachte groei van de elektriciteitsvraag op termijn volledig gefaciliteerd kan worden. De investeringsplannen tellen dan ook op tot een forse verhoging van de netcapaciteit. Ter indicatie van de omvang van de netverzwaring: De transformatorcapaciteit op het hoogspanningsnet zal in de periode tot 2035 meer dan verdubbelen. Dit betekent echter niet dat de daadwerkelijke transportcapaciteit in gelijke mate toeneemt. In de tweede helft van de jaren 30 zal dan ook niet zonder meer in alle vraag voorzien kunnen worden.

45 Zie Ecorys (2025). 'De netto maatschappelijke kostprijs van netcongestie' voor een beschouwing over de mate waarin dit kansrijk kan zijn per sector.

46 Rijksoverheid (2025). Schakelen naar de toekomst. IBO Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur.

Toch blijft de ontwikkeling van de wachtrij onzeker en zullen er ook op de lange termijn beperkingen blijven voor nieuwe aansluitingen op specifieke locaties. Investeringen in netverzwaring zijn gevoelig voor vertragingen waardoor het onwaarschijnlijk is dat alle investeringen volgens plan worden gerealiseerd. Daarnaast is het ook maatschappelijk gezien onwenselijk om het net uit te breiden op de hoogste piekvraag van maar enkele momenten per jaar. Netbeheerders maken een afweging of voor het faciliteren van die vraag een extra uitbreiding nodig is of dat het efficiënter is om flexibiliteitsmaatregelen te nemen. Verder is de verwachte groei van de elektriciteitsvraag en de flexibiliteit daarvan inherent onzeker, wat tot verdere onzekerheid leidt rond de ontwikkeling van de wachtrij.

4.3.2 Mogelijkheden en barrières om over te stappen op andere transitiepaden

Elektrificatie is de gewenste ontwikkelrichting voor een groot deel van de gebouwde omgeving, wegtransport, binnenvaart en de industrie. Binnen de gebouwde omgeving betreft dit alle wijken waarvoor een volledig elektrische warmtepomp of een hybride warmtepomp de laagste nationale kosten heeft. Bij wegtransport betreft dit al het personenvervoer en het grootste deel van het vrachttransport. Naast elektrificatie van de voortstuwing geldt voor de binnenvaart en ook voor zeevaart dat walstroomvoorzieningen in toenemende mate worden uitgebreid die ook leiden tot een groeiende vraag naar elektriciteit in 2040. Bij industrie gaat dit om lage- en middentemperatuur proceswarmte.

Elektrificatie is voor deze toepassingen de voorkeursroute omdat het de verduurzamingsroute met de laagste nationale kosten is. Overstappen op een andere verduurzamingsroute zal dus tot hogere kosten leiden. Een bijkomend voordeel van elektrificatie is dat de techniek al beschikbaar is en dat het bijdraagt aan het verlagen van de importafhankelijkheid.

In hoeverre overstappen op een andere verduurzamingsroute desondanks aantrekkelijk kan zijn, behandelen we in dit hoofdstuk. Een situatie waarin inzetten op een andere verduurzamingsroute toch aantrekkelijk zou kunnen zijn, is als het sneller gerealiseerd kan worden en het kostennadeel beperkt is. In hoeverre dit aan de orde is, behandelen we per toepassing.

Verwarming van de gebouwde omgeving

Er zijn drie oplossingen voor het aardgasvrij maken van de gebouwde omgeving (i.c.m. isolatie): Volledig elektrische warmtepomp, hybride warmtepomp met duurzame gassen en collectieve warmte. Op basis van nationale kosten (zoals beschreven in het kernrapport van de Startanalyse 2025) wordt verwacht dat oplossingen met warmtepompen (hybride en volledig elektrisch) in het merendeel van de wijken de laagste nationale kosten zullen hebben. Hiernaast zal verdere isolatie een belangrijke rol spelen om de energievraag te verlagen en de impact op het elektriciteitsnet te beperken. Verder zal de behoefte aan koeling in de toekomst ook groter worden en steeds vaker direct meegenomen worden bij het ontwerp van de verwarmingsinstallatie.

Netcongestie kan met name een uitdaging zijn bij verduurzaming middels volledig elektrische warmtepompen, hoewel er veel ontwikkelingen plaatsvinden waarmee de netimpact verlaagd kan worden en deze route ook zonder zwaardere aansluiting mogelijk is. Recent onderzoek[47] laat zien dat de meeste huishoudens ook zonder verzwaring van de aansluiting volledig kunnen elektrificeren. Daarbij is het wel van belang dat de warmtepomp 'slim' gebruikt wordt in combinatie met andere apparaten. In gevallen waarin netcongestie een belemmering vormt voor directe overschakeling op volledig elektrische warmtepompen, hoeft de verduurzaming ook niet stil te staan. Isolatie is een 'no regret' maatregel en draagt bij overstap naar een warmtepomp bij aan minder hoge pieken op het net. Ook is overstap naar een hybride warmtepomp in veel gevallen mogelijk en een goede tussenoplossing. Bij inzet van hybride warmtepompen is netcongestie minder bepalend, omdat de piekvoorziening op basis van gas is, waardoor de elektrische piekvraag veel kleiner is. Modulaire of all-electric ready hybride concepten kunnen helpen om de uiteindelijke transitie naar een volledig elektrische warmtepomp makkelijker te maken. Verschillende configuraties van collectieve warmte besparen (bij goede inpassing) op elektriciteitsgebruik ten opzichte van de andere transitiepaden en hebben ook een lagere piekvraag.

De keuze voor een verduurzamingsoplossing per wijk wordt lokaal gemaakt, waarbij naast netimpact ook andere aspecten meegewogen worden. Aspecten die meegewogen worden zijn onder andere het type woningen, de dichtheid van de bebouwing en de beschikbaarheid van duurzame warmtebronnen. De mate waarin netcongestie bij de warmtekeuze een doorslaggevende factor is, hangt af van veel verschillende factoren, waaronder de locatie en planning van de verduurzamingsoplossing.

Gegeven de bestaande onzekerheden binnen de verschillende verduurzamingsoplossingen en de mogelijkheden om de netimpact te beperken, is er voor het NPE onvoldoende aanleiding om op basis van netcongestie alleen op een andere verdeling van verduurzamingsoplossingen aan te sturen. Een recente studie laat ook zien dat de systeemkosten die door andere keuzes worden uitgespaard vaak niet opwegen tegen de extra kosten die hiervoor lokaal gemaakt moeten worden.[48] Dit laat onverlet dat er lokaal wel degelijk andere keuzes gemaakt kunnen worden om voortgang te kunnen boeken met verduurzaming ondanks netbeperkingen.

Mobiliteit

Richting 2040 blijft de vraag van de binnenlandse mobiliteit naar elektriciteit groeien. Door (Europees) beleid en snelle technologische ontwikkeling van accutechnologieën groeit het aantal elektrische voertuigen in het Nederlandse wagenpark. Biobrandstoffen dienen als transitiebrandstof en waterstof als alternatief, daar waar elektrificatie (nog) niet mogelijk is.

Elektrificatie blijkt in de praktijk goedkoper voor personenvervoer en licht transport (met name vergeleken met waterstof). Ook voor zwaardere vormen van wegtransport wordt elektrificatie steeds beter technisch en economisch mogelijk.

47 Stroomversnelling (2026). Kansen achter de meter.

48 Kalavasta (2026). Impact lokale warmte-koude keuzes.

In de internationale mobiliteit zal elektriciteit vanaf 2040 een steeds grotere rol gaan spelen. Voor lucht- en scheepvaart heeft dit betrekking op voorzieningen voor walstroom en op elektrisch vliegen en varen op korte afstanden, bij zeevaart voornamelijk in en rondom havens. Voor de binnenvaart geldt dat elektrificatie eveneens de hoofdroute Is. Tenzij dat wegens de omvang van het schip of het vaarprofiel niet mogelijk is. De grootte van de elektriciteitsvraag in 2040 is sterk afhankelijk van de ontwikkeling van accutechnologieën.

Elektrificatie van wegtransport kan en moet flexibel ingericht worden, zodat het bij kan dragen aan de flexibiliteit van het elektriciteitsnet. Door bidirectioneel en slim te laden en/of laadinfrastructuur te combineren met batterijopslag kan steeds beter geladen worden buiten piekmomenten en hoeft netcongestie in mindere mate tot vertraging te leiden bij elektrificatie van wegtransport. Flexibel laden is ook noodzakelijk om de toenemende vraag naar elektriciteit door het wegtransport in te kunnen passen in het elektriciteitsnet en de netkosten en daarmee ook de kosten van elektrisch rijden laag te houden. Ook voorkomt dit dat netcongestie tot vertraging leidt bij de elektrificatie van wegtransport.

Binnen deze context ziet het Kabinet geen aanleiding om de inzet op elektrificatie voor wegtransport te heroverwegen als gevolg van netcongestie.

Lage en midden-temperatuur proceswarmte in de industrie

Lage- en middentemperatuurproceswarmte (LT- en MT-proceswarmte) is vrijwel volledig te elektrificeren. Zie voor verdere toelichting het voorgaande hoofdstuk over elektrificatie van de elektriciteitsketen en het hoofdstuk over verduurzaming van de industrie.

De meest relevante alternatieven voor verduurzaming van LT- en MT-proceswarmte zijn waterstof, CCS en groen gas. De voordelen van verduurzaming via deze routes t.o.v. elektriciteit zijn dat de infrastructuur sneller gerealiseerd kan worden en dat het productieproces minder ingrijpend aangepast hoeft te worden.

Het Kabinet ziet inzet op waterstof voor LT- en MT-proceswarmte niet als kansrijk tijdelijk of structureel alternatief. De belangrijkste reden hiervoor is dat waterstof fors duurder is dan elektriciteit waardoor een structureel concurrentienadeel ontstaat t.o.v. industrie die wel geëlektrificeerd is. Het concurrentienadeel is met blauwe waterstof kleiner dan met groene waterstof, maar nog steeds fors. Wanneer verduurzaming met waterstof als tijdelijke oplossing zou worden ingezet om de periode te overbruggen dat de elektriciteitsinfrastructuur nog niet beschikbaar is, moeten de investeringskosten sneller afgeschreven worden en wegen deze kosten niet langer op tegen de kosten van vertraging.

Het Kabinet ziet inzet op CCS voor LT- en MT-proceswarmte niet als kansrijk tijdelijk alternatief, maar houdt er rekening mee dat dit in enkele gevallen als structurelere verduurzaming gebruikt zal worden. Bij verduurzaming via CCS als tijdelijke oplossing geldt ook dat de investeringskosten niet opwegen

tegen vertragingskosten. Structurele verduurzaming via CCS (>15 jaar) kan een oplossing bieden, indien de investeringskosten laag zijn; bijvoorbeeld wanneer er tegen beperkte kosten aangesloten kan worden op geplande infrastructuur of tegen redelijke kosten per schip vervoerd kan worden.

Het Kabinet ziet inzet op groen gas voor LT- en MT-proceswarmte niet als wenselijk structureel alternatief, maar houdt er rekening mee dat dit in enkele gevallen als tijdelijke oplossing gebruikt zal worden. De beschikbaarheid van groen gas is te beperkt om al het huidige gasgebruik te vervangen, met als gevolg dat niet iedere sector die gebruikt maakt van aardgas kan overstappen op groen gas. Het is beleidsmatig dan ook wenselijk om het groen gas zoveel mogelijk in te zetten in sectoren waarvoor elektrificatie of andere verduurzamingsroutes geen alternatief vormen. Door de goede mogelijkheden om LT- en MT-proceswarmte te elektrificeren en de beperkte beschikbaarheid van groen gas is het ook niet aannemelijk dat verduurzaming middels groen gas op de lange termijn een concurrerende businesscase oplevert. Tijdelijke inzet van groen gas (bijvoorbeeld zolang de elektriciteitsinfrastructuur nog niet verzwaard is), kan mogelijk in sommige gevallen nog wel aantrekkelijk zijn.

Het kabinet accepteert hiermee dat verduurzaming van LT- en MT-proceswarmte vertraging oploopt door netcongestie en dat dit mogelijk op enkele locaties ook op langere termijn niet mogelijk zal zijn (bijvoorbeeld door gebrek aan ruimte voor verzwaring van het elektriciteitsnet). Een openstaand vraagstuk hierbij is hoe om te gaan met bedrijven die in de problemen komen doordat ze nog niet kunnen elektrificeren, terwijl het fossiele proces niet meer concurrerend is door toenemende beprijzing (bijvoorbeeld ETS). Met name wanneer dit bedrijven betreft waarvoor op termijn wel een voldoende zware elektriciteitsaansluiting beschikbaar komt en die met een geëlektrificeerd proces toekomstbestendig zijn, kan dit tot ongewenste situaties leiden.

4.4 Aanbodontwikkeling

4.4.1 Noodzaak van snelle, maar evenwichtige groei van het CO_2-vrije aanbod

Om elektrificatie te faciliteren en de elektriciteitsmix te verduurzamen is een aanzienlijke groei van het CO_2-vrije aanbod nodig. Om te kunnen voldoen aan de verwachte toekomstige vraag is een totaal elektriciteitsaanbod nodig van ongeveer 300 TWh in 2040. De ambitie is om hiervan een groot deel CO_2-vrij in te vullen. In het cijferbeeld van het NPE wordt ongeveer 280 TWh met CO_2-vrije bronnen ingevuld, al is er nog veel onzekerheid over de exacte invulling en wat tijdig realiseerbaar is. Deze groei van het aanbod is deels nodig om de huidige vraag naar elektriciteit zoveel mogelijk met CO_2-vrije bronnen in te vullen, maar vooral omdat de vraag naar elektriciteit als gevolg van elektrificatie verder zal toenemen.

Voldoende snelle aanbodontwikkeling heeft verschillende baten, waaronder lagere emissies, prijzen en importonafhankelijkheid. De geopolitieke ontwikkelingen van de laatste jaren onderstrepen het belang om het energiesysteem minder afhankelijk te maken van import uit landen buiten de Europese Unie. De totale jaarlijkse Nederlandse uitgaven aan fossiele energie liggen, afhankelijk van marktprijzen, tussen de €35-45 miljard.[49] Dit geld komt maar voor een klein deel in de Nederlandse

49 Kamerstukken II 2025/26, 29023, nr. 723.

economie terecht, terwijl de investeringen voor CO_2-vrije elektriciteit voor een groter deel aan de Nederlandse en Europese economie bijdragen. Daarnaast blijft het belang van emissiereductie onverminderd groot gezien de grote impact van klimaatverandering en leidt tijdige ontwikkeling van CO_2-vrij aanbod ook tot andere baten zoals verbetering van de luchtkwaliteit, lagere prijzen en daarmee een betere concurrentiepositie. Extra aanbod zal immers tot meer uren leiden waarop er voldoende CO_2-vrij aanbod is en de prijzen laag zullen worden.

Door het steeds grotere aandeel CO_2-vrije elektriciteit in de mix, wordt het steeds belangrijker om het aanbod in evenwicht met de (Noordwest-Europese) vraag te ontwikkelen. Wanneer het aanbod zich sneller dan de vraag ontwikkelt, ontstaat namelijk een risico op een (te) groot overschot aan CO_2-vrije elektriciteit, waardoor opwekcapaciteit (tijdelijk) onderbenut wordt. Hierbij is het belangrijk om mee te nemen dat een bepaalde mate van *curtailment* (substantieel meer dan op dit moment) onderdeel zal zijn van een efficiënt energiesysteem. Verder zal bij de ontwikkeling van extra aanbod ook rekening gehouden worden met de ontwikkeling van transportcapaciteit, de beschikbaarheid van energieopslag en aanbodontwikkeling in de landen om ons heen.

Toch blijft er een risico dat vraag en aanbod zich niet altijd in evenwicht zullen ontwikkelen. Dit wordt deels veroorzaakt door de inherente onzekerheid in het tempo waarmee eindgebruikers (kunnen) elektrificeren. Een andere reden hiervoor is dat investeringen in nieuwe infrastructuur en opwek vaak lange doorlooptijden hebben. Voor kernenergie en voor elektriciteitsinfrastructuur moet meer dan tien jaar van tevoren een beslissing genomen worden. Op dat moment is nog niet zeker hoe de elektriciteitsvraag zich precies ontwikkelt. Gaat de aanbodontwikkeling te snel dan is er een risico op ondoelmatige investeringen. Gaat de aanbodontwikkeling te langzaam dan blijft Nederland langer dan nodig afhankelijk van fossiele brandstoffen uit het buitenland, verslechtert dat mogelijk onze concurrentiepositie en worden klimaatdoelen niet tijdig gehaald.

Om het risico op onevenwichtige aanbodontwikkeling te beperken wordt bij grote investeringsbeslissingen een geactualiseerde inschatting gemaakt van de verwachte vraag- en aanbodontwikkeling. Bij de planvorming van aanbodontwikkeling op de lange termijn kunnen vaak nog tegen beperkte kosten voorbereidingen worden getroffen om een hoeveelheid aanbod te kunnen realiseren die nodig is in scenario's met relatief sterke vraagontwikkeling. Zodra significante kosten gecommitteerd moeten worden, zoals de investeringsbeslissing voor een net op zee of een kerncentrale, wordt een geactualiseerde en gedetailleerdere kosten-baten afweging gemaakt. Bij deze afweging wordt meegewogen dat voorspelbaarheid en een gelijkmatig uitroltempo de kosten van aanleg verkleinen. Hierbij geldt voor wind op zee dat met name het geval is wanneer het lukt om een relatief gelijkmatig uitroltempo in de Noordzeelanden samen te bereiken. Voor kernenergie geldt ook dat een voorspelbaar en gelijkmatig uitroltempo de kosten verkleint, in het bijzonder wanneer er sprake is van seriematige bouw van Small Modular Reactors.

Ondanks de grote voordelen van tijdige aanbodontwikkeling, betekent dit niet dat aanbod tegen elke prijs gerealiseerd moet worden. Bij de verdere ontwikkeling van aanbod wordt het belangrijker om de kosten voor het aanbod af te zetten tegen de betalingsbereidheid van de beoogde gebruikers. Wanneer voor verdere groei van het elektriciteitsaanbod duurdere locaties

ontwikkeld moeten worden, bijvoorbeeld verder op zee, of grote investeringen nodig zijn om aanbod bij de gebruikers te krijgen, is het belangrijk om mee te wegen of er voldoende vraag is die elektriciteit tegen dergelijke prijzen af wil nemen. Met name wanneer het om potentiële afnemers gaat die zich ook in andere landen kunnen vestigen en voor wie elektriciteitsprijzen en nettarieven een belangrijke kostenpost zijn, bestaat het risico dat de beoogde vraag niet tot stand komt wanneer de kosten in de prijs worden versleuteld. Dit risico zal meegewogen worden bij het beleid om additioneel aanbod te ontwikkelen.

4.4.2 Ontwikkeling van CO_2-vrij aanbod richting 2040

Uit de relevante studies blijkt dat zon-PV en wind de grootste elektriciteitsbronnen zijn in een kosteneffectief en duurzaam energiesysteem. Verschillende scenariostudies door PBL, TNO en Netbeheer Nederland bevestigen dat zon-PV en wind een groot deel van de benodigde elektriciteitsopwekking invullen. Met name zon-PV en wind op land dragen bij aan lagere systeemkosten en betere inpasbaarheid in het elektriciteitsnet. Om voldoende CO_2-vrij elektriciteitsaanbod te hebben zijn naast zon-pv en wind op land ook de grootschalige bronnen wind-energie op zee en kernenergie nodig.

Een systeem waarbij zon-PV en windenergie (op zee en op land) aangevuld worden met enkele kerncentrales[50] versterkt de diversificatie en robuustheid van het energiesysteem en heeft vergelijkbare kosten met een systeem zonder kerncentrales. Hiervoor wordt op dit moment gewerkt aan de uitrol van de eerste twee grootschalige, conventionele centrales (Gen III+) gericht op de productie van elektriciteit met een capaciteit van 2,2-3,2 GWe totaal en het ondersteunen en opschalen van 'Small Modular Reactor' (SMR) initiatieven. Momenteel onderzoekt het kabinet hoe de kerncentrale Borssele langer operationeel gehouden kan worden, mits dit veilig kan, om zo deze bron van kernenergie langer in het systeem beschikbaar te houden.

Inzet op de realisatie van 2,2-3,2 GWe grootschalige kernenergie[51] en opschalen van SMR's, 30-40 GW wind op zee, 12-14 GW wind op land en 75 – 95 GW zon-PV rond 2040 is verstandig vanuit het perspectief van de verwachte vraagontwikkeling. Daarnaast heeft een mix van kern, zon en wind ook andere voordelen. Kernenergie kan continu, voorspelbare stroom leveren, complementair aan het variabele karakter van wind en zon. Zon-PV en wind op land leveren hernieuwbare elektriciteit tegen relatief lage kosten. Ook brengen zij opwekking en gebruik dichter bij elkaar, waardoor de behoefte aan netverzwaring vermindert. Windenergie op zee is het meest schaalbaar van de verschillende elektriciteitsbronnen. Zonder grootschalige wind op zee[52] kan niet aan de EU-klimaatverplichtingen voor 2040 worden voldaan. Uit nieuwe inzichten blijkt dat windparken op zee door zogeffecten en operationele verliezen een lagere opbrengst hebben dan

50 TNO (2025). Systeemkostenanalyse kernenergie.

51 Naast de levensduurverlenging van de bestaande centrale in Borssele.

52 Inschatting op het moment van schrijven: ten minste 30GW in 2040.

waar recente systeemstudies vanuit gingen. Desondanks blijft wind op zee vanwege de schaalbaarheid essentieel om in 2040 voldoende CO_2-vrij aanbod te hebben, want er zijn geen alternatieven die tijdig op deze schaal CO_2-vrije energie kunnen leveren. Een mix van verschillende bronnen verhoogt leveringszekerheid en maakt de energiesector minder kwetsbaar voor verstoringen in toeleveringsketens. De combinatie van verschillende technieken vergroot daarmee de kans dat de transitie naar een CO_2-neutrale elektriciteitsvoorziening op tijd wordt gehaald.

Voor wind op zee is de inschatting op dit moment dat 30 GW daadwerkelijk ingepast kan worden in het net op land in 2040, terwijl tot 40 GW nodig kan zijn. Ook 30 GW wind op zee realiseren in uiterlijk 2040 is daarbij een grote opgave, waar nog verschillende onzekerheden spelen. Het kabinet zet zijn realisatiekracht in op het realiseren van de inpassing van 30 GW en treft tegelijkertijd voorbereidingen om de inpassing van 40 GW wind op zee mogelijk te maken, wanneer de vraag en infrastructuur op land zich inderdaad zo ontwikkelen dat dit nodig en mogelijk is. De Routekaart windenergie op zee, die eind 2026 naar de kamer wordt gestuurd, geeft de aanpak van het kabinet om dit te verwezenlijken.

Voor windparken op zee is de inschatting dat beperkte overdimensionering van windparken ten opzichte van het net op zee kosteneffectief is. Overdimensionering van de windparken zorgt voor hogere benutting van de infrastructuur. Dit verlaagt de infrastructuurkosten en daarmee de totale systeemkosten. Door deze overdimensionering wordt bij lage windsnelheden meer energie geleverd, terwijl bij harde wind niet alle elektriciteit die kan worden opgewekt ook kan worden getransporteerd. Door deze aanpak kunnen, ondanks beperkingen in het net op land, meer windparken op zee gerealiseerd worden dan de 30 GW die, volgens de huidige inschatting, maximaal kan worden getransporteerd. Keerzijde is dat – als het hard waait – niet alle elektriciteit die opgewekt kan worden ook getransporteerd kan worden. Dit verslechtert de businesscase voor het windpark en leidt daardoor tot hogere CfD-uitgaven.

De komende jaren wordt steviger ingezet op meer 'decentrale' oplossingen die aanbod, opslag en verbruik in een gebied bij elkaar brengen. Dat betekent dat we de voorkeur geven aan zonne-energie op daken voor eigen verbruik, windturbines bij bedrijventerreinen en mobiliteitshubs, en 'repowering' van bestaande windparken. Deze opties kennen een relatief gunstige netinpassing, gebalanceerde ruimtelijke inpassing en lage maatschappelijke kosten.[53] Daarnaast blijven we ook grootschalige windenergie op land stimuleren, zeker als die direct op het hoogspanningsnet kan worden aangesloten, vanwege de lage systeemkosten en het gunstige opwekprofiel.

De precieze invulling van, en doel voor het aanbod van hernieuwbare energie op land in een gebied wordt in samenwerking met medeoverheden bepaald. Plannen voor windenergie op land, inclusief 'repowering', moeten tijdig worden ontwikkeld gezien de langere doorlooptijden. Zonne-energie (op daken) is juist relatief snel schaalbaar, mits er geen netcongestie in een gebied is. Tegelijkertijd is de groei van zonne-energie ook deels afhankelijk van de ontwikkeling van energieopslag, specifiek batterijen. De verwachting is dat na 2035 het aanbod van zowel zon- als windenergie een hoger groeitempo krijgt als de vraag verder elektrificeert en netcongestie vermindert.

53 CE Delft en Generation.Energy (2026). Hernieuwbare opwek op land. Mogelijke ontwikkelpaden richting 2040.

4.4.3 Doorkijk naar ontwikkeling van CO_2-vrij aanbod richting 2050

De behoefte aan additioneel CO_2-vrij aanbod richting 2050 is sterk afhankelijk van de vraagontwikkeling die tot stand komt. Daarom worden enkel voorbereidingen getroffen om deze ontwikkeling mogelijk te maken waar dat door lange doorlooptijden nu al nodig is. De daadwerkelijke investeringsbeslissingen voor extra capaciteit die na 2040 gerealiseerd moet worden liggen in alle gevallen pas na 2030, waardoor het mogelijk is om ambities voor aanbodontwikkeling tegen beperkte kosten bij te stellen als deze door achterblijvende vraagontwikkeling (nog) niet nodig blijken te zijn.

Het kabinet treft voorbereidingen om de ontwikkeling van 7 GW kernenergie (elektrisch en thermische uitkoppeling) in 2050 mogelijk te maken. Naast de inzet op de eerste twee grootschalige kerncentrales kan dit flexibel ingevuld worden met zowel grootschalige conventionele kerncentrales (Gen III+) als met (Gen III+) SMR's. Voor SMR's is er ruimte om deze in te zetten voor elektriciteitsproductie (ook achter de meter), levering van industriële warmte of voor een combinatie daarvan. Hierbij kan afhankelijk van de nabijheid van gebouwde omgeving ook getrapt warmte worden uitgekoppeld ten behoeve van warmtenetten. Uiteraard spelen bij deze mogelijkheden de daarmee gepaard gaande kosten een rol. Het kabinet zet hierbij in op de ontwikkeling van zowel Gen III+ SMR's, als 'Advanced Modular Reactors'. Deze hebben ieder een eigen rol te spelen vanwege hun eigen karakteristieken, zowel in schaal, temperatuur van warmte-uitkoppeling en tijdhorizon. In de Routekaart 7 GW Kernenergie wordt verder ingegaan op hoe dit richtpunt zal worden bereikt.[54]

In het Programma Energiehoofdstructuur wordt gekeken naar de mogelijke locaties voor grootschalige kerncentrales en SMR's.

Wind op zee kan mogelijk nog doorgroeien tot 50 GW in 2050, maar concrete stappen voor ontwikkeling na 40 GW hoeven de komende jaren nog niet gezet te worden. Enkel wat betreft ruimtelijke reserveringen wordt al enig voorbereidend werk gedaan. Hierdoor hoeven keuzes rond de noodzaak en wenselijk van volumes boven de 40 GW pas bij een volgend NPE gemaakt te worden.

Voor de ontwikkeling van hernieuwbaar op land na 2040 hoeven ook nog geen stappen gezet te worden door de overheid. Daarom wordt bij deze actualisatie van het NPE dan ook nog geen doorkijk richting 2050 opgenomen voor hernieuwbaar op land.

4.4.4 Locatiesturing en netbelasting

Voor de opschaling van CO_2-vrij aanbod is inpassing in het net op land een belemmering. Dat geldt in ieder geval voor grote bronnen van elektriciteit zoals windparken op zee en kerncentrales, maar vaak ook voor wind op land en zon-PV dichter bij gebruikers.

Zowel windenergie op zee als grootschalige kerncentrales leveren vooral elektriciteit aan de kust. Dit levert in toenemende mate knelpunten op. De inpassing van dergelijke grote volumes is complex op de kustlocaties, omdat de elektriciteitsvraag over het hele land verspreid is en het transport van deze elektriciteit landinwaarts een grote uitdaging is. Dit maakt het noodzakelijk om in keuzes voor de locaties voor nieuwe

54 Kamerstukken II 2025/26, 32 645, nr. 177.

kerncentrales en nieuwe aanlandingen voor windenergie op zee aan te sturen op voldoende spreiding van het aanbod. Dit betekent dat voor windparken op zee ook 'diepe aanlandingen' verder onderzocht zullen worden. Voor de realisatie van 2 grote nieuwe kerncentrales zijn nog 3 mogelijke locaties in beeld in Zeeland en Groningen. Hierover worden de komende tijd gesprekken gevoerd met betrokkenen en medeoverheden.

Aanbodontwikkeling op specifieke locaties op land kan daarentegen juist bijdragen aan het oplossen van knelpunten en het beperken van systeemkosten. Mede om deze reden wordt dan ook sterk ingezet op de realisatie van additioneel hernieuwbaar aanbod landinwaarts en worden stappen gezet voor de ontwikkeling van SMR's op de iets langere termijn. De bijdrage die de juiste locatiekeuze kan leveren is beschreven in het IBO bekostiging elektriciteitsinfrastructuur.[55] Daarbij is de ruimte schaars in Nederland, dus een brede afweging is nodig om tot de meest geschikte locaties te komen. Ruimtelijk onderzoek en keuzes voor de energiehoofdstructuur lopen via het Programma Energiehoofdstructuur.

Meer energie uit windparken zou gerealiseerd kunnen worden door op zee waterstof te produceren, maar door de hoge kosten is het zeer onzeker of dit een aantrekkelijke route is. Offshore elektrolyse is nog niet voldoende ontwikkeld om in 2040 al op grote schaal in te kunnen zetten. Daarnaast is de inschatting dat elektrolyse op land voorlopig voldoende potentieel heeft om in de binnenlandse vraag te kunnen voorzien.

4.4.5 Risico- en kostendeling

Door prijszekerheid te bieden kan de overheid bijdragen aan lagere financieringskosten en daarmee een efficiëntere uitrol van het aanbod. De impact hiervan kan in de orde van een 10-25% lagere kostprijs van elektriciteit zijn als gevolg van risicoverschuiving van private investeerders naar de staat.[56] De omvang van dit effect is sterk afhankelijk van de mate waarin prijsrisico ook in de markt gedempt kan worden met een 'Power Purchase Agreement (PPA)'. Wanneer voldoende PPA's beschikbaar zijn, is het effect aan de onderkant van de bandbreedte (10-15%).

Een Contract for Difference (CfD) biedt prijszekerheid en zorgt er ook voor dat de financiële baten eerlijker verdeeld worden bij gunstige marktomstandigheden. Bij ongunstige marktomstandigheden dekt een CfD de onrendabele top. Bij gunstige marktomstandigheden, met elektriciteitsprijzen boven de kostprijs van de elektriciteit, vloeit een deel van de baten terug naar de overheid. Ook bij kernenergie worden de financieringsrisico's mede door de staat gedragen om investeringszekerheid te vergroten en daarmee de financieringskosten te verlagen. Bij kernenergie wordt op dit moment een CfD als vangnet voorzien als onderdeel van het steunpakket; dat leidt vooralsnog niet tot netto uitgaven.

55 Ministerie van Klimaat en Groene Groei (2025). Schakelen naar de toekomst. IBO Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur.

56 Trinomics (2022). Review overgangsregeling hernieuwbare elektriciteit na 2025; Aurora (2023). PPA's in the Netherlands: Developments in an emerging PPA market. Kosten van elektriciteit berekend als 'levelized cost of electricity'.

Omdat een deel van de baten van extra aanbod ten goede komt aan omringende landen, kan het logisch zijn dat deze landen meebetalen aan de kosten. Op het moment dat keuzes voorliggen voor de ontwikkeling van aanbod en de daarvoor benodigde infrastructuur zullen indien relevant ook de baten worden beschouwd voor omringende landen. Mogelijk rechtvaardigt dit om andere landen te verzoeken een bijdrage te leveren aan de kosten, aanspraak te maken op EU-subsidie of zijn er andere maatregelen denkbaar om een deel van de kosten bij eindgebruikers in andere landen neer te leggen. Overeenstemming over kostendeling met andere landen kan een overweging zijn om projecten al dan niet voort te zetten.

4.4.6 Uitgangspunten voor beleid

Dit geeft de volgende uitgangspunten voor beleid:

1. Richtwaardes voor opschaling van aanbod zijn:
   a. Wind op zee: 30 GW in 2040 en verkenning doorgroei naar 40 GW rond 2040.
   b. Wind op land: 12-14 GW in 2040
   c. Zon-PV: 75-95 GW in 2040
   d. Kernenergie: 2 centrales rond 2040 (totaal 2,2-3,2 GW) plus levensduurverlenging bestaande centrale van 0,5 GW
   e. Voor 2050 is de verwachting dat wind op zee kan doorgroeien naar 40 – 50 GW. Kernenergie (incl. SMR's) kan doorgroeien naar 7 GW (elektrisch en thermische uitkoppeling). Daarnaast blijft verdere groei van zon-PV en wind op land wenselijk voor een kosteneffectief systeem. In alle gevallen zijn de benodigde capaciteiten afhankelijk van de groei van de vraag naar elektriciteit.
2. De overheid kan prijszekerheid bieden, waar dat nodig is, om de kosten van de transitie te verlagen en de snelheid te vergroten.
3. Waar substantiële baten bij omringende landen terechtkomen, wordt ook ingezet op kostendeling, Europese subsidie of andere maatregelen om de kosten bij gebruikers in andere landen neer te leggen. Het succes hiervan wordt meegewogen bij keuzes over het al dan niet voortzetten van het project.
4. De overheid treft voor de lange termijn voorbereidingen voor een hoeveelheid CO_2-vrije elektriciteitsopwekcapaciteit die overeenkomt met scenario's met veel elektriciteitsgebruik. Grote investeringsbeslissingen worden korter van tevoren genomen op basis van een kosten-baten-afweging en een actuele inschatting van de verwachte vraag. Die afweging wordt voor meerdere jaren gemaakt zodat het bedrijfsleven weet waar het aan toe is.

4.5 Flexibiliteit

4.5.1 De behoefte aan en invulling van flexibiliteit

Een forse groei van de flexibiliteit in het energiesysteem is essentieel om een betaalbaar, betrouwbaar en duurzaam energiesysteem te realiseren. Een breed en effectief inzetbaar flex-portfolio zorgt voor een betere benutting van de productiecapaciteit van CO_2-vrije bronnen en kan de behoefte aan kostbare netverzwaring beperken.

Er zijn verschillende flexibiliteitsbehoeften die onderscheiden kunnen worden, waaronder integratie van hernieuwbare opwek, voorzieningszekerheid en congestiebeheer. Hiernaast is flexibiliteit nodig voor korte termijnflexibiliteitsbehoeften (o.a. balancering), inertie en herstelvermogen. Deze behoeften omvatten het opvangen van overschotten uit CO_2-vrije bronnen, het opvangen van korte termijn afwijkingen in de verwachte elektriciteitsproductie of consumptie en het borgen van de voorzieningszekerheid door voldoende vermogen beschikbaar te houden om hoge prijspieken of in het uiterste geval afschakeling te voorkomen. Op netwerkniveau gaat het om het oplossen van lokale overbelasting en spanningsproblemen. De omvang van deze behoeften wordt uitgezocht in de eerste tweejaarlijkse verplichte nationale beoordeling van de flexibiliteitsbehoefte.

Flexibiliteit kan en hoeft niet uitsluitend binnen de landsgrenzen te worden ingevuld. In de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt vormt interconnectie tussen landen een belangrijke buffer. Verdere integratie en handel tussen landen kunnen de nationale behoefte aan flexibiliteit aanzienlijk verlagen doordat overschotten en tekorten over een groter gebied worden uitgesmeerd.

Het is inherent onzeker hoe het optimale flex-portfolio eruit komt te zien richting 2040 en 2050. Er zijn veel verschillende technieken die een rol kunnen spelen en die elkaar deels kunnen vervangen. Daarnaast zijn er wisselwerkingen met andere energiedragers (zoals waterstof en warmteopslag) én met de ontwikkelingen in omringende landen. Toch zijn enkele grote lijnen te schetsen over hoe het flex-portfolio eruit moet komen te zien om een betaalbaar, betrouwbaar en duurzaam energiesysteem te realiseren.

Een bepaalde mate van aanbodsturing (curtailment) is onderdeel van een kosteneffectief, duurzaam energiesysteem. Door de weersafhankelijke opwek van zon-PV en wind ontstaan er hoge pieken in aanbod. Systeemstudies tonen aan dat het kosteneffectief is om deze opwek voor het overgrote deel, maar niet volledig te benutten. In het cijferbeeld van het NPE wordt bijvoorbeeld 4-5% van het hernieuwbare aanbod niet benut. Er zijn ook studies die op hogere percentages uitkomen.[57]

De bijdrage van vraagsturing aan het flex-portfolio hangt af van de kosten waarvoor elektriciteitsgebruik aangepast kan worden in vergelijking met aanbodsturing (*curtailment*) en opslag. Hoewel vraagsturing een belangrijke bijdrage kan leveren aan de flexibiliteit in het systeem, is het belangrijk om te benadrukken dat de ontwikkeling van het (potentieel stuurbare) elektriciteitsverbruik primair wordt gedreven door andere doelen dan het bieden van flexibiliteit in het energiesysteem. Zo worden elektrolysers in de eerste plaats gebouwd om de waterstofbehoefte te verduurzamen. Daarbij is het vanuit systeemperspectief wenselijk dat deze installaties (deels) afschakelen bij een schaars aanbod van hernieuwbare elektriciteit of transportcapaciteit. De productie van hernieuwbare waterstof moet onder Europese regelgeving bovendien op termijn op uurbasis gekoppeld worden aan hernieuwbare opwek, waardoor elektrolysers van nature meebewegen met het aanbod. Hoe vaak en hoe lang afschakelen rendabel is, hangt onder andere af van de waarde van de geproduceerde waterstof en van de vaste

57 Zie bijvoorbeeld Witteveen & Bos (2024). Elektriciteitsmix en marktdynamiek in 2035 CO_2-vrij elektriciteitssysteem. Daarin wordt geconcludeerd dat de kostenoptimale mate van curtailment 7% tot 12% betreft, gegeven de destijds gehanteerde kostenaannames en modelafbakening.

kosten die jaarlijks moeten worden terugverdiend. Door de hoge investerings- en netkosten van grootschalige elektrolyse is een bedrijfsmodel met weinig vollasturen niet rendabel, waardoor de flexibiliteit vooral bestaat uit afschakelen in schaarse uren en niet uit selectief aanschakelen bij overvloed. Een vergelijkbare situatie geldt voor de elektrificatie van de industrie: hier mag een bepaalde mate van vraagsturing verwacht worden en is het ontsluiten hiervan wenselijk, zolang de vermeden kosten opwegen tegen de inefficiënties in het productieproces. Voor elektrische voertuigen en warmtepompen is de verduurzaming van mobiliteit en de gebouwde omgeving de belangrijkste drijfveer. Bij deze toepassingen is er vaak een afweging tussen het bieden van flexibiliteit en mogelijk verlies aan comfort. Het blijft bij al deze technieken wel noodzakelijk om de potentiële bijdrage aan flexibiliteit te ontsluiten, maar binnen de ruimte die de primaire functie en de businesscase toelaten.

Opslag in batterijen (incl. thuisbatterijen en elektrische voertuigen) zal een grote rol spelen in het flex-portfolio. Hierbij behandelen we stand-alone batterijen, batterijen bij zon- en windparken, bij bedrijven, thuisbatterijen en elektrische voertuigen[58] vanwege de grote uitwisselbaarheid als één categorie. De verschillende vormen van batterijopslag zullen immers allen bijdragen aan het invullen van de flexibiliteitsbehoefte van het elektriciteitssysteem en kunnen elkaar daarmee (deels) overbodig maken. Hierbij is de mate waarin batterijen bij kunnen dragen aan het verlichten van netcongestie wel sterk afhankelijk van de locatie waarop de batterij staat.

We hanteren een richtwaarde van 110 GWh / 28 GW (gem. 4 uurs) batterijopslag in 2040 voor de gewenste opschaling van batterijopslag indien de beoogde vraagontwikkeling uit het NPE materialiseert. Dit betreft de optelsom van alle typen batterijopslag, incl. thuisbatterijen en het deel van de elektrische voertuigen wat beschikbaar is voor flexibel laden en terugleveren. Voor het inschatten van de optimale hoeveelheid batterijopslag in het systeem benutten we de publicatie 'monetizing energy storage' die ook voor de NBNL-scenario's gebruikt is. Deze publicatie geeft aan dat de optimale hoeveelheid flexibele capaciteit in het systeem afhangt van het aandeel zon-PV en wind in de energiemix. Bij een aandeel van rond de 80% zoals in het NPE-cijferbeeld van 2040 het geval is, is een flexibel vermogen met een opslagcapaciteit van ongeveer 0,05% van het jaarlijkse elektriciteitsverbruik nodig voor een kosteneffectief systeem. Hierbij blijkt het bij aandelen zon-PV en wind tot 80% voldoende om met relatief korte duur opslag te werken (4-uurs batterijen), maar is het voor een aandeel richting 90% wel kosteneffectief om ook met langere duur opslag (~16 uur) te werken. Voor het jaar 2040 lijkt een gemiddelde opslagcapaciteit van rond de 4 uur een passende aanname gezien het verwachte aandeel van zon-PV en wind in de elektriciteitsmix (~82%). Een dergelijke gemiddelde opslagduur lijkt daarnaast ook realistisch gelet op de marktontwikkeling.[59] Als we deze inschattingen toepassen op de verwachte finale elektriciteitsvraag in 2040 (~220 TWh) in het NPE-cijferbeeld volgt een opslagcapaciteit van 110 GWh en een vermogen van 28 GW (gemiddeld 4-uurs). Deze inschatting is ook redelijk in lijn met de verwachtingen van de geconsulteerde experts en studies[60], al onderstrepen

58 Dit betekent niet dat we ervan uitgaan dat alle elektrische voertuigen flexibel laden en terugleveren. We bedoelen hier het deel van de elektrische voertuigen dat dit wel doen.

59 Zie o.a. TenneT (2026). Monitor Voorzieningszekerheid waarin een prognose voor 2035 staat die nog lager ligt dan 4 uur, maar wel een trend in die richting vertoond.

60 NBNL (2025). Netbeheer Nederland scenariostudie.

deze ook dat er veel onzekerheid is. Een grote onzekerheid is de potentieel veel grotere bijdrage van elektrische voertuigen dan in de scenario's wordt verondersteld. Als deze potentie in grotere mate benut wordt, is er minder ruimte voor andere batterijen, zal de gemiddelde opslagduur hoger worden door de relatief lange opslagduur van batterijen in elektrische voertuigen en zal daarmee de benodigde capaciteit (het aantal GW) lager worden. Verder is een belangrijke onzekerheid dat deze richtwaarde past bij een ambitieus niveau van vraagontwikkeling waardoor de benodigde vraag en daarmee benodigde opslagcapaciteit in de praktijk lager kunnen liggen. Daarnaast heeft de beschikbaarheid van en behoefte aan opslagcapaciteit in omringende landen invloed op de behoefte in Nederland. Bij de verdere vertaling van deze richtwaarde naar regionale richtwaardes zal aanvullende analyse gedaan worden om deze onzekerheden beter in beeld te krijgen. Daarbij zal ook aandacht zijn voor verschillen in de behoefte aan opslagcapaciteit tussen regio's als gevolg van netcongestie.

Deze bandbreedte voor de verwachte, benodigde landelijke capaciteit zal bij verdere beleidsvorming vertaald worden naar regionale behoeften om de benodigde ruimte voor decentrale overheden inzichtelijk te maken. Hierbij zal ook aanvullende analyse gedaan worden om in te schatten welke bijdrage van thuisbatterijen en elektrische voertuigen verwacht mag worden. Het verslag over de geraamde flexibiliteitsbehoeften op nationaal niveau (de *flexibility needs assessment*) zal mogelijk aanvullend inzicht geven over de benodigde capaciteit aan batterijen. De Integrale Beleidsagenda Energieopslag gaat dieper in op de beleidsontwikkeling op dit vraagstuk. Deze beleidsagenda wordt in het najaar van 2026 verwacht.

Warmteopslag kan een kosteneffectieve rol spelen waar deze praktisch ingepast kan worden. Warmteopslag kan in potentie de goedkoopste manier van energieopslag zijn daar waar de opgeslagen energie uiteindelijk als warmte wordt ingezet. De uitdagingen zitten daar dan ook meer in de praktische inpasbaarheid van de warmte-opslag. Hierbij liggen er in ieder geval kansen bij collectieve warmtenetten en industriële processen. De potentiële, praktisch inpasbare en economisch haalbare omvang van deze vorm van opslag is nog minder goed bekend.

Waterstofopslag wordt ontwikkeld binnen de bredere opgave om de waterstofketen op te schalen voor de verduurzaming van de verwachte waterstofvraag. De opslagcapaciteit die hieruit voortkomt zal naar verwachting een substantiële bijdrage leveren aan de flexibiliteit van het energiesysteem, doordat zij met name flexibele productie en stabiele vraag in de tijd kan ontkoppelen. Waterstofopslag die uitsluitend wordt ontwikkeld om elektriciteitsoverschotten in de zomer om te zetten naar waterstof en in de winter weer in te zetten voor elektriciteitsproductie, is op de korte en middellange termijn echter niet voorzien (zie sectie waterstofketen en volgend hoofdstuk over regelbaar vermogen).

Het is onzeker in hoeverre andere technieken voor lange termijn energieopslag een significante rol zullen spelen. Technieken zoals persluchtopslag en redox-flow batterijen kunnen in theorie een logische aanvulling zijn op het flexibiliteitsportfolio omdat deze geschikt zijn om relatief langdurende tekorten op te vangen. In hoeverre deze echter een voldoende kosteneffectieve oplossing blijken te zijn in een context van snel dalende kosten en toenemende technische prestaties voor reguliere batterijen en de mogelijkheid om back-upcentrales op (groen) gas in te zetten tijdens langer durende tekorten, is echter onzeker. Bovendien kan import vanuit het buitenland door

toenemende interconnectiecapaciteit een grotere rol spelen en zal de potentie van vraagsturing om tekorten te beperken steeds verder ontsloten worden.

Er blijft een significante behoefte aan regelbaar vermogen op momenten met weinig zon en wind. De meeste studies schatten de toekomstige behoefte in tussen 10 en 25 GW (zie hoofdstuk regelbaar vermogen). De daadwerkelijke behoefte is dan ook zeer onzeker en mede afhankelijk van de bijdrage die opslag en vraagsturing zullen spelen en de mate waarin omringende landen zelf in hun behoefte voorzien. Met het voorziene capaciteitsmechanisme wordt in ieder geval geborgd dat de voorzieningszekerheid op het gewenste niveau blijft. Welke bijdrage regelbaar vermogen daaraan zal leveren zal blijken uit de resultaten van de veilingen.

Het kan in sommige gevallen verstandig zijn om tijdens de transitie ook hybride of (deels) fossiele flexibiliteitsopties beschikbaar te houden. Met behulp van deze installaties kan elektrificatie ook doorgang vinden wanneer duurzamere alternatieven nog niet volledig zijn opgeschaald.

4.5.2 Goede markt- en tariefprikkels zijn de basis voor evenwichtige opschaling van flexibiliteit

Marktprikkels vormen de basis voor het tot stand komen van een evenwichtige mix aan flexibiliteitsopties. De inkomsten die flexibel vermogen kan genereren op de groothandelsmarkt (prijsverschillen tussen kwartieren), op de balanceringsmarkten, via tijdsafhankelijke nettarieven, goedkopere alternatieve transportrechten, en door vergoedingen voor het verlichten van congestie, bepalen het verdienmodel van flexibiliteitsopties. Deze prijsprikkels zorgen ervoor dat vraag en aanbod zich voortdurend aanpassen aan de hand van de marktcondities: bijvoorbeeld dat bij overschotten elektriciteit goedkoop wordt en batterijen gaan opladen, of dat bij schaarste hoge prijzen ontstaan en gebruikers gestimuleerd worden om verbruik te minderen of te verschuiven in de tijd. De bestaande elektriciteitsmarkten vormen een robuuste basis voor de inzet van flexibiliteit door directe prijsprikkels bij overschot en schaarste. Om dit potentieel volledig te benutten, wordt momenteel o.a. hard gewerkt aan de verdere modernisering van nettarieven, aanpassing van onbalansallocatie per 1 mei 2026 (afrekening op basis van slimme meter data in plaats van profielen) en congestievergoedingen door de ACM en netbeheerders. Deze voortlopende hervormingen zorgen ervoor dat de financiële prikkels in de hele keten van groothandelsmarkt tot aan de lokale aansluiting consistent bijdragen aan een toekomstbestendig energiesysteem.

Omdat flexibiliteitsopties elkaar deels kunnen vervangen, en het nog niet zeker is welke mix aan technieken in de toekomst voor welke flexbehoefte de beste invulling kan geven, is het van belang dat het speelveld zo gelijk mogelijk is en dat eventuele steun of aanvullende prikkels techniekneutraal worden vormgegeven. Wat goed is voor het systeem moet ook aantrekkelijk zijn voor de marktpartij, ongeacht welke technologie daarvoor wordt ingezet. Het beleid en de marktordening zijn er daarom op gericht om marktdynamiek zo te sturen dat investeerders en gebruikers de juiste signalen ontvangen. Dit gebeurt bijvoorbeeld bij het ontwerpen van nieuwe tariefstructuren en marktkaders. Concreet betekent dit dat geen specifieke technologie bij voorbaat wordt bevoordeeld: een regelbare centrale, een batterij of vraagrespons kunnen elk een nuttige bijdrage leveren aan het systeem, en de marktprikkel moet die opties in gelijke mate de kans geven om die bijdrage te verzilveren. Een

sterke basis van marktprikkels verkleint zo het risico dat een suboptimaal portfolio van flexibiliteitsopties ontstaat.

4.5.3 Aanvullend beleid voor specifieke flexibiliteitsbehoeften

Marktprikkels zijn onmisbaar, maar blijken niet in alle gevallen voldoende om de benodigde investeringen in flexibiliteit tijdig en in voldoende mate tot stand te laten komen. Voor een aantal cruciale flex-behoeften geldt dat de overheid, in lijn met Europese kaders, aanvullende maatregelen treft of voorbereidt, omdat anders risico's ontstaan voor de betrouwbaarheid en betaalbaarheid van het energiesysteem. Maatregelen zijn en worden met name gericht op de volgende punten:

- **Voorzieningszekerheid:** Door de groei van weerafhankelijke opwek daalt het aantal draaiuren voor regelbare centrales sterk, en wordt het aantal momenten waarop deze centrales wél moeten draaien onzeker. Deze factoren maken investeringen in regelbaar vermogen onaantrekkelijk, waardoor de beschikbare capaciteit aan betrouwbare opwek, op momenten dat de zon niet schijnt en de wind niet waait, zal teruglopen terwijl de behoefte daaraan blijft bestaan[61]. Om de voorzieningszekerheid in Nederland te waarborgen heeft het kabinet aangekondigd een marktbreed capaciteitsmechanisme te implementeren.[62] Dit is een mechanisme waarin aanbieders van elektriciteit (o.a. regelbaar vermogen, vraagrespons en opslag) een vaste beschikbaarheidsvergoeding kunnen krijgen om een deel van de jaarlijkse vaste kosten te dekken. Dit zorgt ervoor dat er voldoende elektriciteit is, ook op piekmomenten.
- **Netcongestie verlichten:** Gezien de hoge maatschappelijke kosten van huidige netcongestie is het vaak gerechtvaardigd om flexibiliteitsopties die de netbelasting verminderen versneld te stimuleren. Flexibele vraag of opslag op lokaal niveau kan congestie in het elektriciteitsnet (deels) opvangen, waardoor meer ruimte ontstaat voor verdere elektrificatie en CO_2-vrije opwek voordat netuitbreiding gereed is. Het kabinet zet daarom in op een actief congestiemanagement-beleid. Zo is het Landelijk Actieprogramma Netcongestie (LAN) gestart om knelpunten te verlichten met vraagrespons, opslag en andere oplossingen. Ook is een "aansluitoffensief" gestart waarin samen met netbeheerders en bedrijfsleven gezocht wordt naar versnelde maatregelen om congestie te verminderen, met name door flexibel elektriciteitsgebruik door grote verbruikers te stimuleren. Dit aanvullende beleid zorgt ervoor dat het terugdringen van netcongestie niet uitsluitend afhankelijk is van netverzwaring, maar dat mogelijkheden om de bestaande netcapaciteit effectiever te benutten ook een bijdrage leveren.

Naast deze gerichte inspanningen op voorzieningszekerheid en netcongestie speelt de overheid een faciliterende rol om innovatie aan te jagen, infrastructuur tijdig beschikbaar te maken (bijvoorbeeld voor CCS en waterstof) en standaarden te ontwikkelen. Concreet worden maatregelen genomen op de volgende thema's:

- **Innovatie:** Technologische innovaties op het gebied van flexibiliteit (zoals nieuwe opslagtechnologieën, slimme sturingssystemen, etc.) vinden grotendeels plaats in een internationale

61 TenneT (2026). Monitor Voorzieningszekerheid.

62 Kamerstukken II 2025/26, 29023, nr.705.

context, maar Nederland kan op specifieke onderdelen een rol spelen. Technologieën waarvoor Nederland unieke kennis of een sterke industriebasis heeft zoals flowbatterijen of slimme aggregatie- en stuurtechnieken, verdienen gerichte ondersteuning. Dit kan via het benutten van nichemarkten of pilotprojecten waarin onze kennisinstellingen en bedrijven zich onderscheiden. Het opschalen van nieuwe technologieën vergt soms ook systeeminnovaties in de Nederlandse context (bijv. nieuwe marktrollen of regels). Daarom zet de overheid in op flankerend beleid gericht op kennisdeling, proeftuinen en het wegnemen van belemmeringen, zodat veelbelovende innovaties tijdig kunnen worden toegepast en marktrijp worden.

- **Coördinatie:** Sommige investeringen in flexibiliteit blijven uit omdat ze afhankelijk zijn van het gelijktijdig beschikbaar komen van nieuwe infrastructuur of omdat meerdere partijen tegelijk moeten beslissen. Zulke coördinatieproblemen doen zich bijvoorbeeld voor bij flexibiliteitsopties gekoppeld aan waterstof of CCS: een ondernemer bouwt geen waterstof-opslag of -centrale als er geen infrastructuur voorhanden is, en omgekeerd wordt infrastructuur pas aangelegd als er afnemers zijn. De overheid neemt hier een regierol door tijdig de benodigde infrastructuur (leidingen, opslaglocaties, CO_2-transport, etc.) te plannen en te (laten) ontwikkelen, zodat dit geen bottleneck vormt voor investeringen. Ook kan de overheid partijen bij elkaar brengen of tijdelijke garanties/investeringssteun bieden om een impasse te doorbreken. Zo wordt voorkomen dat waardevolle flexibiliteitsopties vertraging oplopen door een gebrek aan afstemming of door hoge initiële investeringskosten die een individuele partij niet kan dragen.
- **Standaarden en regelgeving:** Flexibiliteit in vraag en aanbod en het beter benutten van het elektriciteitsnet, bijvoorbeeld door flexibele alternatieve transportrechten en congestiemanagement, zijn een blijvend onderdeel van het elektriciteitssysteem. Toch zullen sommige gebruikers of sectoren niet vanzelf hun gedrag aanpassen, zelfs wanneer flexibiliteit in theorie lonend is, en kunnen gebruikers weer terugvallen in oud, inflexibel gedrag. De ervaring leert dat gebrek aan kennis, beperkte investeringsruimte of simpelweg gebruikersgemak ertoe kunnen leiden dat flexibiliteitspotentieel onbenut blijft. In dergelijke gevallen kan de overheid overwegen om normerend op te treden. Dit betekent dat er regels of standaarden komen die een minimum aan flexibel gedrag afdwingen, zonder de keuzevrijheid onnodig in te perken. Een voorbeeld is het invoeren van slimme laadstandaarden voor elektrische auto's, zodat deze bij installatie standaard zo zijn ingesteld dat ze gespreid laden. Ook tijdgebonden verbruiksnormen of een vorm van verplichting voor grootverbruikers om bij schaarste te kunnen afschakelen, behoren tot de opties. Dergelijke maatregelen worden zorgvuldig afgewogen op haalbaarheid en draagvlak.

Verder is aandacht voor ruimtelijke inpassing van flexibiliteit van belang. Veel flexibiliteitsopties, zoals grootschalige batterijen, conversie-installaties of nieuwe regelbare eenheden, vragen ruimte en moeten ingepast worden in de leefomgeving. De ruimtelijke inpassing van flexibiliteitsvoorzieningen van nationaal belang wordt daarom integraal meegenomen in het Programma Energiehoofdstructuur II (PEH II). Dit programma wordt aan de hand van een integrale toets op systeemimpact en ruimtelijke effecten vastgesteld. Het PEH II kan vervolgens locaties aanwijzen voor energie-infrastructuur, bijvoorbeeld voor nieuwe opslagfaciliteiten (zoals batterijen) die cruciaal zijn

voor het energiesysteem. Door deze proactieve planning wordt getracht te voorkomen dat een gebrek aan ruimte de ontwikkeling van noodzakelijke flexibiliteit belemmert.

Ook het monitoren van de ontwikkeling van flexibiliteit krijgt een nadrukkelijke plek. Het CBS registreert en publiceert bijvoorbeeld de groei van het flexibiliteitsportfolio, waaronder het aantal en vermogen van industriële en huishoudelijke batterijen, omvormers en andere flex-technieken. Daarnaast brengen de jaarlijkse Monitor Voorzieningszekerheid van TenneT en de tweejaarlijkse verplichte beoordeling van de flexibiliteitsbehoefte (*Flexibility Needs Assessment*) in kaart hoeveel flexibiliteit op de middellange termijn (5–10 jaar vooruit) nodig is en in hoeverre de huidige plannen daaraan tegemoetkomen. Via deze monitors houdt het Rijk de vinger aan de pols. Mocht uit die signalen blijken dat er structurele tekorten aan flexibiliteit dreigen, dan kan, in lijn met Europese kaders, overwogen worden om aanvullende maatregelen te nemen om barrières weg te nemen. Specifiek voor energieopslag wordt in 2026 al de beleidsagenda energieopslag opgesteld met daarin verschillende acties om barrières weg te nemen.

4.6 Regelbaar vermogen

De eerste prioriteit voor een kosteneffectieve energietransitie is om de inzet van fossiel regelbaar vermogen fors kleiner te maken door zon, wind, kernenergie en verschillende vormen van flexibiliteit op te schalen. De verschillende studies van een CO_2-vrij energiesysteem geven een consistent beeld dat het kosteneffectief is wanneer zon, wind en kernenergie het grootste deel van de elektriciteitsopwekking verzorgen. Hiernaast is een sterke toename van flexibiliteitsopties in het systeem nodig om deze bronnen goed te benutten. Wanneer zon, wind, kernenergie en de verschillende flex-opties opgeschaald zijn, is ook het grootste deel van de emissiereductie voltooid.

Beprijzing van fossiele opwek (o.a. middels ETS1 en vanaf 2028 ETS2) en, waar passend, stimulering van CO_2-vrije opwek (bijvoorbeeld met CfD's) zijn cruciaal om de behoefte aan regelbaar vermogen te beperken. Dat zon, wind, kernenergie en de verschillende flexibiliteitsopties een kosteneffectieve bijdrage aan emissiereductie kunnen leveren wil namelijk nog niet zeggen dat de uitrol hiervan enkel op basis van marktprikkels in voldoende mate tot stand komt. Zoals in eerdere hoofdstukken beschreven zijn de risico's in deze fase van de energietransitie hiervoor vaak te groot. Bovendien is fossiele energie zonder sterke beprijzing vaak nog té goedkoop. Om de behoefte aan regelbaar vermogen en inzet van (fossiel) regelbaar vermogen te beperken is dan ook langdurig, consistent beleid nodig zoals ETS en CfD's voor aanbod.

Toch blijft er in het toekomstige energiesysteem een significante behoefte aan regelbaar vermogen om de elektriciteitsvraag te voorzien op momenten met weinig zon en wind. De exacte behoefte aan regelbaar vermogen is onzeker. De meest relevante studies schatten de toekomstige behoefte in tussen 10 en 25 GW, met een inzet van 10 tot 50 TWh/jaar (in aanvulling op de aangenomen inzet van kernenergie).[63] Voor deze resterende hoeveelheid aan regelbaar vermogen is invulling met hernieuwbare elektriciteitsproductie, opslag en flexibiliteit in de vraag niet meer toereikend omdat dit vaak om langere periodes gaat met een tekort aan zon en wind. Om deze resterende behoefte in te vullen en voorzieningszekerheid te borgen is het daarom nodig om regelbaar vermogen beschikbaar te houden.

De business case voor regelbaar vermogen wordt erg onzeker, waardoor een maatregel om voorzieningszekerheid te borgen geïmplementeerd wordt. Door de sterke toename van weerafhankelijke opwek (zon-PV en windenergie) worden de benodigde inzet en de daaruit voortvloeiende inkomsten voor regelbaar vermogen lager en zeer onzeker. Hierdoor ontstaat een reëel risico op een gebrek aan regelbaar vermogen en andere technieken die voorzieningszekerheid kunnen borgen in periodes met weinig zon en wind. Bij een tekort aan voldoende regelbaar vermogen dreigen gedwongen afschakelingen van bedrijven en/of huishoudens in situaties met weinig wind en zon en een hoge elektriciteitsvraag. Zoals in de Monitor Voorzieningszekerheid van TenneT aangegeven ontstaat dit risico na 2030.[64] Om de voorzieningszekerheid in Nederland te waarborgen heeft het kabinet aangekondigd een marktbreed capaciteitsmechanisme te implementeren.[65] Dit is een mechanisme waarin aanbieders van elektriciteit (o.a. regelbaar vermogen, vraagrespons en opslag) een vaste beschikbaarheidsvergoeding kunnen krijgen om een deel van de jaarlijkse kosten te dekken. In de uitwerking van het mechanisme heeft het kabinet ook oog voor de samenhang met de gewenste verduurzamingsroutes van regelbaar vermogen en het beleid om deze te faciliteren.

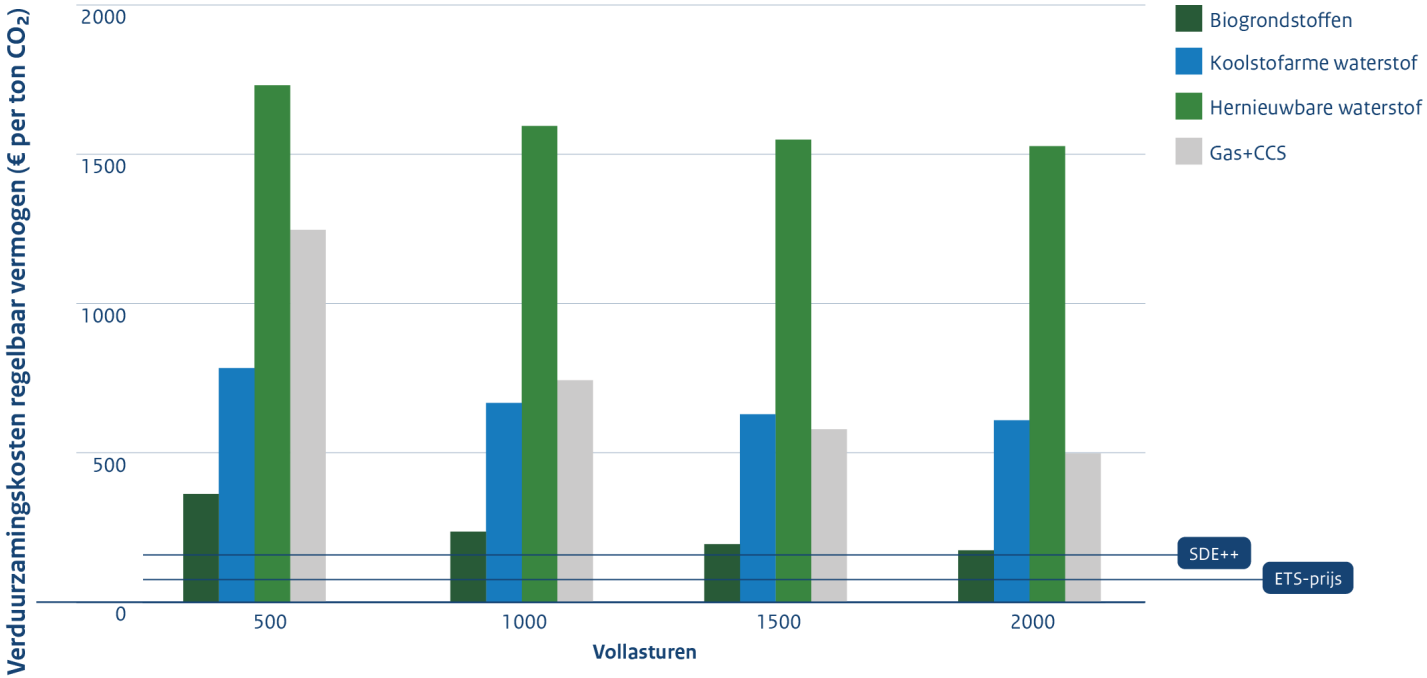
Verduurzaming van de resterende behoefte aan regelbaar vermogen met waterstof(dragers) of CCS blijft erg duur waardoor het op de korte termijn (5-10 jaar) niet wenselijk is om hier proactief op in te zetten. Zoals geïllustreerd in figuur 4.6 kost het verduurzamen van regelbaar vermogen met waterstof of CCS bij gascentrales €500-1700/tCO_2. Vergeleken hiermee is het veel kosteneffectiever om de emissies in de elektriciteitssector verder terug te dringen met extra hernieuwbare opwek. De gemiddelde subsidie-intensiteit van SDE++ beschikkingen voor elektriciteitsproductie die in 2025 zijn toegekend lag bijvoorbeeld rond de €150/tCO_2.[66]

63 Zie bijvoorbeeld Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 en CE Delft & Witteveen & Bos (2024) - Elektriciteitsmix en marktdynamiek in 2035 CO_2-vrij elektriciteitssysteem. Hierbij zijn enkele studies en scenario's met aannames die sterk afwijken van het cijferbeeld van dit NPE buiten beschouwing gelaten. Hierbij is in de meeste scenario's al verondersteld dat er een capaciteit van 1,6 tot 3,7 GW aan kernenergie beschikbaar is. Deze capaciteit en de inzet daarvan is al van deze behoefte aan regelbaar vermogen afgetrokken.

64 TenneT (2026). Monitor voorzieningszekerheid 2026.

65 Kamerstukken II 2025/2026, 29023, nr. 705.

66 Dit betreft de beschikkingen in het domein 'Elektriciteit', waar zon-PV, wind en biomassavergisting (gecombineerde opwekking)'onder vallen. Zie Kamerstukken II 2025/26, 31 239, nr. 461.



Figuur 4.6 *Verduurzamingskosten regelbaar vermogen. Bron: TNO (2026)[67], Kamerbrief SDE++[68]*

Dergelijke kosten van (ruim) boven de €500/tCO_2 zijn ook fors hoger dan het recente niveau van de ETS prijs van €60-100/tCO_2. Gezien de brede verduurzamingsopgave van de maatschappij is het verstandig eerst maatregelen te nemen die tegen lagere kosten per ton CO_2 kunnen worden gerealiseerd. Vooralsnog zijn er nog veel mogelijkheden om elders in de maatschappij goedkoper emissies te reduceren. Ook in de elektriciteitssector rest nog een grote opgave, die bij schaarse middelen een flinke overheidsinzet vergen, zoals de financiering van de verdere uitrol van windenergie en zon-PV.

67 TNO (2026). TNO The Cost of Sustainable Dispatchable Electricity Generation.

68 Kamerstukken II 2025/26, 31 239, nr. 461.

Verduurzaming van regelbaar vermogen met biogrondstoffen is minder duur dan met waterstof of gas+CCS (zie figuur 4.6), maar lijkt alsnog niet rendabel bij de huidige ETS prijzen. Hierdoor lijkt het onwaarschijnlijk dat dit op grote schaal tot stand zal komen. Toch is het niet helemaal ondenkbaar dat een enkele centrale op biogrondstoffen actief zal blijven. In gevallen waar er beperkte investeringen nodig zijn om operationeel te blijven en wanneer biogrondstofprijzen relatief laag liggen kan dit op de korte termijn nog rendabel zijn. Daarnaast kan het rendabel zijn om een biomassacentrale in bedrijf te houden wanneer er uitzicht is op een verdienmodel gebaseerd op negatieve emissies wanneer de centrale voorzien wordt van CCS (BECCS). De toekomstige rol van een dergelijke configuratie, wordt na publicatie van het NPE verder uitgewerkt.

Het is onzeker of verduurzaming van regelbaar vermogen met waterstof(dragers) of gascentrales met CCS op de lange termijn een (significant) deel van de oplossing zal zijn. Hoewel de kans klein lijkt dat regelbaar vermogen met waterstof(dragers) of CCS dusdanig sterk in kosten zal dalen dat grootschalige inzet kosteneffectief wordt, is er wel forse onzekerheid in de kostenramingen en is de verwachting dat de kosten van waterstof in de toekomst zullen dalen. Daarnaast hebben de andere opties om CO_2-vrij regelbaar vermogen te realiseren ook verschillende nadelen, zoals de beperkte beschikbaarheid van biogrondstoffen, groen gas en negatieve emissies, waardoor het niet uitgesloten is dat een beperkte capaciteit aan regelbaar vermogen met waterstof(dragers) of CCS onderdeel zal zijn van het eindbeeld.

In deze context lijkt het verstandig om terughoudend te zijn met investeringen om de verduurzaming van regelbaar vermogen met waterstof(dragers) of gascentrales met CCS te faciliteren. Er bestaat immers een reëel risico dat deze investeringen niet benut zullen worden. Hierbij blijft het wel belangrijk om bij concrete keuzes telkens ook het risico mee te wegen dat bepaalde ontwikkelingen niet meer (tijdig) realiseerbaar zijn of fors duurder zullen zijn als er besloten wordt niet vooruit te investeren.

Indien de behoefte aan regelbaar vermogen (qua inzet) voldoende ver teruggedrongen wordt, kan verduurzaming middels groen gas of, in het uiterste geval, compensatie een logischere optie zijn. Mochten de kosten van directe verduurzaming erg hoog blijven, zoals nu verwacht, dan kunnen groen gas, verdergaande vraagsturing, of compensatie van koolstofverwijdering mogelijk alternatieven bieden. Echter, hoewel groen gas en compensatie middels koolstofverwijdering op papier mogelijk kosteneffectieve opties lijken te zijn, vormt de beperkte beschikbaarheid een risico. Er is ook vraag vanuit andere sectoren naar groen gas of compensatie, en de mate van opschaling van het aanbod van deze technieken is onzeker. Het kabinet zal deze ontwikkelingen monitoren, zodat tijdig de juiste beslissingen genomen kunnen worden voor dit sluitstuk van de energietransitie, waarbij rekening wordt gehouden met het Europese karakter van ETS en de elektriciteitsmarkt.



5. Herijking waterstofketen

5.1 Waterstof in de energietransitie: een onmisbare maar scherper geprioriteerde rol

Waterstof is een onmisbare bouwsteen van een klimaatneutraal energie- en grondstoffensysteem. In deze actualisatie krijgt die rol op basis van voortschrijdend inzicht een meer gerichte invulling. Het vertrekpunt ligt in de bestaande industrie: de raffinage, chemie en de kunstmestsector gebruiken nu al enorme hoeveelheden waterstof als grondstof, vrijwel volledig op basis van fossiele bronnen. Het verduurzamen hiervan is al een opgave van formaat. Door zijn relatief waterstofintensieve industrie is de opgave voor Nederland om de bestaande volumes te verduurzamen nog uitdagender dan voor onze buurlanden.

Tegelijkertijd neemt de vraag naar waterstof vanuit nieuwe toepassingen toe. De grootste potentiële groei van de vraag naar gasvormige waterstof op de lange termijn ligt bij het bewerken en opwerken van duurzame koolstofdragers in de bioraffinage en chemie. De gasvormige waterstofketen is daardoor sterk verbonden aan gericht beleid voor de opbouw van een duurzame koolstofketen. Daarnaast drijven internationale mandaten de vraag naar waterstofrijke brandstoffen in de lucht- en scheepvaart. Daar waar elektrificatie technisch vooralsnog niet haalbaar is, is het van belang om waterstof als potentiële verduurzamingsoptie te ontwikkelen, gegeven het mogelijk schaarse aanbod van groen gas en biobrandstoffen. Dit betreft onder andere delen van de zware mobiliteit en de staal- en keramieksector.

De verwachtingen uit het NPE van 2023 zijn op een aantal punten bijgesteld. Ten eerste valt de vraag naar gasvormige waterstof lager uit: een prominente rol in het verduurzamen van regelbaar vermogen richting 2040, snelle opschaling in de staalindustrie en warmtevoorziening, en grootschalige binnenlandse productie van synthetische grond- en brandstoffen zijn minder aannemelijk geworden door hogere kosten en in sommige gevallen beter zicht op alternatieven. Ten tweede verschuift het zwaartepunt van het aanbod van waterstofrijke grond- en brandstoffen meer naar import: energierijke dragers, zoals synthetische brandstoffen en ammoniak, worden naar verwachting grotendeels ingevoerd. Beide stromen, gasvormige waterstof uit import en elektrolyse en geïmporteerde dragers voor directe inzet aangevoerd per schip, vragen elk om een eigen beleidsafweging. Dit onderscheid loopt als rode draad door dit hoofdstuk.

Ondanks deze bijstellingen blijft de opgave nog altijd enorm ambitieus. De beoogde rol van waterstof vraagt gerichte beleidsinzet en duidelijke prioriteiten. De belemmering is niet technisch maar economisch: zonder gegarandeerde vraag investeert niemand in aanbod, en zonder aanbod komt er geen vraag. Hernieuwbare waterstof is bovendien duurder dan eerder verwacht, wat de drempel voor vroege afnemers hoog houdt. Het doorbreken van dit kip-eiprobleem is in de kern een vraagstuk van transitiefalen: elke partij handelt rationeel door te wachten op zekerheid over de andere schakels in de keten, waardoor de keten als geheel niet op gang komt. Dit vraagt gelijktijdige inzet op drie fronten: infrastructuur die vraag en aanbod

samenbrengt, verplichtingen en subsidies die langjarige vraag creëren, en stimulering van binnenlands aanbod en import. De komende jaren zijn beslissend: de doorlooptijden tot realisatie van elektrolysecapaciteit, transport- en opslaginfrastructuur, importketens en snelle CO_2-reductie middels koolstofarme waterstof laten weinig tot geen ruimte voor uitstel.

Dit hoofdstuk volgt die opgave stap voor stap. Paragraaf 5.2 beschouwt het vertrekpunt in de huidige markt; 5.3 het kip-ei-probleem en het huidige kabinetsbeleid; 5.4 de vraagontwikkeling tot 2040; 5.5 de ontwikkeling van aanbodroutes zowel voor hernieuwbaar als koolstofarm; 5.6 de kritieke tijdpaden voor aanbod en infrastructuur; 5.7 de mogelijke ontwikkelrichtingen na 2040.

5.2 De situatie nu: waterstof als lokale industriële markt

Nederland heeft nog geen landelijke waterstofmarkt. TNO heeft 43 bestaande waterstofgebruikers geïdentificeerd met een significant vraagvolume.[69] Dit gaat met name om vraag in de chemie (7 PJ), ammoniakproductie (59 PJ) en raffinage (65 PJ), waar waterstof als grondstof wordt ingezet.[70] Het gaat bijna uitsluitend om een markt die zich afspeelt binnen de vijf industriële clusters, waar waterstof wordt geproduceerd en verbruikt binnen of tussen een beperkt aantal industriële bedrijven, met name in Rotterdam, Zeeland en op Chemelot.

De verduurzaming van grijze waterstof in de bestaande raffinage en chemie is het meest urgente en kosteneffectieve beginpunt, zowel voor de inzet van hernieuwbare waterstof als voor de toepassing van CCS bij bestaande grijze waterstofproductie. Dit wordt in toenemende mate aangevuld met nieuwe toepassingen zoals in bioraffinage en innovatieve chemie. Per kilogram levert hernieuwbare waterstof de grootste klimaatwinst op bij het vervangen van grijze waterstof. Bij het vervangen van aardgas in hoge-temperatuurwarmte of gascentrales is die winst lager. Dit maakt de raffinage en chemie niet alleen de logische eerste afnemers van hernieuwbare waterstof, maar ook de sectoren waar de klimaatopbrengst op de korte termijn het grootst is.[71] Het beleid richt zich in de beginfase van de markt vooral op deze sectoren. Voor de ammoniaksector is de route naar verduurzaming anders, zoals in het industriehoofdstuk in meer detail beschreven: productie van hernieuwbare ammoniak op basis van Nederlandse elektrolyse lijkt op basis van huidige verwachtingen niet concurrerend met import van hernieuwbare ammoniak. De verduurzaming verloopt daar via CCS op bestaande installaties, inzet van koolstofarme waterstof uit vergassing van restafval en de import van ammoniak.

Hoewel de markt nu nog vooral lokaal is, ontwikkelt de waterstofmarkt zich richting 2040 tot een markt waar meerdere producenten en afnemers waterstof vrij verhandelen via een (inter) nationaal transportnet en centrale opslaglocaties gebruiken. Deze overgang vraagt niet om een geleidelijke doorontwikkeling van de huidige markt, maar vereist de opbouw van een nieuw systeem.

69 TNO (2024). Hydrogen use in Dutch industry.

70 PBL (2024). Productie, Import, Transport en Opslag van Waterstof in Nederland. CE Delft (2023). Afnameverplichting groene waterstof. Exclusief methanolproductie, omdat deze productie momenteel stilligt. Dit betreft waterstofvraag gebaseerd op de capaciteit van de installaties. In de praktijk kan deze vraag per jaar verschillen.

71 Agora Industry (2025). Prioritizing Hydrogen for its most effective uses.

5.3 Het kip-ei-probleem en het kabinetsbeleid om dit te doorbreken

De fundamentele belemmering voor de waterstofmarkt is niet technisch maar economisch: zonder gegarandeerde vraag investeert niemand in aanbod, en zonder aanbod komt er geen vraag. Die belemmering is groter geworden doordat de kosten op dit moment fors hoger uitvallen dan enkele jaren geleden werd verwacht, ook al zullen ze op termijn dalen.

Waar enkele jaren geleden nog een stevige prijsdaling werd verwacht, laten recente ramingen zien dat de kosten van hernieuwbare waterstofproductie in Nederland, maar ook elders, langdurig hoger uitvallen. Dit komt door hogere nettarieven, hogere kosten voor elektriciteit en hogere investeringskosten voor installaties en fabrieken voor hernieuwbare waterstofproductie op basis van elektrolyse dan eerder verwacht. Het IEA (2024) concludeert dat gestegen rentes en inflatie na de Russische invasie van Oekraïne een belangrijk deel van de stijging van de kosten verklaren.[72] Ook de verwachte kosten van koolstofarme waterstof zijn toegenomen, onder meer door hogere kosten voor CCS en hogere kapitaalkosten.

Structureler is de bevinding van het JRC (2025)[73] dat eerdere studies de aandelen van de ondersteunende installatieonderdelen rondom de elektrolyser (de zogenoemde *balance of plant*), civiele bouwkosten en andere indirecte kostenposten systematisch hebben onderschat. Juist die posten bepalen volgens TNO (2024)[74] 80% van de totale investeringskosten. Ook vallen de verschillen in de kosten van hernieuwbare waterstofproductie tussen landen volgens BNEF (2025)[75] hoger uit, waarbij de kosten in Noordwest-Europa relatief hoog zijn.[76] Dit betekent dat de kosten naar verwachting wel dalen, maar vanaf een hoger niveau dan eerder geraamd, waardoor er naar verwachting minder toepassingen op basis van hernieuwbare waterstof in Nederland competitief zullen zijn. Voor industrie die concurreert op de wereldmarkt is het gevolg dat de meerkosten niet eenvoudig zijn door te berekenen aan klanten. Dit hindert een snelle en brede adoptie van elektrolytische waterstof in Nederland.

Figuur 5.1 illustreert dit met concrete cijfers. Zo ging TNO (2021) voor 2030 nog uit van een gemiddelde kostprijs van €4,70/kg, terwijl het IEA het zelfs mogelijk achtte om in 2030 op de Noordzee al voor €1,70/kg te produceren.[77]

72 IEA (2024). Global Hydrogen Review.

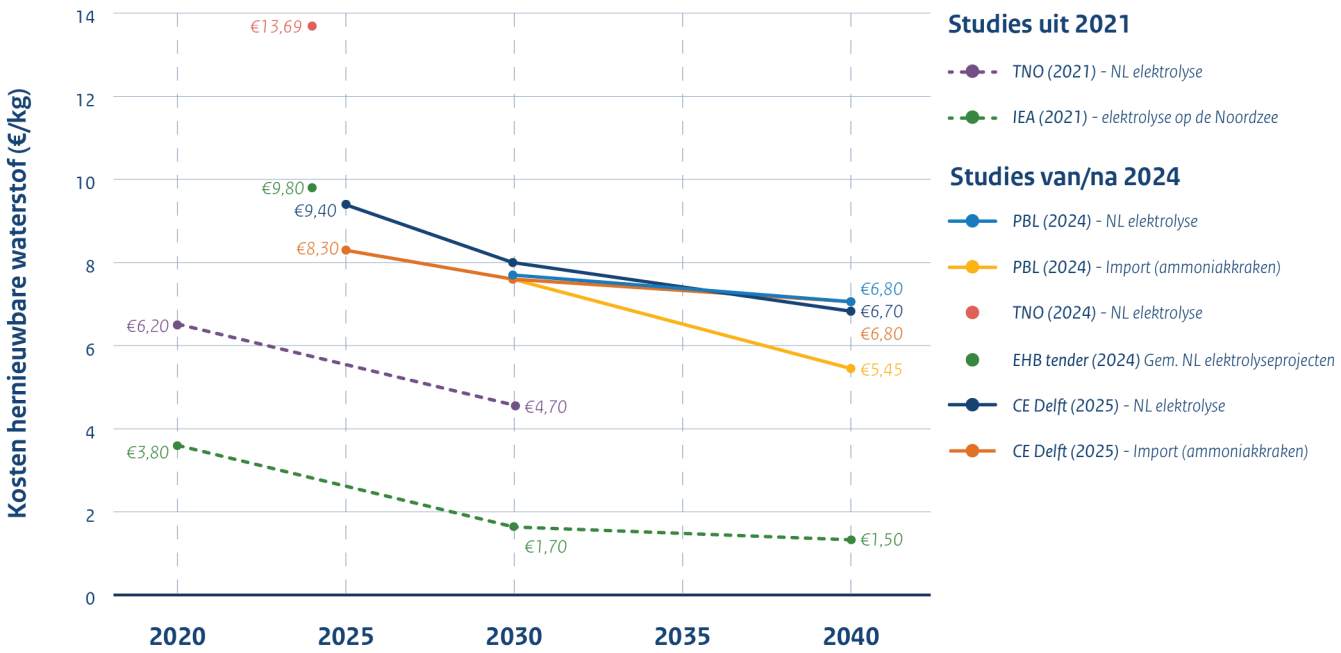
73 JRC (2025). Water Electrolysis and Hydrogen in the European Union.

74 TNO (2024). Renewable Hydrogen Cost Element Evaluation Tool.

75 BNEF (2025). Hydrogen Levelized Cost Outlook.

76 Voor Nederland geldt daarnaast dat de totale kosten voor elektriciteitsafname door elektrolysers hoger liggen dan in buurlanden, mede doordat landen als Duitsland elektrolysers tijdelijk vrijstellen van nettarieven. Nederland zet zich in voor verdere Europese harmonisatie van de methodologieën voor nettarieven, met het oog op een gelijk speelveld voor bedrijven binnen de EU.

77 TNO (2021) constateerde zelf dat de eigen raming significant afweek van de literatuurstudie in hetzelfde onderzoek, waarin vrijwel alle studies uitkwamen op een kostprijs van (ruim) onder €3/kg vanaf 2030.

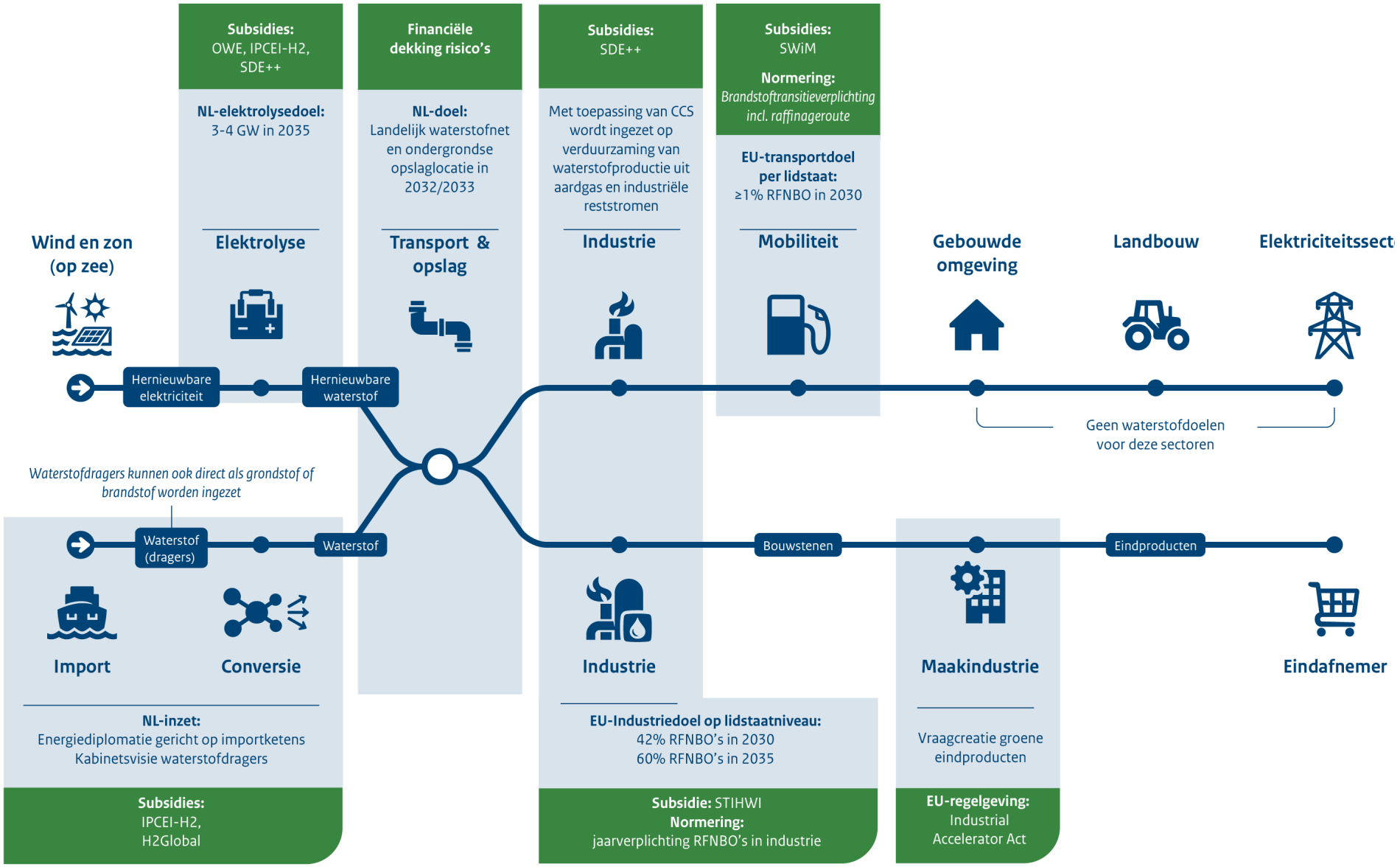


Figuur 5.1 *Kostprijsinschattingen hernieuwbare waterstof richting 2040. Bron: IEA (2021), TNO (2021), PBL (2024), TNO (2024), CE Delft (2025). Bewerking EZK.*[78]

Recentere studies ramen die kosten significant hoger. TNO's RHyCEET-onderzoek uit 2024 kwam op €13,69/kg, gebaseerd op vertrouwelijke informatie van projecten in ontwikkeling. De zeven Nederlandse inzendingen voor de eerste European Hydrogen Bank rapporteerden een gemiddelde kostprijs van €9,80/kg. Wel stelt BNEF (2026) dat de investeringskosten voor elektrolyse sinds 2023 met 13% zijn gedaald in Europa. Dit laat zien dat kostendalingen mogelijk zijn.[79] Tegelijk liggen de actuele prognoses voor binnenlandse productie van CE Delft (2025) en PBL (2024), met respectievelijk €6,70/kg en €6,80/kg in 2040, nog altijd ruim boven de oudere verwachtingen, wat bevestigt dat de kostendaling trager verloopt en vanaf een hoger niveau start dan een aantal jaar geleden werd aangenomen.

78 IEA (2021). Global Hydrogen Review. TNO (2021) Ontwikkeling productiekosten klimaatvriendelijke waterstof. PBL (2024). Productie, Import, Transport en Opslag van Waterstof in Nederland. TNO (2024). Renewable Hydrogen Cost Element Evaluation Tool (RHyCEET). CE Delft (2025). Waterstof: kostprijs, import, beleid. Voor een aantal studies is het middelpunt van een bandbreedte gebruikt. Voor IEA zijn dollars omgerekend naar euro's, en is het datapunt voor 2040 lineair geïnterpoleerd.

79 BNEF (2026). Electrolyzer Price And Performance Survey.



Figuur 5.2 *Ontwikkeling waterstofketen op basis van bestaand beleid*

Om desondanks de markt op gang te brengen, zet het kabinet gelijktijdig in op drie samenhangende interventies: het realiseren van de infrastructuur die vraag en aanbod fysiek bijeenbrengt, het creëren van vraag via (eindproduct)normering en subsidies en het stimuleren van aanbod via elektrolyse en importketens. Figuur 5.2 geeft een schematisch overzicht van hoe de overheid de verschillende onderdelen van de waterstofketen ondersteunt.

Een landelijk transportnet in combinatie met voldoende opslagcapaciteit is een harde voorwaarde voor het opbouwen van een markt op basis van hernieuwbare waterstof. Het landelijk waterstoftransportnet verbindt de vijf industriële clusters, buurlanden en opslaglocaties. Grootschalige elektrolysers hebben daarnaast waterstofopslag nodig om hun wisselende productieprofiel op te vangen en de industrie een constante, betrouwbare levering te kunnen garanderen. Grootschalige opslag via zoutcavernes die fluctuaties in aanbod en gebruik van waterstof opvangen, borgt de leveringszekerheid aan de industrie. Realisatie van de infrastructuur is voorzien in 2033 op basis van het huidige uitrolplan, met gefaseerde opschaling van de opslagcapaciteit richting 2040. De planning is afhankelijk van het besluit over de financiering van de transport- en opslaginfrastructuur, dat het kabinet op dit moment voorbereidt.

Vraag creëren via verplichtingen en (vraag)subsidies voor waterstofafnemende sectoren. De Europese richtlijn hernieuwbare energie (REDIII) legt EU-landen verplichtingen op voor het gebruik van hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong (RFNBO's): 42% in de industrie in 2030, oplopend naar 60% in 2035, en minimaal 1% in de mobiliteit in 2030.[80] Nederland heeft dit nationaal geïmplementeerd in een geleidelijk oplopende jaarverplichting voor waterstofgebruik in de industrie, van 4% RFNBO's in 2030 naar 9,9% RFNBO's in 2035, aangevuld met vraagsubsidies voor industriële afnemers. Via de brandstoftransitieverplichting (BTV) wordt daarnaast 9,5 PJ RFNBO's in de mobiliteit verwacht via directe inzet en de zogenoemde raffinageroute. De BTV vervult een cruciale rol in de beginfase van de markt, en creëert effectieve vraag naar hernieuwbare waterstof door kosten door te berekenen aan eindgebruikers. Voor veel andere industriële partijen die op de wereldmarkt concurreren is deze route niet beschikbaar: zij kunnen de meerkosten van verduurzaming met waterstof vooralsnog niet doorberekenen aan hun klanten. Dit vereist gericht aanvullend Europees beleid voor vraagcreatie voor groene eindproducten.

Via de OWE-tenders, IPCEI-waterstof en de SDE++ stimuleert de overheid de productie van hernieuwbare waterstof in Nederland, met als doel een elektrolysecapaciteit van 3 tot 4 GW in 2035.[81] De eerste definitieve investeringsbeslissingen (FID's) zijn inmiddels genomen voor 570 MW hernieuwbare

80 RFNBO's omvatten hernieuwbare waterstof en de daarvan afgeleide brandstoffen en grondstoffen, zoals hernieuwbare ammoniak, geproduceerd met hernieuwbare elektriciteit volgens de eisen van REDIII.

81 Subsidieregeling grootschalige productie volledig hernieuwbare waterstof via elektrolyse (OWE); Important Project of Common European Interest (IPCEI) Waterstof; Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie (SDE++).

waterstofproductie in Nederland, waarvan 138 MW operationeel.[82] Op basis van de prognoses van de KEV 2026 kan dit met vastgesteld en voorgenomen beleid richting 2030 doorgroeien naar 1,4 GW.

Naast binnenlandse productie via elektrolyse zet het kabinet ook in op import. Dit doet het kabinet middels IPCEI-waterstof en H2Global in op het ontwikkelen van een internationale keten voor import van gasvormige waterstof, evenals van energierijke waterstofdragers die direct ingezet kunnen worden in industriële processen of de (internationale) mobiliteit. Deze instrumenten leveren tegelijk kennis op over de daadwerkelijke marktprijzen voor het informeren van de langetermijnstrategie.

De ontwikkeling van een volwaardige markt voor hernieuwbare waterstof richting 2035 staat of valt met de beleidskeuzes van de komende jaren. Berenschot, Arcadis en TNO hebben in een recente studie drie ontwikkelpaden geschetst, waarbij de vraag naar hernieuwbare waterstof (exclusief koolstofarme waterstof) in 2035 uiteenloopt van 23 tot 47 PJ en het aanbod van 1,75 tot 3,5 GW elektrolyse in Nederland.[83] De uiteindelijke realisatie binnen deze marge is sterk afhankelijk van de mate van proactief overheidsbeleid en een gelijk speelveld voor de industrie, wat de noodzaak onderstreept voor consistent en ambitieus beleid voor de langere termijn.

5.4 Ontwikkelrichtingen vraag naar waterstof tot en met 2040

Voor de ontwikkeling van de waterstofvraag richting 2040 is het belangrijk onderscheid te maken tussen waterstof die uiteindelijk gasvormig wordt gebruikt en dragers die direct worden ingezet. Enerzijds is er waterstof die via pijpleidingen als grondstof bij de industrie komt, hetzij binnenlands geproduceerd, hetzij per schip aangeland als ammoniak, vloeibare waterstof of LOHC's (*liquid organic hydrogen carriers*) en hier teruggezet naar gasvormige waterstof. Anderzijds zijn er dragers zoals hernieuwbare methanol en e-SAF, die met name elders worden geproduceerd en in de havens worden gebruikt, verwerkt of doorgevoerd. Een drager als ammoniak kent beide rollen. Beide stromen vragen om een eigen beleidsaanpak. De eerste vraagt om een landelijk en Europees infrastructuurnetwerk voor gasvormige waterstof, en om stimulering en verplichtingen die de vraag hiernaar aanjagen. De tweede vraagt om heldere internationale verplichtingen die directe inzet van dragers stimuleren, zoals ReFuelEU Aviation, FuelEU Maritime en regelgeving van de IMO. Een importstrategie en haventerminals zijn voor beide stromen nodig, want ook vloeibare waterstof en LOHC's landen aan en moeten worden teruggezet. Wat de stromen scheidt is de vraagzijde, en juist daar lopen ze in de beeldvorming door elkaar.

Het onderscheid raakt bovendien de positionering van Nederland zelf, die ten opzichte van het NPE 2023 is verschoven. Het NPE 2023 hield nog de optie open dat Nederland substantiële volumes waterstof- en koolstofdragers op basis van elektrolyse zou produceren. In het NPE 2026 is die

82 Inclusief RFNBO gecertificeerde chloor-alkali-elektrolyse.

83 TNO, Berenschot, Arcadis (2026). Update volumestudie waterstofdragers.

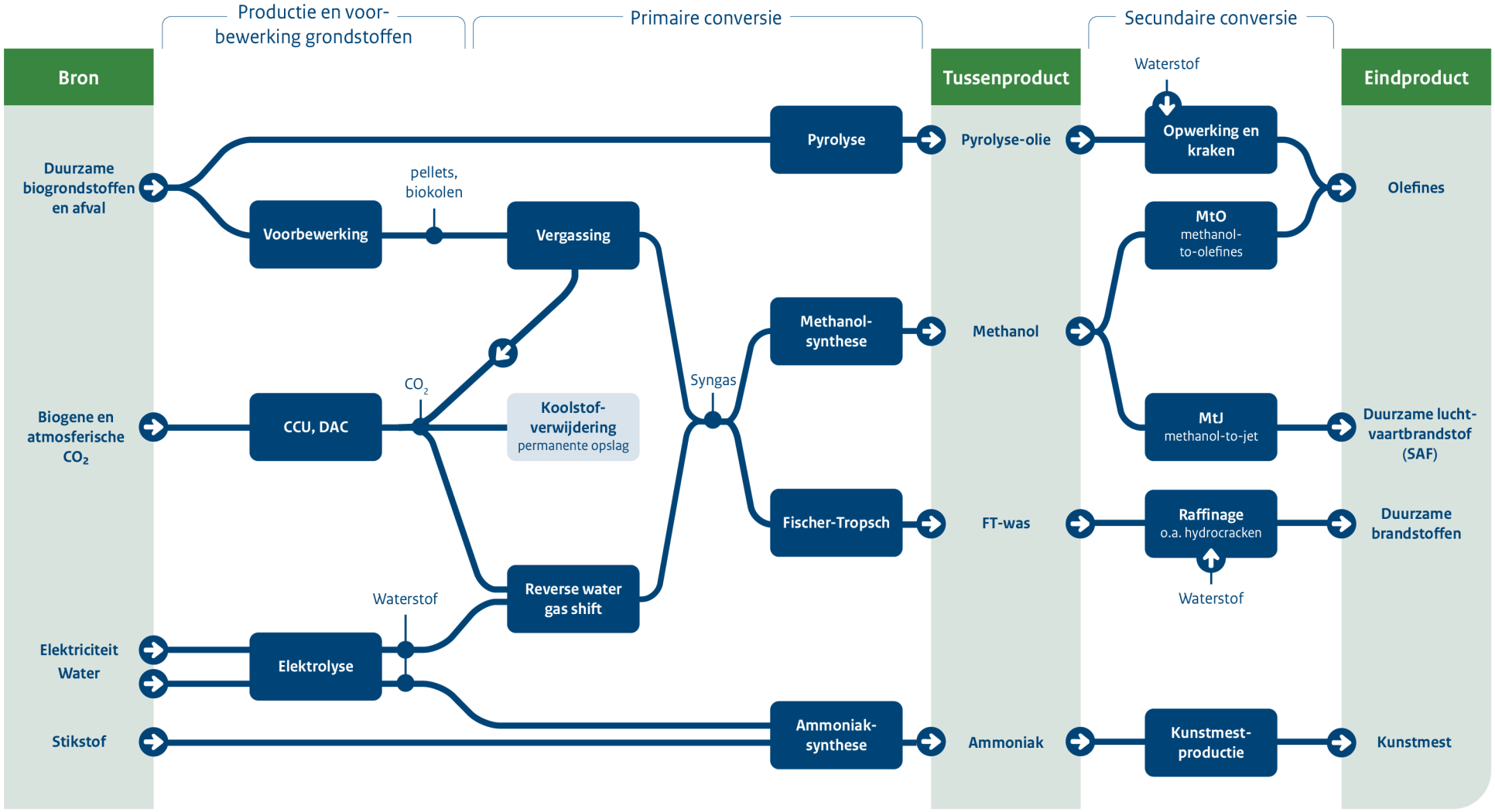
verwachting bijgesteld: Nederland importeert deze dragers naar verwachting grotendeels in plaats van ze zelf te maken. Onder andere hierdoor valt de binnenlandse vraag naar gasvormige waterstof lager uit dan in NPE 2023, terwijl de import van waterstof- en koolstofdragers toeneemt. De volgende paragraaf licht deze verschuiving toe, en gaat daarna in op de nog steeds aanzienlijke vraag naar gasvormige waterstof in Nederland.

5.4.1 *Waterstofrijke grond- en brandstoffen: Nederland importeert, verwerkt en levert door*

In veel energiescenario's vormen waterstofdragers en synthetische brandstoffen, zoals ammoniak, methanol en e-SAF, de belangrijkste bestemmingen voor hernieuwbare waterstof. Waar het NPE 2023 nog de optie openhield om deze synthetische waterstof- en koolstofdragers ook grootschalig in Nederland te produceren, is het huidige beeld dat binnenlandse productie om economische redenen minder aannemelijk wordt. De verwachting is dat deze stromen elders goedkoper kunnen worden geproduceerd en vervolgens per schip naar Nederland worden aangevoerd voor directe inzet of verdere opwerking. Dit kan bijvoorbeeld plaatsvinden bij productie van ammoniak voor kunstmest (zie ook sectie 2.3): een deel van de huidige fossiele waterstofbasis kan worden vervangen door import van ammoniak, in plaats van door uitbreiding van binnenlandse elektrolyse voor dit doel. De waterstofproductie voor kunstmest die in Nederland blijft plaatsvinden, verschuift van grijze waterstof naar koolstofarme productie op de eigen industriële locatie.

De totale behoefte aan waterstofrijke brandstoffen verandert relatief minder, maar wordt dus vooral op een andere manier ingevuld. De mandaten voor de lucht- en scheepvaart lopen na 2040 verder op, waardoor de verschuiving richting import daar het sterkst doorwerkt in de verwachte waterstofvraag. Productie van synthetische brandstoffen op basis van Nederlandse elektrolyse wordt grotendeels vervangen door import van eindproducten of tussenproducten als e-methanol, die in Nederland verder kunnen worden opgewerkt tot hoogwaardige brandstoffen.

Dit sluit aan bij het historische Nederlandse industriële model: Nederland fungeert van oudsher als een hub waar energie-intensieve grondstoffen (zoals olie) worden geïmporteerd, en vervolgens worden doorgevoerd of opgewerkt naar hoogwaardigere producten. Nederland richt zich dus ook in de toekomst primair op het opwerken van geïmporteerde grondstoffen als synthetische ammoniak en methanol, en niet op de energie-intensieve productie van dit type basismoleculen zelf uit hernieuwbare elektriciteit. Figuur 5.3 laat zien hoe deze tussenproducten, of ze nu worden geïmporteerd of binnenlands geproduceerd, in Nederland verder kunnen worden opgewerkt tot eindproducten, waarbij waterstof in beide gevallen een rol speelt in de secundaire conversiestap. Het is belangrijk om te onderkennen dat de bestaande importafhankelijkheid van aardgas en olie gedeeltelijk wordt vervangen door import van energie-intensieve duurzame energiedragers. Diversificatie van dat aanbod is dus essentieel met het oog op de weerbaarheid van het systeem. Tegelijkertijd zorgen andere ontwikkelingen waar dit NPE op inzet voor een sterke afname van de afhankelijkheid van geïmporteerde fossiele energiedragers, met name dankzij elektrificatie van de mobiliteit, van de gebouwde omgeving en van warmte in de industrie. Het totale aandeel van binnenlandse productie van energie neemt richting 2040 dan ook significant toe (zie sectie 12.2).



Schematisch en vereenvoudigd weergegeven overzicht - niet uitputtend.

Figuur 5.3 *Visualisatie van de opbouw van productketens waterstof- en koolstofdragers.*

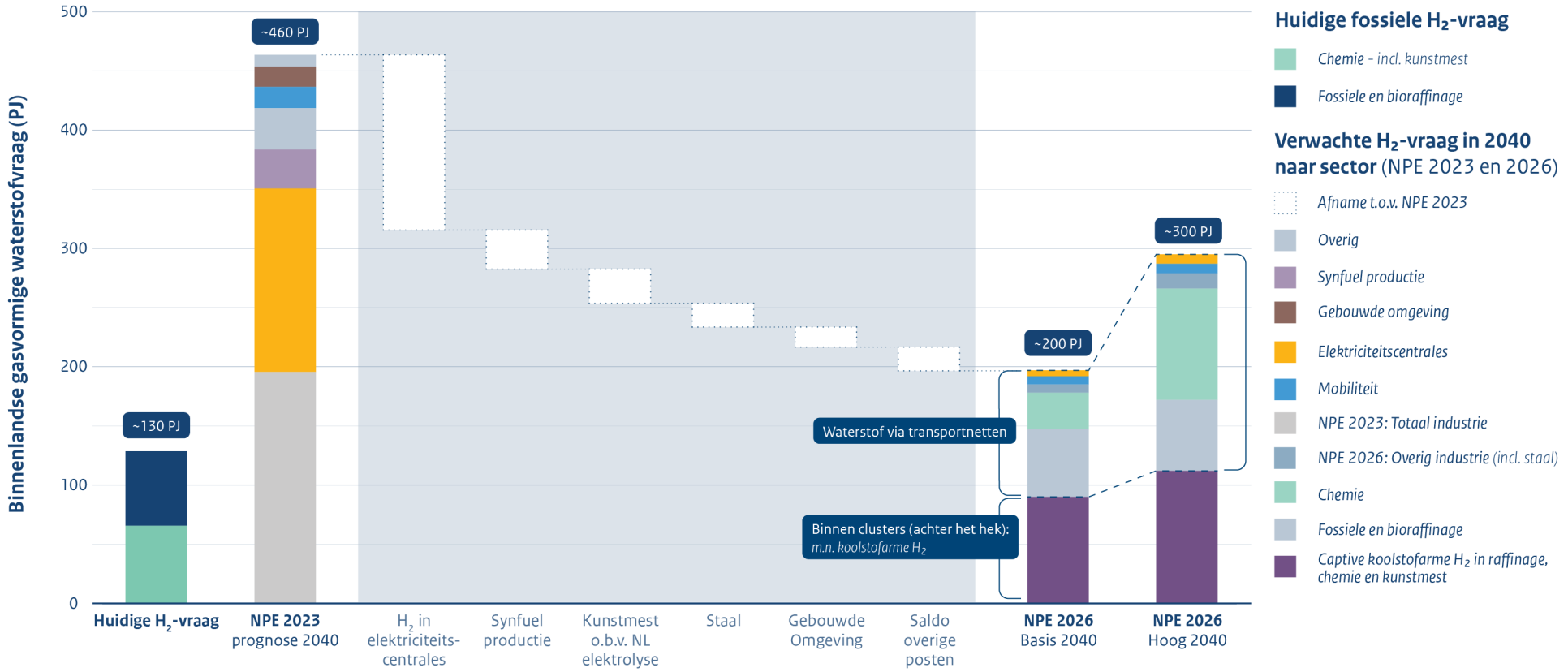
5.4.2 *Gasvormige waterstof: bijgestelde vraagverwachting 2040*

Ook met de huidige inzichten blijft gasvormige waterstof een onmisbare pijler in de Nederlandse energie- en grondstoffentransitie. Tegelijkertijd is het beeld scherper geworden. Op basis van voortschrijdend inzicht over de grotere rol voor import van waterstof- en koolstofdragers, en lagere finale vraag naar gasvormige waterstof, ligt de vraag naar gasvormige waterstof voor 2040 op circa 200 PJ in het basispad.[84] Dat is aanzienlijk lager dan de circa 460 PJ die in NPE 2023 werd voorzien. Figuur 5.4 brengt deze bijstelling stapsgewijs in beeld, en zet deze af tegen een hoger groeiscenario, met de huidige fossiele waterstofvraag als referentie. De onzekerheden rondom de kosten en volumes zijn groot en hangen met name af van drie bepalende factoren die verderop worden uitgewerkt: de omvang van internationale mandaten voor bio- en synthetische grond- en brandstoffen, de kostenpositie van waterstofproductie in Nederland, en de concurrentiekracht van waterstof ten opzichte van alternatieven als directe elektrificatie en groen gas (zie sectie 5.4.3). Het hogere scenario in de figuur (circa 300 PJ) schetst een illustratief beeld van wat de impact kan zijn op de vraag als deze factoren gunstig uitpakken. Een lager pad is hier niet kwantitatief uitgewerkt. Deze figuur is exclusief buitenlandse vraag naar gasvormige waterstof, en de directe inzet van waterstof- en koolstofdragers in de industrie en mobiliteit.

In het basispad betreft het ongeveer 90 PJ koolstofarme waterstof die binnen industriële clusters wordt geproduceerd en verbruikt, met name uit restgassen, en beperkt beroep doet op het transportnet. De resterende circa 110 PJ moet via een waterstoftransportnet aan een afnemer worden geleverd. Dit volume staat gelijk aan het equivalent van ongeveer 50-60 elektrolyse-installaties van 200 MW, al kan dit ook via andere aanbodroutes zoals import van gasvormige hernieuwbare waterstof worden geleverd. Ook in het bijgestelde basispad blijven de industriële opbouw van binnenlandse waterstofproductie en de aanleg van het bijbehorende transportnet daarmee een aanzienlijke beleidsopgave.

Voor gasvormige waterstof blijven raffinage en chemie de kern van de robuuste vraag. De industrie heeft waterstof ook in de toekomst nodig voor de verwerking en opwerking van fossiele, biogene en synthetische grondstoffen. Dit gaat onder andere om productie van biogene luchtvaartbrandstoffen en innovatieve processen in de chemie, zoals het opwaarderen van bio-pyrolyseolie. Een belangrijke kanttekening bij raffinage: de huidige fossiele waterstofvraag krimpt naar verwachting mee met de afnemende olievraag. De bioraffinagecapaciteit die deze rol deels overneemt, is per eenheid product waterstofintensiever; de netto-omvang van deze vraag in 2040 hangt af van de mate waarin nieuwe bioraffinaderijen zich in Nederland vestigen. Dit betreft daarom geen verzekerde 'autonome' vraag om op te rekenen; het vereist beleid voor de actieve opbouw van een duurzame koolstofketen en vestiging van nieuwe bedrijvigheid in Nederland. Daarnaast wordt in de chemie nu al voor een grote diversiteit aan processen waterstof als grondstof ingezet. Deze bestaande grondstofbehoefte wordt op korte termijn vooral vervuld met waterstof uit aardgas in combinatie met CCS. Richting 2040 zal dit in toenemende mate hernieuwbare waterstof moeten worden.

84 Dit betreft ook voor een beperkt deel vraag naar vloeibare waterstof, bijvoorbeeld in de mobiliteit.



Figuur 5.4 *Watervaldiagram. Bijgestelde waterstofvraag 2040: van NPE 2023 naar NPE 2026 Basis en Hoog. Bron: PBL (huidig). Cijferbasis NPE (2023 en 2026). Indicatief, afgeronde waarden.*[85]

Voor gasvormige waterstof blijven raffinage en chemie de kern van de robuuste vraag. De industrie heeft waterstof ook in de toekomst nodig voor de verwerking en opwerking van fossiele, biogene en synthetische grondstoffen. Dit gaat onder andere om productie van biogene luchtvaartbrandstoffen en innovatieve processen in de chemie, zoals het opwaarderen van bio-pyrolyseolie. Een belangrijke kanttekening bij raffinage: de huidige fossiele waterstofvraag krimpt naar verwachting mee met de afnemende olievraag. De bioraffinagecapaciteit die deze rol deels overneemt, is per eenheid product

85 NPE 2023 aggregeerde industrievraag tot een enkele post. NPE 2026 hanteert de ETM-sectorindeling, waardoor categorieën niet perfect vergelijkbaar zijn.

waterstofintensiever; de netto-omvang van deze vraag in 2040 hangt af van de mate waarin nieuwe bioraffinaderijen zich in Nederland vestigen. Dit betreft daarom geen verzekerde 'autonome' vraag om op te rekenen; het vereist beleid voor de actieve opbouw van een duurzame koolstofketen en vestiging van nieuwe bedrijvigheid in Nederland. Daarnaast wordt in de chemie nu al voor een grote diversiteit aan processen waterstof als grondstof ingezet. Deze bestaande grondstofbehoefte wordt op korte termijn vooral vervuld met waterstof uit aardgas in combinatie met CCS. Richting 2040 zal dit in toenemende mate hernieuwbare waterstof moeten worden.

De finale vraag richting 2040 naar gasvormige waterstof valt significant lager uit dan in het NPE 2023, met name door een lagere inzet van waterstof in gascentrales in 2040. In eerdere scenario's werd hiervoor nog een hoge vraag voorzien: 153 PJ in het NPE 2023 en circa 90 tot 205 PJ voor flexibel piekaanbod in de scenario's van Netbeheer Nederland uit 2025. Een recent rapport van TNO schat de kosten van het verduurzamen van regelbaar vermogen met waterstof hoog in, namelijk op €525-900/tCO_2, waarbij de onderkant alleen wordt gehaald onder de aanname van goedkope koolstofarme waterstof en veel draaiuren.[86] Bij inzet van hernieuwbare waterstof raamt TNO de kosten zelfs op €1.500-1.700/tCO_2. Het is daarom richting 2040 nog een relatief dure manier om CO_2 te reduceren (zie ook sectie 4.6). Bovendien vragen deze volumes om meer ondergrondse waterstofopslag dan waarschijnlijk voor 2040 haalbaar lijkt. Het is niet uitgesloten dat er op de lange termijn enkele waterstofcentrales komen, maar het beleid hiervoor heeft de komende vijf tot tien jaar geen prioriteit (zie sectie 4.6). Daarom wordt er richting 2040 significant minder inzet van waterstof in gascentrales voorzien.

Ook de vraag vanuit staal en warmte valt richting 2040 lager uit dan eerder aangenomen, en komt deels later op gang. Voor staal zijn, conform de JLoI met TSN, richting 2040 de eerste waterstofvolumes mogelijk. Gegeven de huidige kostenniveaus ligt inzet van groen gas in eerste instantie meer voor de hand; meer opschaling van waterstofgebruik komt in beeld bij verder dalende kosten van hernieuwbare waterstof. Voor lage- en midden-temperatuurwarmte is directe elektrificatie de aangewezen hoofdroute. Het uitgangspunt is dat waterstof wordt ondersteund waar het in het energiesysteem op lange termijn naar verwachting de meest competitieve oplossing is, en nadrukkelijk niet als tijdelijk middel om netcongestie te overbruggen (zie sectie 4.2). In specifieke regio's met geclusterde infrastructuur kan waterstof een uitkomst bieden wanneer elektrificatie mogelijk geen optie is, bijvoorbeeld voor hoge-temperatuurtoepassingen zoals keramiekproductie. Voor de gebouwde omgeving geldt: elektrificatie en collectieve warmte zijn de voorkeursroute. Lopende pilots zijn nuttig om ervaring op te doen, maar een substantiële rol voor waterstof in de gebouwde omgeving of voor piekvraag voor warmtenetten wordt voor 2040 niet verwacht.

Het verwachte gebruik van gasvormige of vloeibaar gemaakte waterstof in zwaar wegtransport, lucht- en scheepvaart blijft tot 2040 beperkt tot enkele PJ. Voor zwaar wegtransport wordt via de Subsidieregeling Waterstof in Mobiliteit (SWiM) ingezet op stimulering van eerste volumes. In de lucht- en scheepvaart worden tot 2040 nog relatief beperkte volumes verwacht voor de inzet van gasvormige en vloeibare waterstof, maar wordt actief ingezet op het ondersteunen van innovatie in deze sector.

86 TNO (2026). The Cost of Sustainable Dispatchable Electricity Generation.

5.4.3 *Bepalende factoren waterstofvraag*

Hierboven is het bijgestelde basispad beschreven op basis van huidige inzichten. Tegelijkertijd kent de waterstofmarkt aanzienlijke onzekerheden. Het hogere scenario van circa 300 PJ uit Figuur 5.4 illustreert hoe de gasvormige waterstofvraag verder kan oplopen wanneer met name drie bepalende factoren gunstig uitpakken. Dit betreft voorbeelden ter illustratie, en beoogt geen uitputtend overzicht te geven.

Internationale mandaten, zoals ReFuelEU, FuelEU Maritime, de Industrial Accelerator Act en IMO-regelgeving, zijn sterk bepalend voor de vraag naar waterstof en waterstofrijke grond- en brandstoffen in industrie en mobiliteit. Blijven ambitieuze mandaten uit of worden ze afgeschaald, dan blijven deze sectoren langer op fossiele alternatieven leunen en valt een belangrijk deel van de investeringszekerheid voor waterstofprojecten weg.

Daarnaast bepaalt de Nederlandse kostenpositie de omvang van de waterstofvraag in de industrie. De kostenontwikkeling van hernieuwbare waterstof in Nederland ten opzichte van het buitenland bepaalt uiteindelijk waar waterstofrijke grond- en brandstoffen worden geproduceerd. Lage lokale kosten stimuleren de ontwikkeling van processen zoals methanolproductie via syngasverrijking (zie industriehoofdstuk), waarmee de eigen productie van methanol kan worden verhoogd en de import kan worden afgeschaald. Dit creëert wel een strategisch dilemma: deze route concurreert direct met de ambitie voor negatieve emissies (BioCCS), omdat biogene CO_2 dan wordt gebonden in brandstoffen in plaats van permanent opgeslagen. Hoge Nederlandse energieprijzen maken import van waterstofdragers en brandstoffen voor directe inzet juist aantrekkelijker, waardoor lokale productie en gebruik van gasvormige waterstof lager uitvallen.

De uiteindelijke behoefte wordt ten slotte beïnvloed door de haalbaarheid van directe elektrificatie, en de beschikbaarheid van alternatieven zoals negatieve emissies en groen gas. Indien de competitiviteit van elektrificatie structureel tegenvalt door hoge netkosten of technische barrières, groeit potentieel het belang van waterstof voor bijvoorbeeld industriële warmte. Omgekeerd kan een ruim aanbod van groen gas de noodzaak om waterstof in te zetten aanzienlijk verminderen, bijvoorbeeld in staalproductie en voor regelbaar vermogen in de elektriciteitsvoorziening.

De drie factoren hierboven bepalen niet alleen of de vraag richting het hogere scenario beweegt; vallen ze ongunstig uit, dan kan de vraag ook onder het basispad zakken. Daarnaast veronderstelt deze hele bandbreedte dat de noodzakelijke randvoorwaarden op tijd op orde zijn: tijdige infrastructuur, een gelijk speelveld, en stabiele importketens. Blijven die uit, dan zakt de vraag eveneens onder het basispad, ongeacht hoe de drie factoren uitpakken. Een dergelijk neerwaarts scenario is hier niet gekwantificeerd, maar vormt langs beide routes een reëel risico met directe gevolgen voor de klimaatdoelen en de concurrentiepositie van de industrie. Beleid is daarmee geen aanvulling op deze bandbreedte maar een voorwaarde ervoor: zonder gerichte inzet op de randvoorwaarden is het basispad niet vanzelfsprekend. De beleidsagenda in het hoofddocument van het NPE zet uiteen langs welke lijnen het kabinet hierop inzet.

Tabel 5.1 *Bepalende factoren voor de omvang van de waterstofvraag.*

Bepalende factor	Hogere vraag dan basispad	Lagere vraag dan basispad
1. Het tempo van internationale mandaten	*Internationale mandaten verhogen de vraag naar waterstof voor chemie, raffinage, en waterstofrijke brandstoffen voor de lucht- en scheepvaart.*	*Achterblijvende regelgeving remt de transitie. Fossiele raffinage en brandstoffen spelen een langere rol.*
2. Kostenpositie van productie in Nederland	*Gunstige kosten stimuleren bredere lokale productie van brandstoffen en chemische producten. Hierdoor neemt de import van grond- en brandstoffen af.*	*Hogere energiekosten en een ongelijk speelveld eroderen de concurrentiepositie. Nederland importeert meer eindproducten en verbruikt minder waterstof voor opwerking.*
3. Competitiviteit ten opzichte van alternatieven	*Als directe elektrificatie stuit op beperkingen en groen gas schaars blijft, groeit het belang van waterstof voor processen als warmteproductie.*	*Bij snelle technische voortgang en kostenreductie van elektrificatie, of een ruimer aanbod van groen gas, verkleint de rol van waterstof in de bredere verduurzaming.*

5.4.4 *Vraag uit buurlanden bedienen is een belangrijke economische kans, maar geen doel in de planning van aanbod*

Net zoals bij de huidige doorvoer van olie en aardgas draagt een sterke positie voor de import en doorvoer van waterstof en waterstof- en koolstofdragers bij aan de vorming van een liquide markt, en daarmee aan de betaalbaarheid en leveringszekerheid voor Nederlandse afnemers. Omdat een werkende waterstofmarkt alleen in Noordwest-Europese context kan ontstaan, wegen ontwikkelingen in omringende landen direct mee in de Nederlandse beleidsafwegingen. Uit de werkbezoeken die voor deze actualisatie aan buurlanden zijn afgelegd komt het beeld naar voren dat ook in de landen om ons heen hoge kosten de uitrol vertragen en de langetermijnvraag dempen. De aannames over export lopen sterk uiteen, zo nemen de energiescenario's van Netbeheer Nederland uit 2025 voor 2040 een gasvormige waterstofexport naar buurlanden aan van 310-733 PJ en TNO (2024) van 130-255 PJ.[87] TNO (2026) gebruikt drie scenario's met een veel lagere inschatting van respectievelijk 55 PJ, 68 PJ en 173 PJ, waarbij de lagere scenario's zich deels baseren op scenario's die de Duitse toezichthouder gebruikt bij de eigen netwerkplanning.[88] Deze grote variatie tussen studies maakt het lastig om gegronde inschattingen te maken van de mogelijke vraag uit buurlanden.

87 NBNL (2025). Netbeheer Nederland scenariorapport. TNO (2024). Scenario's voor een klimaatneutraal energiesysteem.

88 TNO (2026). Scenario's voor gebruik en bekostiging van het landelijk transportnet.

Het nationale instrumentarium wordt afgestemd op de binnenlandse behoefte; het actief voorzien van buitenlandse vraag is immers geen overheidstaak. De mix van hernieuwbare of koolstofarme waterstof die buurlanden uiteindelijk afnemen, is het resultaat van hun eigen nationale beleidskeuzes en marktwerking. Tegelijk heeft deze vraag wel een belangrijke impact: lagere buitenlandse vraag drukt de benutting van het waterstoftransportnet waardoor andere gebruikers een groter deel van de kosten moeten betalen. Ook biedt de positie als doorvoerhub een reële economische kans voor Nederland. Daarom zet Nederland actief in op samenwerking met buurlanden om grensoverschrijdend waterstoftransport te verbeteren, via afstemming over infrastructuur. De benodigde infrastructuur en ruimtelijke inpassing, zowel voor de netwerken als voor de verwerkende industrie, worden daarom meegenomen in het PEH en de integrale netwerkplanning.

5.5 Aanbod van waterstof in 2040

5.5.1 *Ontwikkeling van import van waterstofrijke grond- en brandstoffen*

Richting 2040 krijgt de import van waterstofrijke grond- en brandstoffen een grotere rol dan in het eerste NPE was voorzien. Dit maakt strategisch importbeleid nog belangrijker om leveringszekerheid te waarborgen. Deze ontwikkeling vraagt om een verdere verbreding van de aandacht naar de volledige (internationale) keten van energie en grondstoffen, waarbij infrastructuur, marktordening en leveringszekerheid tijdig geregeld moeten zijn, zo mogelijk in internationaal verband.

Strategische autonomie, diversificatie en IMVO-randvoorwaarden zijn het uitgangspunt voor de internationale positionering. De overheid voert hiervoor een actieve strategie in multilateraal, bilateraal en Europees verband, voortbouwend op bestaande energiediplomatie. In nauwe samenwerking met partners als Duitsland en België, en staatsdeelnemingen als Gasunie, Havenbedrijf Rotterdam en Invest International, wordt ingezet op leveringsovereenkomsten op de meest kansrijke importketens. Binnen Europa zijn er ketens mogelijk met landen in het zuiden en noorden van Europa, mogelijk op termijn ook via pijpleidingen. Wereldwijd groeide de productie van hernieuwbare en koolstofarme waterstof in 2024 naar bijna 1 megaton, met een verwachte stijging naar ruim 4 megaton in 2030 (IEA 2026).[89] De voornaamste belemmering wereldwijd is niet de productie maar de vraagkant: door hoge kosten blijven bindende afnamecontracten schaars, en juist die zijn nodig om importketens financierbaar te maken. Nederland kan hierop inspelen door vroegtijdig een

89 IEA (2026). Global Hydrogen Review.

betrouwbare afnamemarkt te creëren die internationale exporteurs zekerheid biedt, zoals via H2Global.

Import, verwerking en doorvoer van waterstofdragers krijgen de komende jaren een groeiende rol. Dit vraagt om duidelijke keuzes over welke dragers waar worden aangeland, opgeslagen en doorgevoerd. Als beleidskader hiervoor is de kabinetsvisie waterstofdragers opgesteld. Deze bevat voorkeuren en aandachtspunten met betrekking tot de verschillende dragers, vervoersmodaliteiten, gebruiksvormen en -locaties. Medeoverheden en marktpartijen zijn goed bekend met de visie en handelen over het algemeen in lijn daarmee.[90]

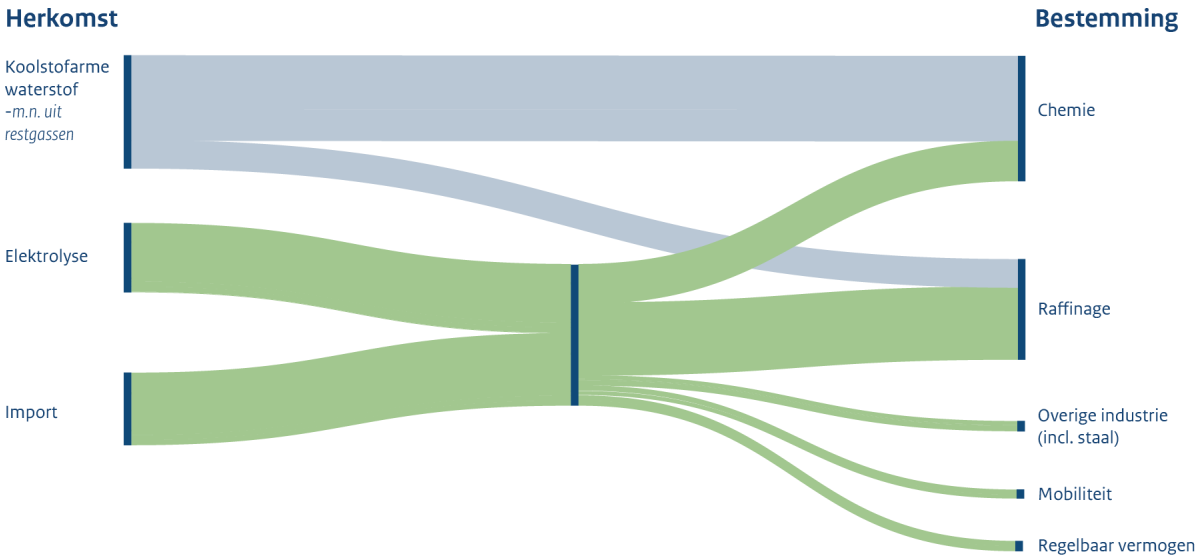
5.5.2 *Aanbod van gasvormige hernieuwbare waterstof*

Het Nederlandse gasvormige waterstofsysteem in 2040 bestaat uit drie aparte stromen met een eigen logica, planning en beleidsinstrumentarium. Deze stromen zijn: binnenlandse productie van hernieuwbare waterstof, import en export van gasvormige waterstof, en koolstofarme waterstof. Het is belangrijk deze stromen apart te beschrijven, omdat ze verschillende bronnen, vraagpatronen en beleidsverantwoordelijkheden kennen. Deze paragraaf is geschreven vanuit het perspectief van de mogelijke binnenlandse vraag. Het benodigde aanbod zal daarnaast nog hoger uitvallen als op basis van trekkracht van buitenlandse vraaginstrumenten extra capaciteit van elektrolyse of importfaciliteiten wordt gerealiseerd. Figuur 5.5 koppelt het aanbod van gasvormige waterstof aan de eindtoepassingen. Dat beeld veronderstelt een ambitieuze opschaling van hernieuwbare waterstof. De weergegeven koolstofarme waterstof komt vooral uit reststromen en wordt gebruikt binnen clusters of op bedrijfsterreinen. In de praktijk kunnen bedrijven zelf wel kiezen om ook koolstofarme waterstof in andere sectoren in te zetten (zie sectie 5.5.3).

Voor het voorzien in de Nederlandse waterstofvraag stuurt het kabinet actief op het opschalen van hernieuwbare waterstof via binnenlandse elektrolyse en import. Hernieuwbare waterstof, hoewel voorlopig duurder dan koolstofarme alternatieven, dient op termijn twee publieke belangen die koolstofarme waterstof uit fossiel, ook met CCS, niet kan borgen. Hernieuwbare waterstof scoort ten eerste significant beter op het gebied van leveringszekerheid, omdat Nederland dit tot op zekere hoogte zelf kan produceren en het potentiële aanbod van importstromen erg divers is. De geopolitieke situatie van de afgelopen jaren laat zien dat het verminderen van onze afhankelijkheid van fossiele brandstoffen hard nodig is. De grote prijsvolatiliteit en hoge prijzen voor fossiele energie leiden tot onzekerheid en onverwachte kosten voor huishoudens en bedrijven. Landen met een hoger aandeel hernieuwbare energie zijn beter bestand tegen dergelijke schokken. Hernieuwbare waterstof scoort ten tweede beter op duurzaamheid in brede zin, omdat het een emissievrije waterstofketen mogelijk maakt met een sterke vermindering van het grondstoffengebruik. De Europese REDIII ondersteunt en verankert deze koers met bindende RFNBO-verplichtingen voor industrie en mobiliteit. Koolstofarme waterstof is vanwege de lagere kosten op korte termijn cruciaal voor kosteneffectieve CO_2-reductie in Nederland, maar op de lange termijn streeft het kabinet naar verdere afbouw van fossiel in de waterstofketen. Richting 2040 wordt de transitierol voor koolstofarme waterstof afgebouwd, in de pas met het tempo waarmee waterstof uit hernieuwbare en andere fossielvrije bronnen opschaalt en een duurzame koolstofchemie wordt opgebouwd.

90 Kamerstukken II 2024/25, 32 813, nr. 1424.

Herkomst en bestemming binnenlandse waterstofvraag 2040 (indicatief)
Figuur exclusief export en zonder de directe inzet van geïmporteerde waterstofdragers



Figuur 5.5 *Sankey-diagram waterstofvraag 2040. Indicatief. Bron: Cijferbasis NPE 2026.*

De uiteindelijke verdeling tussen eigen productie en import hangt af van verschillende factoren, zoals de kostprijsontwikkeling, geopolitieke onzekerheid, en de mate van gewenste politieke sturing op de verdeling tussen binnenlandse productie en import. Op basis van huidige prognoses is het nog niet duidelijk of binnenlandse productie of import van gasvormige waterstof uiteindelijk significant goedkoper wordt; inzetten op een combinatie is vanuit diversificatie en leveringszekerheid daarom de meest robuuste strategie. De subsidietenders voor binnenlandse productie en H2Global leveren daarbij informatie over marktprijzen die lange termijnkeuzes doorlopend kunnen informeren.

De verwachting is dat import van gasvormige waterstof op korte termijn vooral in de vorm van ammoniak zal plaatsvinden. Diversificatie naar andere waterstofdragers is van belang met het oog op andere publieke belangen, zoals strategische autonomie, leveringszekerheid, veiligheid en milieu. Het is belangrijk voor de energie- en grondstoffentransitie om ruimte te bieden aan ontwikkelingen met ammoniak, nadrukkelijk rekening houdend met de aandachtspunten (nadelen) van ammoniak die ook in de kabinetsvisie waterstofdragers zijn benoemd. Tegelijkertijd laat dit zien dat gerichte ondersteuning nodig is van toeleveringsketens voor alternatieven zoals

vloeibare waterstof en LOHC's, om te voorkomen dat Nederland voor import te veel afhankelijk wordt van één type waterstofdrager.[91] Het tijdspad en de omvang van goedkopere import van hernieuwbare waterstof per buisleiding, bijvoorbeeld vanuit het Iberisch schiereiland of Noord-Afrika, zijn voorlopig onzeker en zijn niet als gegeven meegenomen in de centrale verhaallijn; de ontwikkelingen worden wel nauwlettend gevolgd.

Hoewel de uiteindelijke verdeling nog onbepaald is, zet de overheid nu in op 3 tot 4 GW operationele elektrolysecapaciteit in 2035, aangevuld met de import van gasvormige hernieuwbare waterstof en waterstofdragers om in de binnenlandse vraag te voorzien. De eerste definitieve investeringsbeslissingen (FID's) zijn inmiddels genomen voor 570 MW hernieuwbare waterstofproductie in Nederland, waarvan 138 MW operationeel. Een minimaal aandeel eigen productie is cruciaal voor het borgen van leveringszekerheid, CO_2-reductie en het halen van de bindende Europese doelen. Richting 2040 kan de elektrolysecapaciteit doorgroeien op basis van huidige verwachtingen over de binnenlandse vraagontwikkeling.

Tegelijk is het beeld van de rol van elektrolyse in het energiesysteem de afgelopen jaren veranderd. De verwachte rol van elektrolysers als flexibele opvanger van pieken in elektriciteitsproductie is kleiner geworden door structureel hogere investeringskosten.[92] Hoe meer een elektrolyser kost om te bouwen, hoe meer uren hij moet draaien om die kosten terug te verdienen. Bij de eerder veronderstelde lage investeringskosten ging men ervan uit dat een installatie ook bij een beperkt aantal uren per jaar nog uit zou kunnen, waardoor studies er rekening mee hielden dat elektrolysers vooral zouden draaien op de momenten met de goedkoopste stroom. Bij de huidige verwachtingen van de investeringskosten ligt het aantal uren dat minimaal nodig is om rendabel te zijn hoger. Waar een elektrolyser voorheen bijvoorbeeld vollasturen zou maken ter grootte van een vijfde van het jaar, kan dat nu eerder in de orde van de helft van het jaar liggen, waarbij ook uren met duurdere stroom worden benut.[93] Wanneer een elektrolyser aan- of uitgaat, blijft afhangen van de elektriciteitsprijs en de waarde van waterstof. Wat verschuift is de ruimte om uren over te slaan. Grootschalige elektrolysers zullen daardoor vooral flexibiliteit leveren door af te schakelen in de uren met hoge elektriciteitsprijzen.

91 Vloeibare waterstof kan net als ammoniak ook direct ingezet worden, bijvoorbeeld in de mobiliteit.

92 Zo ging IRENA (2020) nog uit van een daling van de investeringskosten van circa €440 tot 880/kW in 2020 naar €115 tot 270/kW in 2050. Recente ramingen liggen aanzienlijk hoger: TNO (2024) schat de investeringskosten voor huidige projecten op circa €3.050/kW en CE Delft (2025) komt voor 2040 uit op €1.562 tot 1.908/kW. Berenschot en Guidehouse (2021) hanteren voor 2040 nog €300/kW; in die modellering komt elektrolyse naar voren als opvanger van elektriciteitsoverschotten. De gevoeligheidsanalyse in diezelfde studie laat echter zien dat bij hogere investeringskosten meer vollasturen nodig zijn, waarmee die rol onder de huidige kostenverwachtingen grotendeels wegvalt. Zie voor een nadere toelichting zie ook de Oliveira and Valasquez (2026).

93 Deze cijfers dienen ter illustratie en zijn niet ontleend aan één specifieke scenarioberekening.

Ondanks de veranderde flexibiliteitsrol van elektrolyse blijft voorspelbare opschaling van elektrolysecapaciteit bijdragen aan een stabiel uitroltempo voor wind op zee en het voorkomen van verdere vertraging van de transitie. Voor de groei van de directe elektriciteitsvraag door elektrificatie is richting 2040 een zeer ambitieuze uitrol van wind op zee vereist van circa 30–34 GW. Om dit betaalbaar te realiseren, is een stabiel uitbouwritme nodig met voldoende en voorspelbare vraag naar elektriciteit. Het elektriciteitsnet vormt daarbij, zeker op de korte termijn, een potentiële belemmering, omdat transportschaarste de groei van directe elektrificatie tijdelijk kan begrenzen.

Het streven is daarom een gestaag en voorspelbaar groeipad voor elektrolysecapaciteit, afgestemd op de verwachte ontwikkeling van de waterstofvraag en het gewenste uitbouwtempo van wind op zee. Dit groeipad kan in sommige gevallen sneller zijn dan een theoretisch optimale volgorde op basis van maatschappelijke CO_2-reductiekosten, zolang het past binnen de verwachte robuuste toekomstige vraag naar waterstof. Tijdige ontwikkeling van elektriciteitsvraag aan de kust in de vorm van elektrolyse kan helpen om tijdelijk geremde vraaggroei te compenseren en daarmee het uitroltempo van windparken op zee zo veel mogelijk op peil te houden en het risico op een tekort aan CO_2-vrije energie richting 2040 te verkleinen.

Elektrolyse aan de kust lost het onderliggende congestieprobleem echter niet volledig op. In de winter kunnen hoge elektriciteitsprijzen er juist toe leiden dat elektrolysers beperkt draaien, terwijl in de zomer juist extra druk kan ontstaan op de transportcapaciteit voor zonnestroom richting de Randstad. Slim vormgegeven nettarieven kunnen bijdragen aan het verminderen van deze knelpunten, maar congestie blijft uiteindelijk een systeemvraagstuk dat structurele oplossingen in de netinfrastructuur vereist.

5.5.3 *Aanbod van koolstofarme waterstof richting 2040*

Koolstofarme waterstof vormt een belangrijke transitieroute met een aanzienlijk emissiereductiepotentieel. Bij verduurzaming van bestaande installaties en petrochemische reststromen wordt de totale potentiële CO_2-reductie geschat op ruwweg 15 Mton per jaar. Koolstofarme waterstof wordt door de EU gedefinieerd als waterstof waarbij meer dan 70% van de emissies in de keten wordt gereduceerd.[94] Daarnaast zijn er projecten voor waterstofproductie met CCS die de grens van 70% niet halen en daarom niet als koolstofarm kwalificeren volgens de standaarden van de EU, maar er wordt wel aanzienlijke CO_2-reductie behaald van 50-60%.

Tabel 5.2 zet de vier meest relevante productieroutes voor koolstofarme waterstof naast elkaar, zonder andere routes op voorhand uit te sluiten.

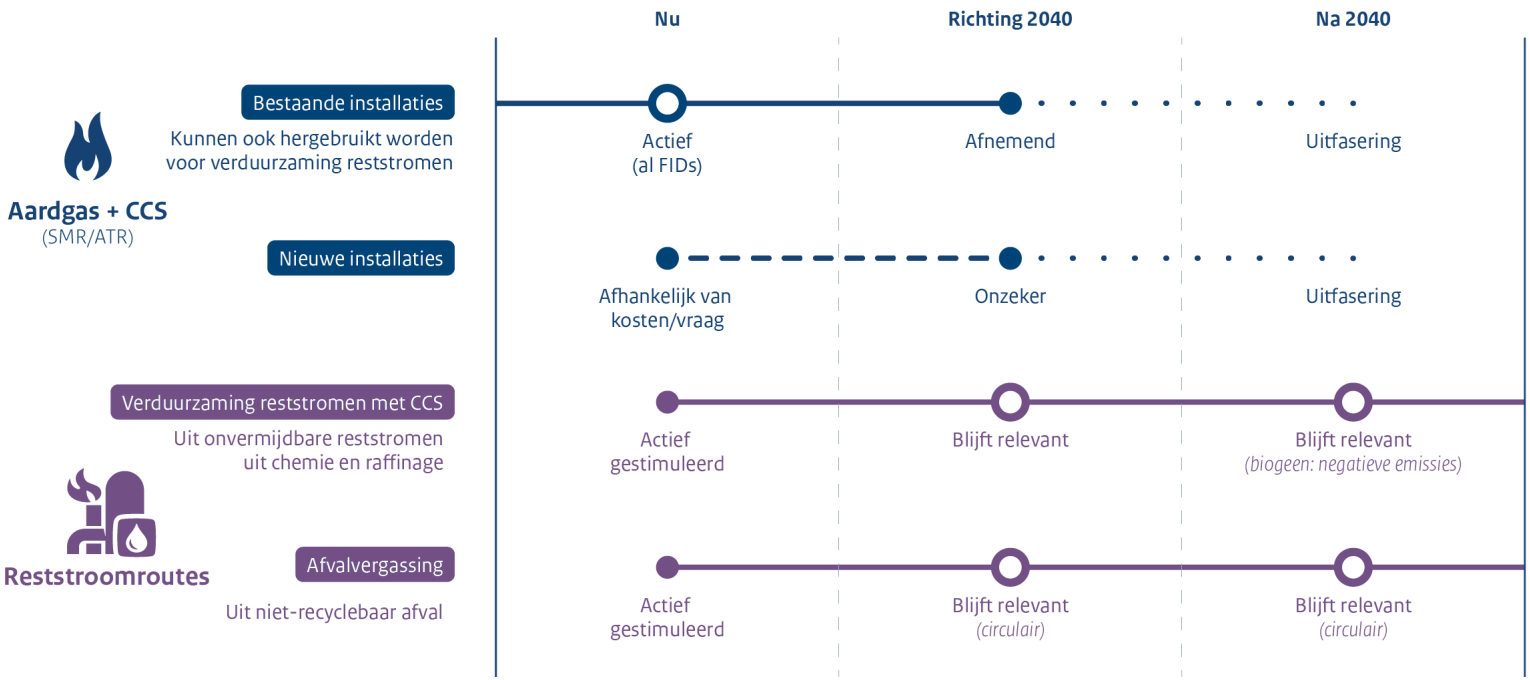
94 Er is onderscheid tussen productie uit aardgas (en andere fossiele grondstoffen) en productie uit reststromen. Bij waterstof uit reststromen zijn de ketenemissies beperkt en kan tot 90% reductie gehaald worden. Bij waterstof uit aardgas liggen de ketenemissies mogelijk hoger, mede afhankelijk van de herkomst van het aardgas.

Tabel 5.2 *Vergelijking van vier belangrijkste routes voor koolstofarme waterstof.*

	CCS op bestaande grijze H_2 productie-installaties	Verduurzaming restgassen petrochemie	H_2 uit afvalvergassing	Nieuwe productie uit aardgas met CCS (hoge CO_2-afvang)
Beleidsstatus	Ondersteund via SDE++	Ondersteund via SDE++	Ondersteund via SDE++	CCS-component ondersteund via SDE++
Bron	Aardgas	Reststromen petrochemie	Niet-recyclebaar afval	Aardgas
Geïnteresseerde afnemers	Raffinage, chemie, kunstmest	Petrochemische clusters	Kunstmest / chemie	Korte termijn vooral gascentrales, cluster 6
Rol bij strategische autonomie	Afhankelijk van import van aardgas	Onvermijdbaar karakter	Draagt bij aan strategische onafhankelijkheid	Afhankelijk van import van aardgas

Koolstofarme waterstof wordt vooral beoordeeld op de kosteneffectiviteit van de CO_2-reductie die kan worden bereikt. Dit onderscheid is belangrijk. Bij hernieuwbare waterstof accepteert de overheid hogere kosten om de technologie verder te ontwikkelen conform de eerdergenoemde publieke belangen (leveringszekerheid en duurzaamheid). Koolstofarme waterstof uit fossiele grondstoffen is primair een route gericht op korte termijn CO_2-reductie, en wordt beleidsmatig dan ook beschouwd als een vorm van CO_2-afvang met aanvullende processtappen. Figuur 5.6 laat de rol van de verschillende routes over de tijd zien in het basisscenario met ambitieuze opschaling van hernieuwbare waterstof.

De rol van koolstofarme waterstof verschilt per sector, omdat de Europese verplichtingen voor hernieuwbare waterstof per sector anders zijn vormgegeven. Voor de industrie geldt de RFNBO-verplichting uit REDIII, die oploopt tot 60% in 2035. Hierdoor wordt de ruimte voor koolstofarme waterstof in bestaande en nieuwe industriële toepassingen, zoals in de chemie, in toenemende mate begrensd door de implementatie van deze Europese verplichting. Dit gaat bijvoorbeeld via de jaarverplichting voor gebruik van RFNBO's in de industrie. De productie van transportbrandstoffen in raffinaderijen, inclusief bioraffinage van duurzame mobiliteitsbrandstoffen, valt onder de mobiliteitsverplichting van de REDIII. Deze wordt in Nederland



Figuur 5.6 *Rol van koolstofarme waterstofroutes over de tijd*

geïmplementeerd via de brandstoftransitieverplichting (BTV). Via de huidige implementatie van de BTV kunnen raffinaderijen vrijwillig via de raffinageroute hernieuwbare waterstof inzetten en daar de kosten voor deze inzet terugverdienen. Dit biedt raffinaderijen de keuze om koolstofarme waterstof in te zetten, naast vrijwillige inzet van hernieuwbare waterstof. De ruimte voor koolstofarme waterstof als grondstof in de raffinagesector richting 2040 hangt af van het nog te komen Europese en nationale post-2030-kader voor de opschaling van duurzame brandstoffen en verduurzaming van de raffinagesector.

Via CO_2-opslagprojecten Porthos en Northern Lights wordt de bestaande grijze waterstofproductie in de raffinage, chemie en kunstmestsector verduurzaamd. De inmiddels genomen investeringsbeslissingen voor deze route leveren ruim 3 Mton CO_2-reductie per jaar op. Tegelijkertijd wordt het gebruik van aardgas in bestaande SMR-installaties richting 2040 stapsgewijs uitgefaseerd in lijn met de opschaling van hernieuwbare waterstof. Vrijkomende SMR-capaciteit kan vervolgens ingezet worden voor het verduurzamen van restgassen. In de tussenliggende periode vervullen deze installaties een stabiliserende rol bij de marktopbouw voor hernieuwbare waterstof: doordat ze

deels regelbaar hun productie kunnen op- en afschalen, kunnen de eerste volumes hernieuwbare waterstof flexibel worden geïntegreerd in bestaande productieprocessen terwijl het waterstoftransportnet en de opslag nog in ontwikkeling zijn.

De belangrijkste focus in het beleid richt zich op de korte termijn op het realiseren van de potentie voor emissiereductie met koolstofarme waterstof via verduurzaming van onvermijdelijke restgassen in de petrochemie. Reststromen in de petrochemie komen vrij als onvermijdelijk bijproduct en worden nu verbrand voor de ondervuring van processen. Door deze reststromen eerst om te zetten in waterstof en de vrijkomende CO_2 af te vangen, is een grote en kosteneffectieve klimaatwinst te realiseren, grotendeels binnen de clusters en grotendeels los van het landelijk waterstoftransportnet. Bij overgang naar biogene reststromen kan deze route bovendien negatieve emissies opleveren en daarmee structureel relevant blijven.

Niet-recyclebare afvalstromen kunnen via vergassing worden omgezet in waterstof en koolstof voor toepassing in de productie van ammoniak of chemische bouwstenen. Afvalvergassing is daarbij een hoogwaardiger route voor de verwerking van niet-recyclebaar afval dan afvalverbranding. Deze route wordt ondersteund via de SDE++ en kan een bijdrage leveren aan onder meer de verduurzaming van de kunstmestsector en de chemie.

Het kabinet constateert dat de potentie voor kosteneffectieve CO_2-reductie middels nieuwe productie van waterstof uit aardgas met CCS op de korte termijn nog beperkt is. Bestaande grijze waterstofgebruikers richten zich primair op CCS bij hun huidige installaties, en de toepassingen voor nieuwe inzet van waterstof als grondstof (zoals bij bioraffinage en innovatieve chemie) zijn nog onvoldoende ontwikkeld om grootschalige investeringen in nieuwe productiecapaciteit op gang te brengen. De duidelijkste interesse vanuit afnemers ligt op dit moment vooral bij inzet van waterstof ter vervanging van aardgas in gascentrales en bij hoge-temperatuurwarmte, met name in cluster 6. Voor deze toepassingen liggen de kosten per ton CO_2-reductie op basis van huidige inzichten relatief hoog en zou een positieve businesscase significante aanvullende rijkssteun vergen; het kabinet acht het vooralsnog niet doelmatig om hier aanvullend op in te zetten. Of koolstofarme waterstof in deze sectoren op termijn noodzakelijk is, hangt af van de ontwikkeling van de kosten en beschikbaarheid van hernieuwbare waterstof en alternatieven zoals groen gas.

Het is belangrijk om te onderstrepen dat nieuwe productie van waterstof uit aardgas met CCS op systeemniveau geen aardgas vervangt: door energieverliezen in de keten is er juist meer aardgas voor nodig, waardoor de importafhankelijkheid toeneemt.[95]

Wanneer de opschaling van hernieuwbare waterstof achterblijft, zullen industriële partijen om economische redenen mogelijk langer terugvallen op koolstofarme waterstof uit aardgas met CCS. In een scenario waarin zowel de totale waterstofvraag als de noodzaak om restgassen te verduurzamen blijven groeien, kan dit leiden tot een tekort aan koolstofarme moleculen. In dat geval is het mogelijk dat marktpartijen investeren in aanvullende productiecapaciteit voor koolstofarme waterstof, ook als de vraag naar waterstof voor inzet als grondstof vanuit sectoren als bioraffinage en chemie toeneemt. De mate waarin dergelijke investeringen daadwerkelijk plaatsvinden, hangt onder meer af van de ruimte die de (implementatie van) Europese regelgeving biedt en het ontstaan van een rendabele businesscase, die voornamelijk gedreven zal moeten worden door een stijgende ETS-prijs. Vanuit overheidsperspectief blijft het uitgangspunt dat de inzet van koolstofarme waterstof primair dient als middel voor kosteneffectieve CO_2-reductie, en eventuele stimulering daarmee verankerd blijft in het generieke instrumentarium voor industriële CO_2-reductie.

5.6 Kritieke tijdspaden voor infrastructuur en aanbod

Waterstofinfrastructuur en -aanbod kennen lange aanlooptijden. De beslissingen die de komende twee tot vier jaar worden genomen, bepalen of de ambities haalbaar blijken. Als deze besluiten worden uitgesteld, worden ontwikkelpaden in de praktijk in toenemende mate afgesloten.

5.6.1 Opslag: het meest urgente beslismoment door lange doorlooptijden

Om een energiesysteem mogelijk te maken dat in toenemende mate leunt op hernieuwbare waterstof via elektrolyse is aanzienlijke waterstofopslagcapaciteit nodig. Hoewel de exacte totale capaciteitsbehoefte op de lange termijn nog onzeker is, staat vast dat er omvangrijke buffers nodig zijn. Het kabinet hanteert daarom een streefdoel van circa 4 TWh aan opslagcapaciteit in 2040, wat gelijkstaat aan de realisatie van zeventien zoutcavernes of een vergelijkbaar equivalent, om het geschetste energiesysteem in dit NPE mogelijk te maken. Tegelijk vormt dit naar verwachting ook de bovengrens van wat operationeel haalbaar lijkt richting 2040, met name doordat de technische en beleidsmatige doorlooptijden voor de realisatie van cavernes oplopen tot 10 à 15 jaar.

95 Dat geldt ook waar deze waterstof wordt ingezet aan de gaszijde van hybride opstellingen. Hybride elektrificatie is in veel gevallen een belangrijke stap voorwaarts en helpt om aardgasgebruik te verminderen. De aardgasbesparing daarvan komt uit het geëlektrificeerde deel van de warmtevraag, niet uit de brandstofkeuze. Op termijn moeten emissies verder gereduceerd worden door ook de inzet van aardgas in hybride opstellingen af te bouwen.

Dit komt onder andere doordat deze afhankelijk zijn van de zoutafzet en de verwerkingscapaciteit van de zoutproductie in Nederland.[96] Na 2040 wordt het mogelijk om meer waterstofopslag te realiseren, naar verwachting ook in lege gasvelden. Hiertoe zal eerst een pilot voor opslag in een gasveld moeten worden uitgevoerd.

De eerste vier cavernes worden op dit moment al gerealiseerd en vormen daarmee de basis van de opslagcapaciteit. Gezien de lange doorlooptijden is dit echter nog niet voldoende. Om het streefdoel voor 2040 binnen bereik te houden, moeten tijdig vervolgbesluiten worden genomen over de volgende reeks cavernes. Om dit te realiseren is het cruciaal dat op korte termijn financierings- en projectbesluiten genomen worden voor de volgende negen cavernes.

5.6.2 *Transportnet: nu inzetten op een landelijk transportnet*

De tijdige realisatie van het landelijke transportnet is de belangrijkste randvoorwaarde voor een werkende waterstofmarkt. Omdat de ontwikkeling van de andere schakels uit de keten hiervan afhankelijk zijn, heeft een voorspelbaar en betrouwbaar uitrolplan met degelijke financiering de hoogste prioriteit. Het kabinet werkt momenteel hard aan de voorbereiding van een besluit over zogeheten amortisatie van de kosten voor het transportnet, om deze behapbaar te houden. Amortisatie stelt de netbeheerder in staat om verliezen in de aanloopfase te compenseren met inkomsten uit de toekomst, wat gezien het groeiende aantal verwachte aangesloten partijen goed past bij de beoogde ontwikkeling van het transportnet. Het kabinet wil hier zo snel mogelijk een besluit over nemen.

Tabel 5.3 geeft de gefaseerde uitrol per fase weer, conform het in 2024 geconsulteerde uitrolplan. Elke fase bestaat uit meerdere tracés die elk een eigen vergunnings- en besluitvormingstraject doorlopen. Het exacte opleveringsmoment per tracé kan daardoor variëren. De voortgang van de gefaseerde uitrol is bovendien afhankelijk van onder andere tijdige besluitvorming en vergunningverlening.

Tabel 5.3 *Uitrolpad waterstoftransportnet.*

Fase	Component	Tijdspad
Fase 1	Rotterdam	2026
Fase 2	Industrieclusters aan de kust	In of voor 2030
Fase 3	Verbinden van de clusters tot landelijk net	Volgend op fase 2
Fase 4	Versterken en uitbreiden (buiten DAEB)	Nader te bepalen, na 2033

96 Sommige scenariostudies gaan uit van een aanzienlijk hogere opslagbehoefte dan het streefdoel van 4 TWh, tot wel 18 TWh in 2040. Dit hangt vooral samen met scenario's waarin waterstof een grote rol speelt bij regelbaar vermogen. Gezien de lange doorlooptijden voor de realisatie van cavernes lijken deze scenario's op dit punt niet uitvoerbaar richting 2040.

In aanvulling op het landelijk transportnet kan de verbinding tussen vraag en aanbod van waterstof ook plaatsvinden via distributienetten en regionale energiehubs met waterstof. Omdat waterstof niet voor alle eindgebruikers een logische verduurzamingsroute vormt, is het niet wenselijk om distributienetten grootschalig en fijnmazig vooruitlopend op de marktontwikkeling aan te leggen. Dit zou leiden tot hoge investeringskosten en vollooprisico's, terwijl onzeker is of de infrastructuur voldoende benut zal worden om deze kosten te rechtvaardigen. In gebieden waar voldoende geclusterde waterstofvraag ontstaat, kan het doelmatig zijn om gedeelde infrastructuur aan te leggen in de vorm van een distributienet. Er kan ook worden gekozen voor regionale waterstofhubs, waarin lokale productie en afname van waterstof worden gekoppeld als onderdeel van een decentraal energiesysteem. Dit betreft bijvoorbeeld (innovatieve) projecten buiten het bereik van het landelijk transportnet die lokale wind- en zonne-energie benutten en leveren aan lokale (industriële) afnemers. Dit wordt momenteel ondersteund via de waterstofhubregeling.

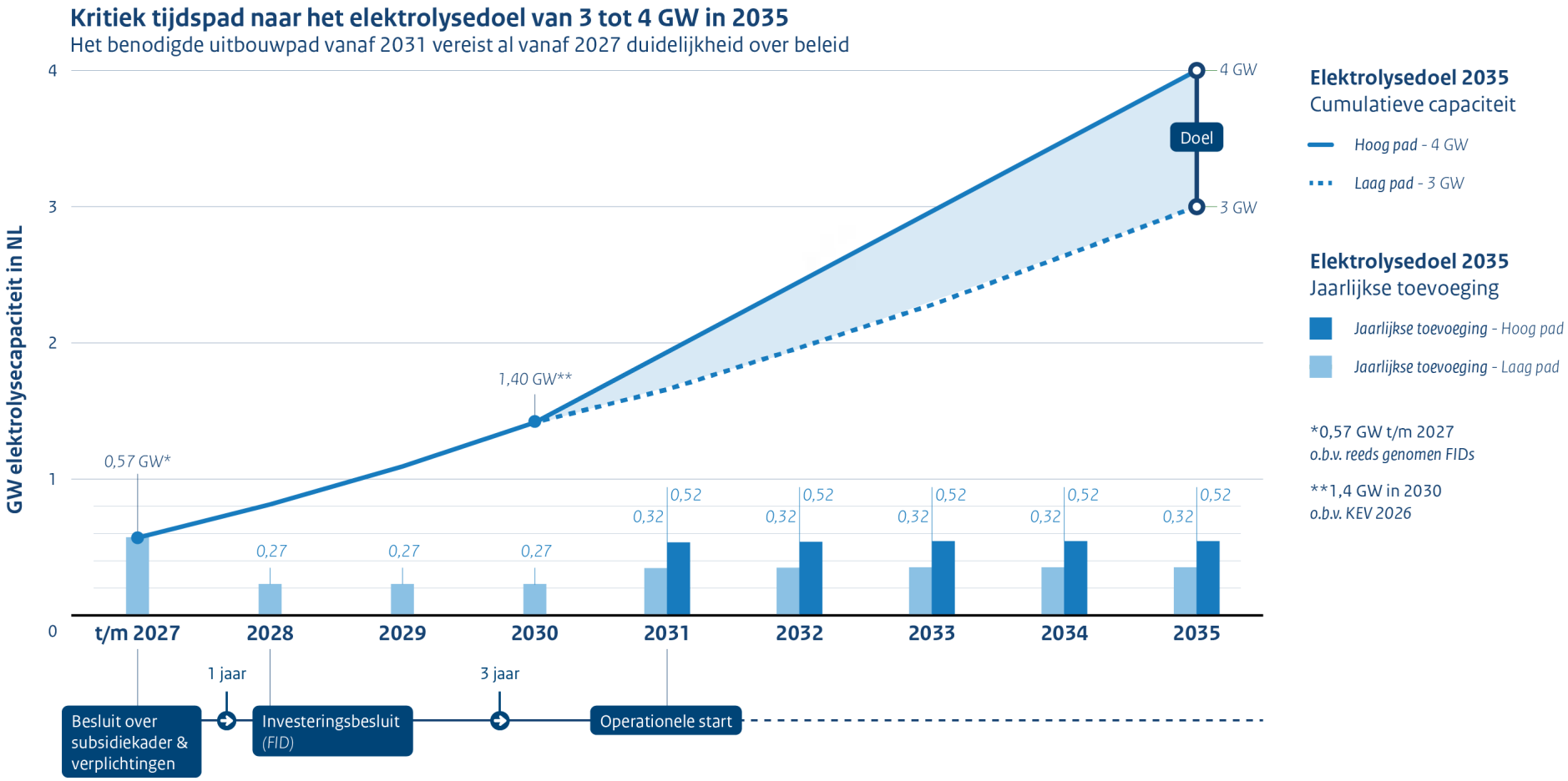
5.6.3 Opschaling aanbod: korte termijn beleidszekerheid als randvoorwaarde

De ontwikkelrichtingen voor de verwachte waterstofvraag vereisen een ambitieuze en tijdige opschaling van het aanbod. Hoewel het vaststaande beleid voor de korte termijn volgens de Klimaat- en Energieverkenning naar verwachting kan leiden tot circa 1,4 GW aan operationele elektrolysecapaciteit in 2030, is de weg naar de beoogde 3 tot 4 GW in 2035 aanzienlijk steiler. Hiervoor moet het jaarlijkse realisatietempo na 2030 ruimschoots omhoog, wat vereist dat bedrijven nu al beginnen met het ontwikkelen van de benodigde projecten. Dat betekent dat de overheid nu al perspectief moet bieden voor de lange termijn. Figuur 5.7 illustreert deze logica door vanuit het operationele doel terug te redeneren.

Omdat de doorlooptijd van een definitief investeringsbesluit tot operationele start minimaal drie jaar bedraagt, vergen de projecten voor de periode 2031-2035 al vanaf 2028 de eerste positieve besluiten van marktpartijen. Investeerders hebben daarmee uiterlijk in 2027 duidelijkheid nodig over het beleid na 2030, zoals over de verplichtingen voor de vervoerssector, de eindproductnormering voor groene producten en eventuele nieuwe subsidies. Zonder die duidelijkheid worden investeringen uitgesteld of ingetrokken, waardoor de waterstofdoelen duurder of onhaalbaar worden.

Beleid is echter niet de enige afhankelijkheid. Ook duidelijkheid over de infrastructuur en randvoorwaarden zoals vergunningverlening, elektriciteitsprijzen en nettarieven is bepalend. Investeringsbeslissingen worden pas genomen wanneer alle seinen op groen staan. De rol van de overheid is om hierin niet de zwakste schakel te vormen: door de beleidsmatige risico's vroegtijdig te minimaliseren en gerichte, positieve prikkels te geven, kan zij marktpartijen in staat stellen de uitgezette richting daadwerkelijk te volgen.

Deze beleidsurgentie geldt evenzeer voor de ontwikkeling van importketens. De Nederlands-Duitse H2Global-tender gaat uit van waterstofleveringen aan Nederland rond 2030-2031, wat op korte termijn investeringsbeslissingen vereist voor onder meer importterminals en conversiefaciliteiten. Ook voor de periode richting 2040 blijft anticiperend beleid noodzakelijk: de randvoorwaarden voor verdere opschaling van elektrolyse en importinfrastructuur na 2040 moeten al in de vroege jaren dertig politiek zijn verankerd.



Figuur 5.7 *Kritieke tijdspad uitroltempo richting 3-4GW in 2035.*

Deze beleidsurgentie geldt evenzeer voor de ontwikkeling van de importketens. De Nederlands-Duitse H2Global-tender gaat uit van waterstofleveringen aan Nederland rond 2030-2031, wat op korte termijn investeringsbeslissingen vereist voor onder meer importterminals en conversiefaciliteiten. Ook voor de periode richting 2040 blijft anticiperend beleid noodzakelijk: de randvoorwaarde voor verdere opschaling van elektrolyse en importinfrastructuur na 2040 moet al in de vroege jaren dertig politiek zijn verankerd.

5.7 Belangrijkste ontwikkelrichtingen na 2040

Na 2040 wordt de verdere ontwikkeling van de waterstofmarkt bepaald door een samenspel van technologische ontwikkeling, kostenontwikkelingen en de beschikbaarheid van alternatieven zoals verdergaande elektrificatie en biobrandstoffen. Dit volgt uit de onzekerheden die ook in sectie 5.4 zijn beschreven.

De industriële vraag naar waterstof kan na 2040 in meerdere sectoren verder doorgroeien. Verdere opschaling van duurzame chemie en bioraffinage leidt tot een toenemende vraag naar gasvormige waterstof, terwijl voor hoge-temperatuurwarmte verdere substitutie van fossiele routes mogelijk is. Afhankelijk van de doorgroei van internationale mandaten voor duurzame mobiliteit groeit de vraag naar waterstof en koolstofdragers voor toepassing in lucht- en scheepvaart. Ook in buurlanden kan de waterstofvraag structureel doorgroeien. Of waterstof na 2040 een structurele rol krijgt in de elektriciteitssector is geen uitgemaakte zaak. De inzet voor regelbaar vermogen hangt onder andere af van de beschikbaarheid, kosten en technologische ontwikkeling van alternatieven zoals groen gas, CCS, biomassa en koolstofverwijdering.

De verdere groei van het hernieuwbare waterstofaanbod vraagt om een strategische afweging tussen binnenlandse productie en import. Fysieke inpasbaarheid en toenemende ruimtedruk in Nederland spelen daarbij een rol, evenals geopolitieke stabiliteit van potentiële exportregio's en relatieve kostenontwikkelingen van productie- en transportketens. Daarnaast is de verhouding tussen binnenlandse productie en import mede afhankelijk van de vraag hoeveel extra windcapaciteit op de Noordzee realiseerbaar en wenselijk is, waarbij zowel ecologische en ruimtelijke grenzen als de wens voor Europese strategische autonomie een rol spelen.

Het kabinet is op korte termijn nog terughoudend met het verder ontwikkelen van eventuele waterstofproductie op zee, zolang dit niet vanuit economisch oogpunt duidelijk voordeliger lijkt te zijn dan productie op land. Aangezien deze techniek richting 2040 op basis van huidige inzichten nog niet noodzakelijk is vanuit het oogpunt van beperkingen op land om in de verwachte vraag te voorzien, is er ruimte om eerst elektrolyse op land te ontwikkelen om leerervaringen op te doen met het reduceren van de hoge kosten en technologische complexiteit. Bij het volgende NPE zal bezien worden of en hoe demonstratieprojecten voor elektrolyse op zee verder worden doorontwikkeld.

Indien hernieuwbare waterstof al het merendeel van de relevante koolstofarme waterstofproductie uit fossiele bronnen heeft vervangen, blijft met name koolstofarme waterstof uit reststromen relevant. De verduurzaming van industriële restgassen verdient een aparte beoordeling: bij overgang naar biogene reststromen kan dit leiden tot negatieve emissies, wat de route langer relevant maakt dan enkel als tijdelijke maatregel. Voor zover de productie van koolstofarme waterstof uit aardgas richting 2040 nog niet is vervangen door hernieuwbare of circulaire alternatieven, zal de verdere uitfasering daarvan na 2040 worden voortgezet.


odin

6. Verdieping koolstofketen

6.1 Inleiding

Duurzame koolstofdragers kunnen in 2040 voor meerdere sectoren een bijdrage leveren aan de verduurzaming, maar het beschikbare aanbod zal naar verwachting beperkt zijn. Dit vraagt om scherpe keuzes over de inzet van duurzame koolstofdragers[97], en vereist tegelijkertijd gerichte inspanningen om het duurzame aanbod op te schalen. Duurzame biogrondstoffen vervullen daarin naar verwachting een sleutelrol. Gelijktijdig met de actualisatie van het NPE verschijnt de Visie Opschaling Aanbod Duurzame Koolstofdragers, waarin de benodigde inzet voor de opschaling van het aanbod aan duurzame koolstofdragers nader wordt toegelicht.

6.2 Verwachte vraag naar duurzame koolstofdragers in 2040

Voor veel sectoren is de verwachte vraag naar duurzame koolstof niet significant veranderd ten opzichte van de verwachting uit het NPE 2023, al blijft de omvang van de vraag in 2040 met grote onzekerheid omgeven. Tabel 6.1 geeft een overzicht van de vraag naar duurzame koolstofdragers en tabel 6.2 de vraag naar methaan, welke deels wordt ingevuld met groen gas en deels met aardgas (in combinatie met CCS).

In de gebouwde omgeving speelt gas een belangrijke rol in de transitiefase. Voor de transitie van de gebouwde omgeving wordt primair ingezet op collectieve warmte en all-electric warmtepompen. Groen gas kan een aanvullende rol vervullen bij de piek- en back-upvoorziening van collectieve warmtesystemen en hybride warmtepompen. Hybride warmtepompen kunnen een belangrijke bijdrage leveren aan het terugdringen van het gasverbruik en bijbehorende emissies in wijken waar collectieve warmte niet de voorkeursoptie is en volledig elektrische warmtepompen (nog) niet mogelijk zijn, bijvoorbeeld door congestie of achterblijvende isolatie. Op korte termijn zal de gasbehoefte van deze hybride warmtepompen nog grotendeels met fossiel gas worden gedekt. Op langere termijn kan een toenemende beschikbaarheid van groen gas leiden tot een geleidelijke verschuiving naar een groter aandeel hernieuwbaar gas. De rol van waterstof blijft tot 2040 beperkt tot enkele pilots en is naar verwachting ook in het eindbeeld minimaal. De behoefte aan methaan (groen gas en fossiel) die hieruit voortkomt betreft volgens de ii3050 scenario's uit 2025 naar verwachting 80-135 PJ in 2040 en 30-75 PJ in 2050. Daar bovenop komt nog circa 15 PJ aan methaan voor de piekvoorziening van warmtenetten.

De aantrekkelijkheid van groen gas voor de gebouwde omgeving hangt sterk af van de betaalbaarheid ten opzichte van alternatieve verduurzamingsroutes, waarop zoveel mogelijk wordt ingezet. Die betaalbaarheid wordt op haar beurt sterk beïnvloed door de vraag naar groen gas vanuit andere sectoren.

97 Voorbeelden van duurzame koolstofdragers zijn: groen gas, biodiesel, bio-LNG, bio- en synthetische kerosine, synthetische en bio- en methanol, biocrude en pyrolyseolie.

Verderop in dit hoofdstuk wordt toegelicht hoe dit de beschikbaarheid van groen gas voor de gebouwde omgeving mogelijk beïnvloedt.

Hoewel de inzet van elektriciteit op termijn dominant wordt, blijft inzet van biobrandstoffen voor het verduurzamen van het wegverkeer in 2040 noodzakelijk. De inschatting is dat er vanuit het **wegverkeer** in 2040 een vraag is van 12-84 PJ naar biobrandstoffen (zie hoofdstuk 3 over mobiliteit). Richting 2050 neemt de vraag naar koolstofdragers verder af, omdat wordt ingezet op elektrificatie van de gehele sector en, in mindere mate, op waterstof voor het zwaar wegverkeer. Desondanks wordt verwacht dat er op basis van vastgesteld en voorgenomen beleid in 2050 nog een resterende brandstofplas aanwezig zal zijn, voornamelijk voor het zwaar wegverkeer maar ook voor een steeds kleiner deel van het personenvervoer. Voor een fossielvrije wegsector zal de resterende vraag ingevuld moeten worden met duurzame koolstofdragers. De binnenlandse mobiliteitssector is een belangrijke wegbereider voor het opschalen van duurzame koolstofdragers (zie ook hoofdstuk 3 over mobiliteit).

Voor de binnenvaart is elektrificatie de hoofdroute richting een emissieloze sector in 2050. In de praktijk zal sprake zijn van een variëteit aan energiedragers en technieken, aansluitend bij de verschillende energiebehoeftes en vaarprofielen. Voor de grootste schepen lijkt methanol daarbij een kansrijke oplossing. De vraag naar duurzame koolstofdragers voor de binnenvaart wordt in 2040 ingeschat op 2-4 PJ.

Richting 2040 loopt de vraag naar duurzame koolstofdragers voor lucht- en zeevaart naar verwachting snel op. Voor de luchtvaart wordt in 2040 een derde van de brandstofvraag ingevuld met duurzame koolstofdragers, oplopend naar 70% in 2050 op basis van de RefuelEU Aviation-verordening. Voor 2040 wordt uitgegaan van een vraag van 54-73 PJ.

Voor de zeevaart is de omvang van de vraag en de energiemix sterk onzeker. Ongeveer een kwart van de brandstofbehoefte zal in 2040 worden gedekt door duurzame brandstoffen, waarbij de verwachte vraag afhankelijk is van het aannemen van het IMO Net Zero Framework dan wel het afbouwpad binnen het EU-emissiehandelssysteem. Richting 2050 wordt de absolute vraag naar duurzame koolstofdragers voor zeevaartbrandstoffen lager ingeschat dan in het NPE 2023. Dit is het gevolg van een bijgestelde bandbreedte voor de totale bunkervraag, waarbij grote onzekerheden een rol spelen. Zo wordt een afname van het transportvolume verwacht, omdat een significant deel van de huidige zeevaart fossiele energiedragers vervoert. Daarnaast zal bij nieuwe brandstoftypen naar verwachting vaker en op meerdere locaties gebunkerd worden. Welke energiedragers de toekomstige vraag vanuit de zeevaart zullen invullen, is nog onzeker. Vast staat dat de zeevaart zal overstappen van fossiele stookolie naar een divers palet aan bio- en synthetische brandstoffen. Methanol wordt daarbij beschouwd als een kansrijke optie, maar welk marktaandeel deze brandstof uiteindelijk zal innemen, is nog niet te bepalen. Andere serieuze alternatieven zijn biodiesel, bio- of e-LNG en ammoniak, een koolstofvrije brandstof. Voor kortere afstanden komen daarnaast waterstof en elektriciteit in aanmerking.

Voor de chemiesector is de vraag naar duurzame koolstofdragers in 2040 nog onzeker door beperkte Europese vraagcreatie. Er bestaat vooralsnog geen wettelijke verplichting om een minimumaandeel duurzame koolstof – zoals biogrondstoffen, recyclaat of afgevangen CO_2 – toe te passen bij de productie van chemicaliën en materialen. De vraagcreatie in deze sector beperkt zich daarmee tot de aangekondigde verplichting tot inzet van recyclaat voor specifieke productgroepen, zoals plastic verpakkingen, vanaf 2030. Nederland pleit, samen met enkele andere lidstaten, bij de Europese Commissie voor het instellen van Europese regels en verplichtingen voor het gebruik van duurzame koolstof in de chemie, om zo een gelijk speelveld en voldoende vraag te creëren.[98] Zonder aanvullend beleid zal de vraag in 2040 nog zeer beperkt zijn. In het cijferbeeld gaat dit NPE desondanks uit van een ambitieuzer scenario, waarin de vraag naar duurzame koolstof voor de chemie in 2040 uitkomt op 195 PJ[99]. Deze inschatting is gebaseerd op een scenario waarin sprake is van lichte krimp van de chemische sector en waarbij 50% van de vraag naar koolstofdragers duurzaam wordt ingevuld.

Duurzame koolstof speelt naar verwachting een grotere rol voor elektriciteitsproductie dan in het NPE 2023 was voorzien. In het NPE 2023 werd nog een vrij grote rol voor waterstofcentrales voorzien voor de invulling van de behoefte aan regelbaar vermogen. Inmiddels is duidelijker geworden dat waterstof en ook gascentrales met CCS een erg dure manier zijn om regelbaar vermogen te verduurzamen (zie hoofdstuk 4.6 over regelbaar vermogen) en wordt voor deze technieken geen grote rol meer voorzien voor de invulling van regelbaar vermogen richting 2040. Een andere optie om de behoefte aan regelbaar vermogen te verduurzamen is met een biomassacentrale. Hoewel deze techniek minder duur is dan waterstofcentrales of gascentrales met CCS, lijkt deze alsnog niet rendabel met de huidige ETS prijzen. Mogelijk kan hier wel een verdienmodel ontstaan op basis van negatieve emissies die met toepassing van CCS (BECCS) gegenereerd kunnen worden. Door de hoge kosten van de verschillende opties voor verduurzaming van regelbaar vermogen, zal er naar verwachting langer een belangrijke rol blijven voor gascentrales en WKK's op methaan, waarvan een deel ingevuld kan worden met groen gas. Deze toepassing van groen gas lijkt ook uitlegbaar aangezien het één van de toepassingen is waarvoor alternatieven het duurst zijn.[100]

98 https://www.government.nl/documents/publications/2024/04/15/joint-statement-on-a-european-sustainable-carbon-policy-package.

99 Dit getal geeft de vraag naar duurzame koolstofdragers als bionafta en biomethanol weer, voor verdere verwerking in de chemie. Hierbij is eerder in de keten reeds sprake van conversieverliezen voor de omzetting van biogrondstoffen naar deze dragers. Bij het toepassen van nieuwe, innovatie productieroutes, bijvoorbeeld directe productie van chemicaliën uit suikers, zou dit getal afwijken. Dit is ook exclusief mechanische recycling. Inzet van mechanisch recyclaat wordt niet gezien als input duurzame koolstofdragers voor de chemie, maar als een verlaging van de vraag naar grondstoffen voor de chemie.

100 Guidehouse (2025). Onderzoek lange termijn productie en inzet groen gas.

De totale behoefte aan regelbaar vermogen in 2040 is erg onzeker. Schattingen van relevante studies lopen uiteen van 10 tot 50 TWh (exclusief de bijdrage van kernenergie).[101] In het cijferbeeld van het NPE wordt gerekend met grofweg 25 TWh, waarvan ruim 15 TWh met gascentrales en WKK's op methaan wordt ingevuld, ongeveer 7 TWh met biomassacentrales op houtige biomassa en het resterende deel door afvalverbrandingsinstallaties, lokaal biogas en waterstof. Dit vertaalt zich naar een behoefte aan methaan van ongeveer 100 PJ en houtige biomassa van ongeveer 70 PJ. Tegelijkertijd is de beleidsinzet vanuit het Duurzaamheidskader Biogrondstoffen, waarin regelbaar vermogen als overbruggingstoepassing is geclassificeerd, om de inzet van biogrondstoffen voor deze toepassing richting 2050 zoveel mogelijk af te bouwen. De inzet is dan ook om de benodigde hoeveelheid biogrondstoffen voor regelbaar vermogen zo beperkt mogelijk te houden en in te blijven zetten op alternatieven. Concreet wordt de behoefte aan regelbaar vermogen zoveel mogelijk beperkt door extra productie vanuit zon, wind en kernenergie en de opschaling van energieopslag, vraagsturing en interconnectie met omringende landen. De verwachting is dat de inzet van biogrondstoffen voor regelbaar vermogen hierdoor richting 2050 af zal nemen.

Ook in de industrie ontstaat richting 2040 vraag naar groen gas als transitiebrandstof, waar het NPE 2023 nog uitging van waterstof. Het gaat hier om moeilijk kosteneffectief te verduurzamen processen, zoals staalproductie en keramiekproductie (zie ook hoofdstuk 2 over de industrie). Voor staalproductie wordt een vraag naar methaan verwacht van maximaal 60 PJ, waarvan in 2040 een deel naar verwachting met groen gas zal worden ingevuld. Voor de decentrale industrie kan de vraag naar groen gas oplopen tot ongeveer 40 PJ, met name voor hoge-temperatuurprocessen waar elektrificatie technisch of economisch nog niet mogelijk is. Voor deze processen vormen waterstof en (bio) methaan de meest waarschijnlijke verduurzamingsroutes, waarbij combinaties ook mogelijk zijn. De keuze hangt mede af van de kosten van waterstof en de nabijheid van infrastructuur. Dit speelt met name bij keramiekproductie en delen van de glasproductie.

Tijdens de transitiefase wordt een beperkt deel van de hoge-temperatuurwarmtevraag in de decentrale industrie nog ingevuld via verbranding van diverse biogrondstofstromen, zoals houtige of vloeibare reststromen. Dit is echter geen beoogde verduurzamingsroute in het eindbeeld. Ook de inzet van groen gas voor lage- en middentemperatuurprocessen beschouwt het kabinet niet als een wenselijk structureel alternatief, al houdt het er rekening mee dat dit in enkele gevallen tijdelijk zal worden toegepast. In het Duurzaamheidskader Biogrondstoffen is de productie van hoge-temperatuurwarmte geclassificeerd als overbruggingstoepassing, met de verwachting dat elektrificatie ingroeit zodra dit technisch en economisch haalbaar is.

101 Deze bandbreedte is gebaseerd op de Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025 en één van de scenario's uit de studie van Witteveen & Bos (2024) - Elektriciteitsmix en marktdynamiek in 2035 CO_2-vrij elektriciteitssysteem, waarin gerekend wordt zonder een grote rol van lange termijn energieopslag (LDES). We gebruiken specifiek dit scenario omdat de grootschalige beschikbaarheid van lange termijn (24-uurs) opslag in 2040 niet realistisch lijkt. De studie van CE Delft en Witteveen & Bos heeft 2035 als zichtjaar, in plaats van 2040, maar hanteert voor dat jaar een verwachte totale elektriciteitsvraag die vergelijkbaar is met die voor 2040 in het cijferbeeld van het NPE, waardoor dit scenario voldoende representatief lijkt.

Sector	Inschatting verwachte vraag 2040
Elektriciteit *(regelbaar vermogen)*	70 PJ houtige biogrondstoffen
Binnenlandse mobiliteit *(wegtransport)*	12-84 PJ
Scheepvaart *(binnenvaart en zeevaart)*	43-91 PJ
Luchtvaart	54-73 PJ
Chemie	Beperkt – 195 PJ
Totaal	**~ 179 – 513 PJ**

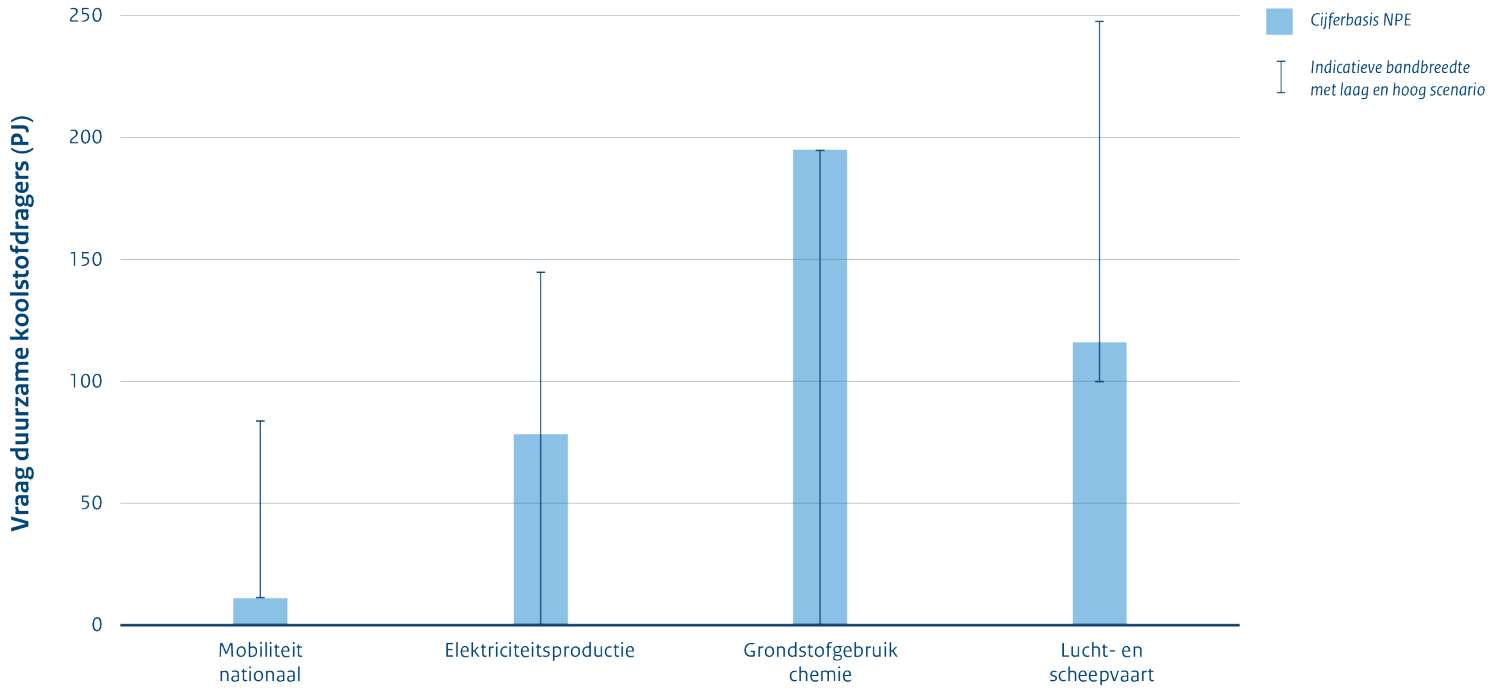
Tabel 6.1 *Overzicht vraag naar duurzame koolstofdragers.*

Sector	Inschatting verwachte vraag 2040
Elektriciteit *(regelbaar vermogen)*	100 PJ
Energetische inzet industrie	100 PJ
Gebouwde omgeving *Gebouwde omgeving* *Warmtenetten*	95-150 PJ *80-135 PJ* *15 PJ*
Glastuinbouw	8 PJ
Totaal	**~303 – 358 PJ**

Tabel 6.2 *Overzicht vraag naar methaan, welke deels wordt ingevuld met aardgas (+CCS) en deels met groen gas.*

Inzet van biogrondstoffen in elektriciteitscentrales met CCS speelt mogelijk een rol, mede met het oog op de behoefte aan koolstofverwijdering. Koolstofverwijdering is noodzakelijk om restemissies te compenseren en om in 2050 klimaatneutraliteit te kunnen bereiken. Op basis van scenariostudies houdt het kabinet rekening met een behoefte aan koolstofverwijdering van 20–25 Mton per jaar.

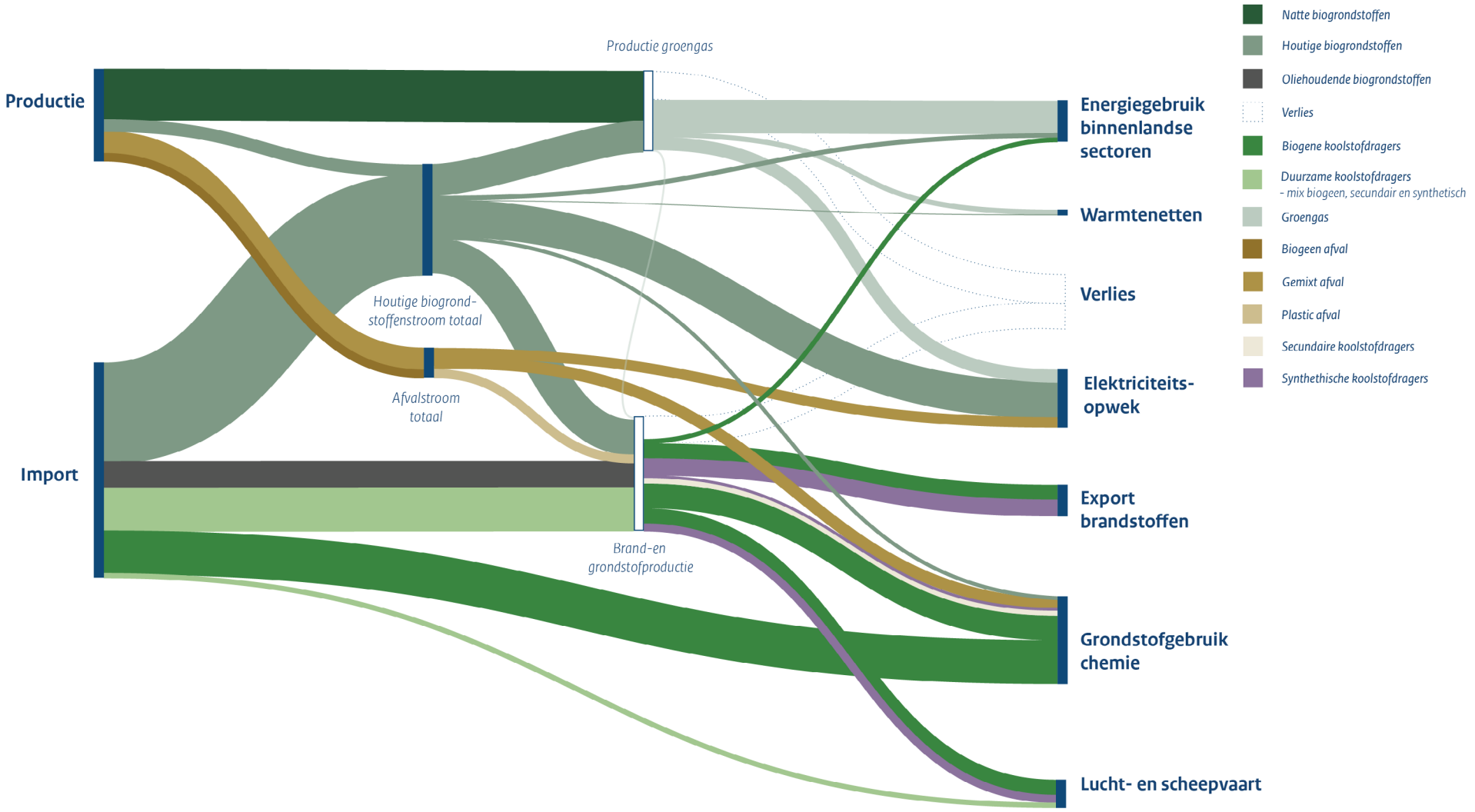
Binnen het energiesysteem zijn verschillende methoden voor koolstofverwijdering denkbaar. CO_2-afvang bij de productie van biobrandstoffen of bij de opwek van warmte en elektriciteit is een kansrijke route, mede omdat de potentie en haalbaarheid van andere routes, zoals *Direct Air Carbon Capture and Storage* (DACCS) en opslag in bossen en bodems, nog onzeker zijn. BECCS is vrijwel de enige techniek die op relatief korte termijn kansen biedt voor significante volumes koolstofverwijdering in Nederland. De opwek van basislast elektriciteit en warmte met biogrondstoffen geldt echter als een laagwaardige toepassing volgens het Duurzaamheidskader Biogrondstoffen. Vanuit dat oogpunt verdient afvang en opslag van biogene CO_2 die vrijkomt bij bioraffinage, waarbij koolstofdragers voor hoogwaardiger toepassingen worden geproduceerd, de voorkeur.



Figuur 6.1 *Illustratie van de onzekerheid in de vraag naar duurzame koolstofdragers in 2040 per vraagsegment (exclusief inzet groen gas in diverse sectoren en ketens). De hoogte van de balk geeft weer hoeveel inzet van duurzame koolstofdragers voor deze sector is aangenomen in de cijferbasis. De bandbreedtes laten zien dat de inzet in andere scenario's zowel veel lager als veel hoger kan uitvallen. Bron: Cijferbasis NPE (2040).*

Zoals eerder aangegeven, zullen biogrondstoffen mogelijk worden ingezet voor regelbaar vermogen in de elektriciteitssector. Hier kan synergie bestaan met koolstofverwijdering indien CCS wordt toegepast, maar dit geldt slechts in beperkte mate. Regelbaar vermogen is immers gericht op een beperkt aantal vollasturen, terwijl een CCS-investering rendabel is bij basislastproductie. Bovendien geldt: hoe meer uren een centrale wordt ingezet, hoe groter het beslag op de beperkt beschikbare biogrondstoffen.

De potentie en haalbaarheid van andere vormen van koolstofverwijdering zijn nog onzeker. Bij bioraffinage hangt dit af van de vestiging van bepaalde industrie in Nederland en bij DACCS van verdere techniekontwikkeling en de beschikbaarheid van duurzame energie. Keuzes over de wijze waarop het kabinet inzet op verschillende vormen van koolstofverwijdering worden in de brede context van het klimaat-, energie- en circulaire economiebeleid bezien.



Figuur 6.2 *Illustratie van de duurzame koolstofstromen in het energiesysteem in 2040. Bron: Cijferbasis NPE (2040).*

6.3 Totale vraag 2040 in relatie tot beschikbaar aanbod

Het grootste deel van de vraag naar duurzame koolstof zal moeten worden ingevuld met biogrondstoffen. Synthetische koolstofdragers groeien vanaf 2030 geleidelijk in voor de luchtvaart en mogelijk ook in beperkte mate voor de zeevaart, maar het merendeel van de vraag naar duurzame brandstoffen zal worden ingevuld met biogene koolstofdragers. Voor binnenlandse mobiliteit en overige energetische toepassingen spelen synthetische koolstofdragers in 2040 geen rol, vanwege de hoge vraag naar duurzame elektriciteit en bijkomende kosten. Met name voor de chemie spelen secundaire koolstofdragers (op basis van recyclebaar plastic afval) naast biogene koolstofdragers een belangrijke rol.

Het is moeilijk te zeggen hoeveel biogrondstoffen in totaal nodig zijn voor het invullen van de vraag naar biogene koolstofdragers, vanwege de grote variëteit in grondstofstromen en productieprocessen met variërende conversieverliezen. Hoe hoog deze verliezen zijn verschilt sterk per productieroute en de grondstoffen die worden gebruikt[102]. PBL komt in de Trajectverkenning Klimaatneutraal Nederland uit op een gemiddeld conversieverlies van ongeveer 50% voor de omzetting van houtige biogrondstoffen naar biogene koolstofdragers.[103] Ook bij de productie van secundaire en synthetische koolstofdragers[104] is sprake van conversieverliezen.

Afhankelijk van waar in de keten de productie- en conversiestappen plaatsvinden, is de vraag naar biogrondstoffen in Nederland hoger of lager. Bij verwerking van biogene grondstoffen in de vorm van commodities, zoals bionafta of biomethanol, is het energievolume dat nodig is om dezelfde hoeveelheid output te produceren lager dan bij het gebruik van ruwe biogrondstoffen. De primaire energieverliezen voor de productie van die biocommodities hebben in dat geval echter elders al plaatsgevonden.

Gegeven de behoefte aan groen gas voor diverse toepassingen en de onzekere beschikbaarheid ervan, zal groen gas met name interessant zijn voor sectoren met een hogere betalingsbereidheid, wat het belang onderstreept om waar mogelijk in te zetten op alternatieven. Groen gas komt voor veel toepassingen in beeld als verduurzamingsroute en wordt aantrekkelijk op het moment dat de kosten voor CO_2-uitstoot toenemen en/of mandaten voor de inzet van duurzame energiedragers oplopen. Omdat voor diverse toepassingen behoefte zal zijn aan groen gas en het aanbod onzeker is, wordt verwacht dat de prijs op termijn zal stijgen. Hierdoor zal groen gas met name aantrekkelijk zijn voor sectoren met een hoge betalingsbereidheid, die ontstaat wanneer de kosten van fossiele CO_2-uitstoot toenemen en alternatieve verduurzamingsopties financieel en/of technisch minder aantrekkelijk zijn.

102 Hoe meer de grondstof moet worden afgebroken om tot de gewenste energiedichte bouwsteen of eindproduct te komen, hoe hoger doorgaans de verliezen. Als de biogrondstoffen redelijk intact blijven, zoals bij de omzetting van suikers of zetmeel in polyesters het geval is, zijn de conversieverliezen lager (Biobased Circular, 2025).

103 PBL (2024). Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050

104 Bij synthetische koolstofdragers zitten de energieverliezen in het feit dat er veel meer energie in de vorm van elektriciteit nodig is (om eerst waterstof te maken en CO_2 af te vangen), dan dat er uiteindelijk in de synthetische koolstofdrager terecht komt.

Op systeemniveau is de inzet van groen gas versus aardgas in combinatie met CCS of koolstofverwijdering elders in het systeem uitwisselbaar. Voor de nationale emissieboekhouding maakt het niet uit waar het groen gas wordt ingezet en waar sprake is van resterend aardgasgebruik. Dit neemt niet weg dat ook voor de inzet van aardgas in combinatie met koolstofverwijdering zal gelden dat de prijs stijgt naarmate het aanbod aan koolstofverwijdering beperkt is.

Zowel het opschalen van het aanbod aan duurzame biogrondstoffen als het bevorderen van de ingroei van alternatieven voor biogrondstoffen zijn van belang om fossiel gebruik te verminderen én te voorkomen dat Nederland een onwenselijk groot beslag legt op het mondiale aanbod aan duurzame biogrondstoffen. Vanuit het perspectief van mondiale rechtvaardigheid is het onwenselijk dat Nederland een buitenproportioneel beslag legt op het mondiaal beschikbare aanbod aan duurzame biogrondstoffen (NPE 2023). Daarbij geldt dat biogrondstoffen ook buiten het energiesysteem onmisbaar zijn - denk naast voedsel en veevoer aan toepassingen als bouwmaterialen, papier, karton en textiel. Dit komt verder aan bod in de Nationale Biogrondstoffenstrategie, welke in het najaar van 2026 verschijnt. In de Nationale Biogrondstoffenstrategie schetst het kabinet een visie op de rol van biogrondstoffen in 2050, gestoeld op de principes dat een duurzaam biogrondstoffensysteem moet passen binnen de ecologische grenzen (met aandacht voor biodiversiteit, bodem-, water- en luchtkwaliteit) en moet bijdrage aan brede welvaart.

Voor de Trajectverkenning Klimaatneutraal Nederland heeft het PBL uiteengezet[105] hoe het aanbod van duurzame biogrondstoffen richting 2050 naar verwachting toeneemt. Daarbij gaat het uitsluitend om Europese biogrondstofstromen[106] die niet ten koste gaan van de voedsel- en veevoerproductie. Het PBL laat zien dat het aanbod de komende 25 jaar flink kan stijgen, maar dat consistent beleid, de ontwikkeling van betrouwbare toeleveringsketens, en kennisontwikkeling over nieuwe verwerkingsmethoden voor uiteenlopende grondstofstromen daarvoor randvoorwaardelijk zijn.

Het stijgende aanbod van duurzame biogrondstoffen biedt ruimte voor een toenemende vraag vanuit transitietoepassingen (met name lucht- en scheepvaartbrandstoffen) en hoogwaardige toepassingen zoals biobased chemie en materialen, mits de koers uit het Duurzaamheidskader Biogrondstoffen wordt gevolgd. Dit betekent dat: 1) biogrondstoffen zo hoogwaardig mogelijk worden ingezet, 2) wordt geïnvesteerd in de ontwikkeling van alternatieven, 3) het gebruik van biogrondstoffen wordt afgebouwd waar alternatieven beschikbaar zijn, en 4) het beschikbare potentieel aan duurzame biogrondstoffen wordt benut en het aanbod verder wordt vergroot.

105 PBL (2024). Beschikbaarheid biogrondstoffen in Nederland en de Europese Unie'.

106 PBL laat import van landen buiten de EU bewust buiten beschouwing, omdat ervan uit wordt gegaan dat qua volumes Europa in zijn eigen vraag moet kunnen voorzien (wat niet betekent dat er geen handel tussen EU en derde landen plaats kan vinden). Een fair share berekening op basis van GDP (in termen van Purchasing Power Parity) laat zien dat de EU28 recht heeft op ongeveer 10% van de wereldwijd beschikbare biogrondstoffen (7,3 tot 19,4 J), wat binnen dezelfde range ligt als het duurzame potentieel uit de EU zelf (9 tot 16 EJ).

In het verwachte aanbod van duurzame biogrondstoffen is tussen nu en 2050 ruimte voor toepassingen die met behulp van biogrondstoffen de transitie maken van fossiele naar alternatieve verduurzamingsopties. De vraag naar biogrondstoffen voor energie, chemie en bouw neemt richting 2050 toe, en ook de aard van de inzet verandert. In de tussenliggende periode is mogelijk een tijdelijk grotere rol weggelegd voor biobrandstoffen in het wegvervoer, kleinschalige warmte- en elektriciteitsopwekking, en de inzet van biomassa voor koolstofverwijdering bij energieopwekking (BECCS).
Bij deze toepassingen blijft het belangrijk om, in lijn met het Duurzaamheidskader Biogrondstoffen, na te gaan of 1) tijdig en tegen redelijke kosten hernieuwbare en duurzame alternatieven zonder biogrondstoffen beschikbaar zijn, en 2) of de biogrondstoffen voor een hoogwaardigere toepassing kunnen worden benut. Indien noodzakelijk, moeten maatregelen worden genomen om lock-in te voorkomen.

Om de duurzame herkomst van biogrondstoffen te waarborgen, vereist de Europese Commissie dat biogrondstoffen gecertificeerd zijn. Dit is een streng gereguleerd, privaatrechtelijk uitgevoerd systeem dat onder toezicht staat van de Europese Commissie en de lidstaten. De duurzaamheidscriteria hebben niet alleen betrekking op CO_2-reductie, maar ook op duurzaam bosbeheer, het behoud van biodiversiteit en de bescherming van oerbossen. Zonder geldig certificaat dat de duurzaamheid borgt, kunnen biogrondstoffen niet als duurzaam worden aangemerkt.



6.4 Opschaling aanbod duurzame koolstofdragers

Met de Visie Opschaling Aanbod Duurzame Koolstofdragers zet het kabinet in op het opschalen van het aanbod aan duurzame koolstofbronnen, het vergroten van de productiecapaciteit van duurzame koolstofdragers en het verbeteren van importmogelijkheden. Het ontwikkelen van toeleveringsketens die kunnen voorzien in de stijgende vraag naar duurzame koolstofdragers vergt een actieve rol van de overheid. Het kabinet beschouwt het stimuleren van de vraag als een cruciale randvoorwaarde, maar erkent dat dit alleen onvoldoende is om het aanbod op een verantwoorde manier op te schalen. De Visie Opschaling Aanbod Duurzame Koolstofdragers brengt daarom in kaart welke inzet op de verschillende schakels van de keten vereist is. Het gaat hierbij om:

1. Het mobiliseren en vergroten van het binnenlandse aanbod aan duurzame koolstofbronnen, zoals duurzame biogrondstoffen, secundaire grondstoffen en niet-fossiele CO_2.

2. Het vergroten van de binnenlandse productiecapaciteit van duurzame koolstofdragers, zodat duurzame koolstofbronnen of duurzame energierijke bouwstenen kunnen worden omgezet in eindproducten.

3. Het verbeteren van importmogelijkheden van duurzame koolstofbronnen, duurzame energierijke bouwstenen en eindproducten, en het aanjagen van internationaal aanbod.

De Visie Opschaling Aanbod Duurzame Koolstofdragers verschijnt gelijktijdig met de actualisatie van het NPE. Het document is een richtinggevend stuk voor de lange termijn en bevat daarnaast concrete acties die op korte termijn genomen kunnen worden om het aanbod aan duurzame koolstofdragers op te schalen.

Daarnaast zet het kabinet met het Programma Groen Gas al langer in op de opschaling van de binnenlandse productie van groen gas. De beleidsdoelstelling bedraagt 2 miljard m^3 (bcm), oftewel circa 70 PJ, aan Nederlandse groen-gasproductie. De sector wordt ondersteund met verschillende instrumenten, waaronder de voorgenomen bijmengverplichting voor groen gas (beoogde inwerkingtreding in 2027), subsidiëring van groengasproductie via vergisting en vergassing binnen de SDE++ en DEI+, en afspraken over de ruimtelijke inpassing van groengasinstallaties. Voor de totale omvang van de bijmengverplichting is naar schatting circa 850 miljoen m^3 groen gas nodig in 2031, waarvan naar verwachting een deel afkomstig zal zijn uit binnenlandse productie.



7. Verantwoorde afbouw van fossiel

7.1 Waarom een verantwoorde afbouw van fossiel

Het kabinet werkt hard aan het realiseren van een weerbare, schone en economisch krachtige samenleving voor de toekomst. Hiervoor is nodig dat we een weerbaar, betaalbaar en klimaatneutraal energiesysteem opbouwen. En we zetten hier belangrijke en grote stappen in. Met bijvoorbeeld de succesvolle uitrol van onder andere wind op zee, zonnepanelen en de realisatie van warmtenetten zorgen we ervoor dat we minder afhankelijk worden van fossiele import en onze eigen schone energie opwekken en gebruiken. Met de voortvarende opbouw van dit nieuwe energiesysteem komen we nu ook in een fase van de transitie waarin we niet alleen moeten blijven werken aan het opbouwen van het nieuwe, maar ook moeten nadenken over het afbouwen van ons oude energiesysteem. Daarbij maakt de situatie in het Midden-Oosten eens te meer duidelijk dat de afhankelijkheid van fossiele import bij verstoringen in de huidige fossiele energieketens tot grote effecten kunnen leiden. De concentratie van producenten in instabiele regio's maakt ons geopolitiek kwetsbaar, leidt tot inherente volatiliteit van prijzen van fossiele energiedragers en leidt daarmee tot grote negatieve effecten bij verstoringen. Met dit hoofdstuk over verantwoorde afbouw van fossiel agendeert het kabinet onderwerpen die wat betreft die afbouw om nadere uitwerking vragen en kondigt een aantal gerelateerde beleidsproducten aan. Het gaat hierbij om deels fundamentele vraagstukken, zoals over de snelheid van afbouw van fossiel en verdeling van lasten.

Met de transitie naar het toekomstig energiesysteem zoals in dit NPE opgenomen zijn we in staat om onze huidige afhankelijkheid van fossiele energie af te bouwen. Dit is belangrijk omdat het gebruik van fossiele energie ons kwetsbaar maakt, het leidt tot ongewenste afhankelijkheid van andere landen, uitstoot van broeikasgassen en luchtverontreiniging. De maatregelen die gericht zijn op het opbouwen van dit systeem, zoals het ETS en de stimulering van opschaling van CO_2-vrije energie, leiden ertoe dat het gebruik van CO_2-vrije energie voor steeds meer toepassingen aantrekkelijk wordt en dus het gebruik van fossiel zal afnemen. Op dit moment is nog meer dan 80 procent van ons energiegebruik fossiel, in de komende jaren gaat dit gestaag verder dalen. Dit betekent ook dat een deel van de oude installaties en onderdelen van het huidige energiesysteem op enig moment zullen moeten ombouwen of verdwijnen. In het NPE uit 2023 is daarom aangekondigd dat het kabinet de afbouw van fossiele energie nader zou uitwerken, waarbij inmiddels aanvullende inzichten over afbouw en opbouw kunnen worden meegenomen. Met deze actualisatie geeft het kabinet ook opvolging aan de motie van de leden De Groot en Grinwis over de gevolgen van de afspraken in COP28 over 'wegbewegen van fossiel' en de motie van het lid Kröger c.s. over het afbouwen van fossiele brandstoffen als hoge prioriteit.[107]

107 Kamerstukken II 2024/25, 32813, nr. 1484 en Kamerstukken II, 2023/24, 32813, nr. 1325.

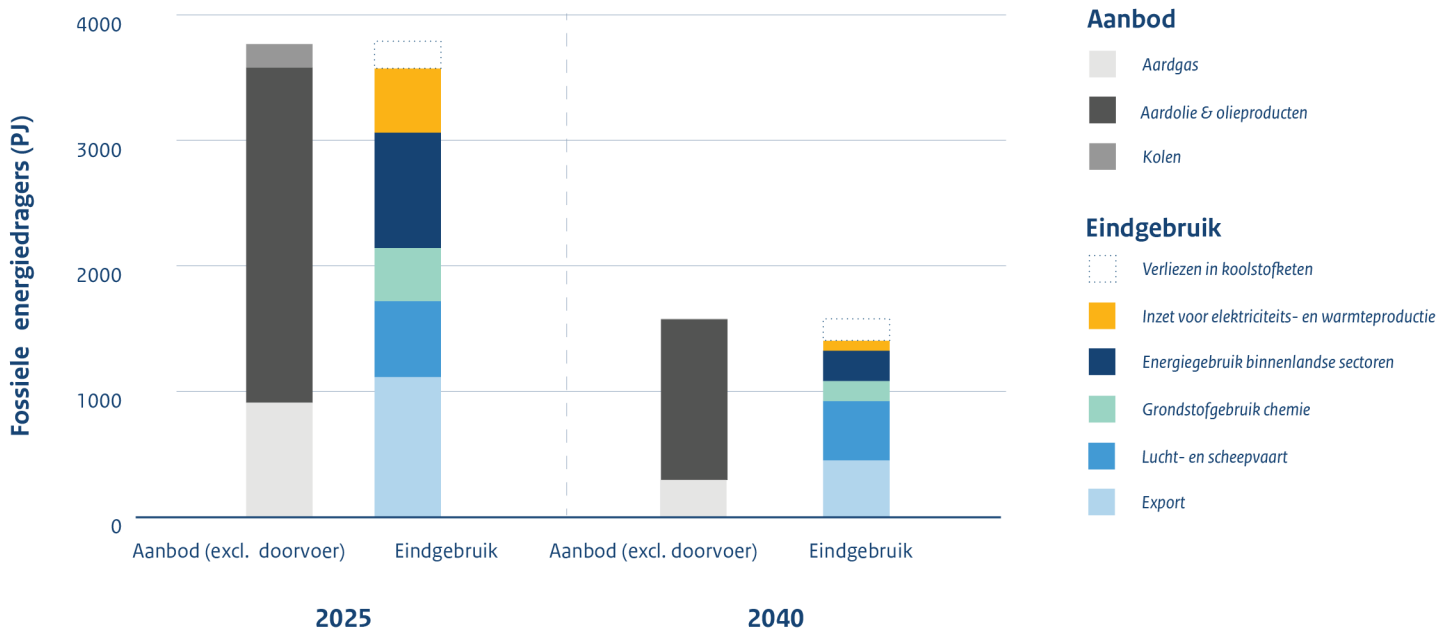
Het kabinet vindt het belangrijk dat we de overgang naar schone energie snel maken. Echter, het afbouwen van fossiele energie kan tot ongewenste effecten leiden als we dit niet zorgvuldig en verantwoord doen. Bijvoorbeeld omdat opbouw en afbouw niet goed op elkaar aansluiten en bedrijven en maatschappelijke organisaties hierdoor in de knel komen, zoals wanneer netcongestie het onmogelijk maakt om over te gaan op elektriciteit als alternatief voor fossiele energie. Of omdat bedrijven met fossiele activiteiten ongecontroleerd snel verdwijnen en hierdoor niet meer investeren in Nederland; niet in toekomstgerichte duurzame activiteiten en ook niet in fossiele energie die we nog wel een tijd nodig hebben voor een weerbaar energiesysteem, zoals aardgas uit de Noordzee. Of omdat de kosten voor de laatste gebruikers van een systeem niet goed verdeeld worden en tot onredelijk hoge gebruikskosten leiden. Dit is vooral uitdagend voor (kwetsbare) huishoudens die (buiten hun macht om) afhankelijk blijven van fossiele energie via bijvoorbeeld hun gasaansluiting. Door hier op tijd over na te denken en duidelijkheid te bieden, kunnen we deze problemen voorkomen. Zo zorgen we dat de investeringen die we doen ook echt passen in een succesvolle transitie. Daarnaast biedt het afbouwen van fossiel energiegebruik ook kansen voor bijvoorbeeld hergebruik van infrastructuur of ruimte waar oude installaties stonden die niet meer gebruikt worden. Ook hiervoor geldt dat een zorgvuldige aanpak kan helpen om deze kansen te benutten.

Dit hoofdstuk agendeert vraagstukken waarop keuzes nodig zijn om deze afbouw op een verantwoorde manier te doen. De belangrijkste vraagstukken zijn in de tekstbox weergegeven. Met ‘afbouw’ wordt hier bedoeld: de uitfasering van fossiele energiedragers olie, aardgas en kolen, in het energie- en grondstoffensysteem[108] van Nederland tot uiteindelijk nul, en het minimaliseren van fossiel gebruik in 2050. Onderstaande passages gaan per fossiele energiedrager (kolen, aardgas, olie) in op het verwachte afbouwpad en welke vraagstukken dit oproept. Daarnaast gaat een passage specifiek in op de bijzondere rol van transitietoepassingen. Dit zijn relatief nieuwe technologieën, die tijdens de transitie hard nodig zijn maar in het eindbeeld niet of op een andere manier gebruikt worden. In de laatste passage is tot slot een overzicht opgenomen van reeds bestaand beleid dat gericht is op verantwoorde afbouw van fossiel.

Belangrijke vraagstukken bij een verantwoorde afbouw van fossiel:

4. Gecoördineerde afbouw van het aardgassysteem met behoud van een stabiel systeem;
5. Eerlijke verdeling van kosten die ontstaan bij teruglopend gasgebruik en – uiteindelijk – ontmanteling van gasinfrastructuur;
6. Mitigeren van risico’s in de brandstoffen- en chemiesectoren bij het afbouwen van olie;
7. Het borgen van randvoorwaarden bij inzet van transitietoepassingen: fossiele toepassingen die eerst nog worden opgebouwd en vervolgens niet of anders worden toegepast;
8. Sturing op opbouw, omvang en gebruik van het CCS-systeem voor fossiele en niet-fossiele CO_2

108 In het NPE omvat de definitie van het energiesysteem ook de inzet van energiedragers als grondstof, dit hoofdstuk gaat dan ook zowel in op de afbouw van fossiele energie als brandstof én als grondstof.



Figuur 7.1 *Overzicht van afbouw primair aanbod fossiel richting 2040. Bron: Cijferbasis NPE.*

7.2 Afbouw fossiel binnen kader van transitie energiesysteem

Het gebruik van fossiel zal de komende jaren naar verwachting gestaag dalen. Dit is te zien in figuur 7.1. Europees en nationaal beleid stuurt op het verminderen van het gebruik van fossiel om uitstoot te verminderen en onze fossiele importafhankelijkheid af te bouwen. Dit proces is versneld na de Russische inval in Oekraïne om import uit Rusland zo snel mogelijk naar nul te krijgen, zo worden vanaf 2026 geen nieuwe gascontracten met Rusland meer gesloten en per 2028 is de import van Russisch gas verboden. Deze afbouw van fossiele energiedragers gaat hand in hand met de opbouw van een energiesysteem dat gebruik maakt van CO_2-vrije energie en hernieuwbare en circulaire grondstoffen[109]. Toch is een klimaatneutraal energiesysteem niet hetzelfde als een energiesysteem zonder fossiele energie.

109 Hiervoor is inzet op energiediplomatie op diversificatie van importstromen van duurzame brandstoffen en grondstoffen van groot belang, Nederland werkt aan een netwerk met een brede groep landen met potentieel voor export richting Noordwest-Europa, om zo de toekomstige leveringszekerheid te borgen, zie ook Kamerstukken II 2023/24, 29023, nr. 512.

Het doel van klimaatneutraliteit biedt daarmee nog geen duidelijkheid over de precieze rol, omvang en afbouw van fossiel.

Klimaatneutraal is niet hetzelfde als fossielvrij. Dit komt omdat fossiel gebruik in grondstoffen niet direct leidt tot uitstoot en door gebruik van fossiele *Carbon Capture and Storage* (CCS) of koolstofverwijdering (ter compensatie van fossiele uitstoot en om op langere termijn daadwerkelijk negatieve emissies te kunnen realiseren). Binnen het energiesysteem worden fossiele energiedragers naast hun rol als *brandstof* ook ingezet als *grondstof (non-energetisch gebruik)*, bijvoorbeeld voor het maken van plastics en verf. Die grondstoffeninzet kent geen directe uitstoot, pas bij verbranding aan het einde van de levensduur komt hieruit uitstoot vrij. Deze inzet leidt dus ook niet direct tot uitstoot die meetelt voor de uitstootdoelen van Nederland. Het gebruik van (niet-gerecyclede) fossiele energiedragers als grondstof is wel in strijd met het doel om te komen tot een circulaire economie. Als onderdeel van dit doel van een circulaire economie is het afbouwen van fossiele energiedragers op zichzelf staand van belang. Daarbij zijn zowel grondstoffen als brandstoffen binnen het energiesysteem in scope.

Voor het tegengaan van klimaateffecten als gevolg van fossiel *brandstof*gebruik (energetisch gebruik), zijn er grofweg vier mogelijkheden, waarbij de derde en vierde optie niet leiden tot het uitfaseren van fossiel:

1. Energiebesparing leidt tot vermindering van gebruik van alle energie, waaronder vooralsnog vooral fossiele energie;

2. Vervanging van fossiele energie door hernieuwbare of nucleaire energie;

3. Vermijding van uitstoot door toepassing van afvang en opslag van CO_2 (CCS) bij verbranding van fossiele energiedragers;

4. Compensatie van uitgestoten CO_2 met koolstofverwijdering elders.

Afvang en opslag van CO_2 als zodanig is een toekomstbestendige technologie. Ook in de toekomst is dit nodig voor koolstofverwijdering – de vastlegging van CO_2 die onttrokken wordt aan de atmosfeer om klimaatverandering tegen te gaan.[110] In de Routekaart Koolstofverwijdering heeft het kabinet het belang van koolstofverwijdering in aanvulling op emissiereductie uitgewerkt als onderdeel van het klimaatbeleid. Koolstofverwijdering moet hierbij worden gezien als tweede spoor en geen vervanging van of compensatie voor emissiereductie. Uitgangspunt is dus om maximaal in te zetten op emissiereductie en zo afhankelijkheid van koolstofverwijdering te minimaliseren, in lijn met de contourenbrief Klimaatplan, het Klimaatplan 2025-2035 en de Routekaart Koolstofverwijdering. Een tweede belangrijk

110 Kamerstukken II 2025/26, 32 813, nr. 1505.

uitgangspunt is de inzet om CO_2-opslagcapaciteit zo hoogwaardig[111] mogelijk te gebruiken. Daarnaast is de verwachting dat op termijn de toepassing van CCS zal verschuiven van fossiel naar steeds meer niet-fossiel. Bij de ontwikkeling van CO_2-infrastructuur en opslag zal rekening worden gehouden met deze groeiende vraag naar CCS-capaciteit vanuit koolstofverwijdering. Het is van belang de vinger aan de pols te houden en te monitoren of de markt zich wel zodanig ontwikkelt dat het ook kan voldoen aan de toekomstige vraag van koolstofverwijdering. Indien de markt zich anders ontwikkelt dan gewenst kan dit betekenen dat het bestaande CCS-beleid en -instrumentarium aangepast en uitgebreid moet worden, waarbij één van de dilemma's is welke vorm van nationale sturing mogelijk en wenselijk is binnen een opstartende CCS-markt en zich ontwikkelende Europese regelgeving.

De mate waarin de vier bovengenoemde opties worden toegepast levert een onzekerheid voor de mate van afbouw in de tijd.[112] De toepassing ervan zal naar verwachting ook verschillen per sector, zoals hieronder nader wordt uitgewerkt.

7.3 Vraagstukken bij afbouw van kolen, aardgas en olie

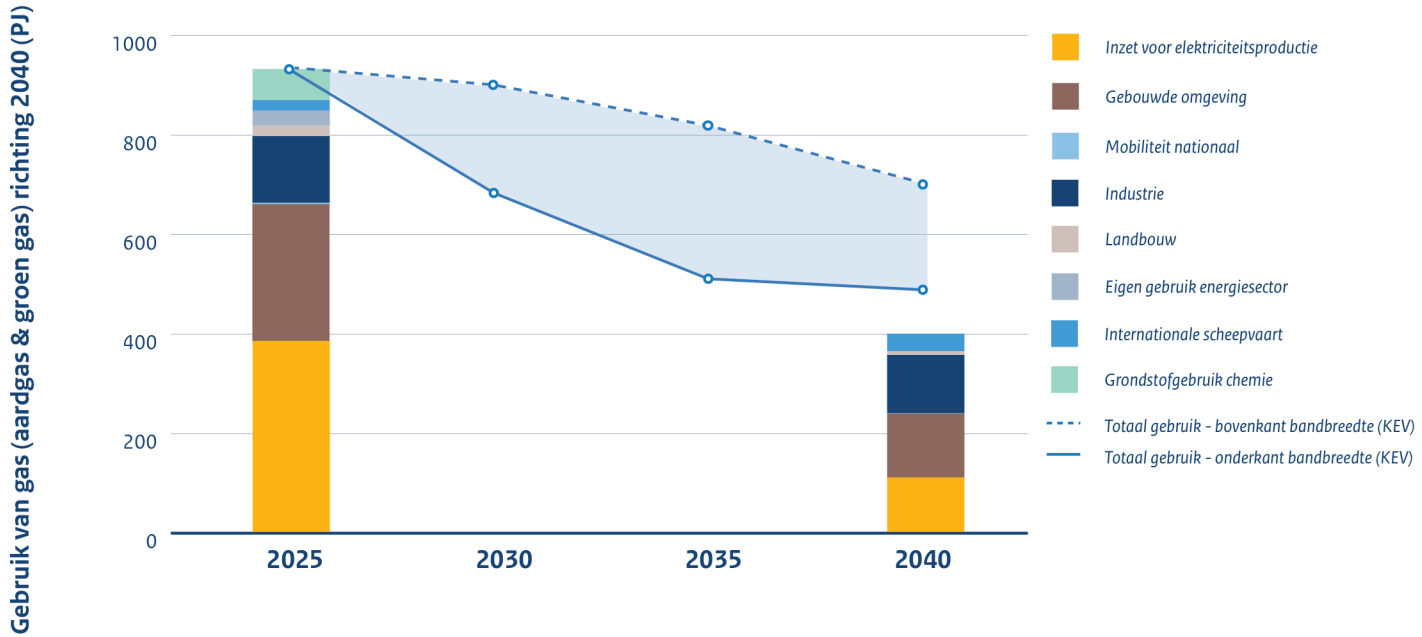
7.3.1 *Kolen*

De inzet van kolen beperkt zich op dit moment vrijwel geheel tot inzet voor elektriciteitsproductie en voor de productie van staal. De inzet van kolen in de elektriciteitsproductie is vanaf 2030 verboden.[113] De afname in regelbaar vermogen die dit tot gevolg heeft, heeft (naast andere factoren) effect op de voorzieningszekerheid van elektriciteit [zie sectie 4.5.3 van het elektriciteitshoofdstuk]. Het overige deel van de uitfasering van kolen betreft de inzet bij de staalproductie. De Joint Letter of Intent met Vervangen door Tata Steel Nederland (TSN) specificeert de voorgenomen twee fasen voor verduurzaming van de staalproductie in Nederland; waarbij is de eerste fase een Kooksgasfabriek (KGF) en hoogoven (HO) worden vervangen door een *Direct Reduced Iron Plant* (DRP) en *Electric Arc Furnace* (EAF). Dit halveert grof genomen tussen 2035 en 2037 het kolengebruik. In een tweede fase (na 2037) wordt ook de resterende kolengebaseerde productie vervangen, afhankelijk van technologische en marktontwikkelingen.

111 Koolstofverwijdering kent veel verschillende methoden die op verschillende manieren koolstof opslaan en verschillende voor- en nadelen met zich meebrengen. In de Routekaart Koolstofverwijdering is aangegeven dat alleen vormen van koolstofverwijdering met een robuuste methodologie en boekhouding worden benut, waarbij de inzet is CO_2 -opslagcapaciteit zo hoogwaardig mogelijk te gebruiken.

112 In de Trajectverkenning Klimaatneutraal (TVKN) heeft PBL verschillende trajecten naar een klimaatneutrale samenleving en energiesysteem uitgewerkt die onderling verschillen in bijvoorbeeld de inzet van CCS en koolstofverwijdering. Hierdoor geven deze trajecten ook een ander beeld over de inzet van fossiele energie, ook in 2050.

113 Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie



Figuur 7.2 *Finaal gasgebruik in Nederland. Bronnen: CBS (2025); Cijferbasis NPE (2040); KEV 2026 (KEV onderkant en bovenkant bandbreedte).*

7.3.2 *Aardgas*

Aardgas speelt vanaf de jaren zestig een grote rol in vrijwel alle onderdelen van het Nederlandse energie- en grondstoffensysteem. Vervanging door duurzame alternatieven zal het gebruik komende decennia stapsgewijs laten dalen en uiteindelijk doen verdwijnen. Zolang volwaardige, duurzame alternatieven onvoldoende beschikbaar zijn, is aardgas nog essentieel voor onze samenleving. Denk bijvoorbeeld aan de gascentrales en warmtekrachtkoppelingsinstallaties (WKK's) tijdens een periode met weinig zon en wind, of aan de piek- of noodvoorziening voor warmtenetten. Hierom moet het aardgassysteem ook tijdens de transitie goed functioneren om het energiesysteem stabiel te houden.[114] Ook kan aardgas tijdens de transitie helpen uitstoot te verminderen ter vervanging van vervuilendere brandstoffen, zoals vervanging van diesel in scheepvaart of kolen in staalproductie. De centrale rol van aardgas vraagt dus om een zorgvuldige afbouw, waarbij geborgd is dat tijdige afbouw mogelijk is en er in de tussentijd voldoende betaalbaar aardgas beschikbaar is.

114 Een recente studie naar energiezekerheid van het energiesysteem op lange termijn wijst bijvoorbeeld op de mogelijkheden die gasinfrastructuur potentieel biedt om energiezekerheid op lange termijn te vergroten, zie hoofdstuk 6 in *Energy security in transition*, Trinomics & Common Futures (2024).

Om ervoor te zorgen dat Nederland haar klimaatdoelstelling bereikt, stuurt het kabinet op tijdige opschaling van duurzame energie en daarnaast middels energiebesparing op afbouw van gebruik van fossiele dragers als aardgas. Als gevolg hiervan zal aardgasgebruik dalen, al zijn hierin onzekerheden en verschilt de daling per sector. Figuur 7.2 laat zien hoe groot de marge is tussen het cijferbeeld van deze actualisatie van het NPE in 2040 vergeleken met nu, maar ook de bandbreedte van het gasgebruik in de KEV tussen nu en 2040. De cijfers van de KEV gaan uitsluitend uit van beleidsmaatregelen die al zijn vastgesteld of aangekondigd (vastgesteld en voorgenomen beleid) en daardoor komt het gasgebruik hoger uit dan in het cijferbeeld van dit NPE. De belangrijkste onzekerheden zijn de toepassing van besparing, CCS en koolstofverwijdering en onzekerheden over tijdige opbouw van duurzame alternatieven. Deze opbouw kent regelmatig beperkingen in de uitvoering, waarvan netcongestie de meest duidelijke is met forse impact op de mogelijkheden om te elektrificeren als alternatief voor aardgas in vrijwel alle sectoren.

Voor aardgasgebruik in de *elektriciteitsketen* stuurt het Europese emissiehandelssysteem (ETS1) naar nul emissies en bouwen alternatieven voor aardgas gestaag op. Hierdoor is het aandeel van aardgas de afgelopen jaren stevig gedaald. Het verder vergroten van CO_2-vrij aanbod in samenhang met de verwachte groei van de elektriciteitsvraag, het opbouwen van meer flexibiliteit in het systeem (o.a. opslag en vraagsturing) en het CO_2-vrij maken van de resterende behoefte aan centrales voor regelbaar vermogen bij langere perioden zonder zon en wind, vormen hierbij de voornaamste uitdagingen.

In de *gebouwde omgeving* nam het gasgebruik afgelopen jaren af. De grootste onzekerheden richting de toekomst bestaan uit de snelheid van de opbouw van isolatie, duurzame collectieve warmte, elektrificatie en beschikbaarheid van groen gas. Gemeenten hebben de regie op de wijkaanpak en kunnen na de inwerkingtreding van de Wet Gemeentelijke Instrumenten Warmtetransitie via de aanwijsbevoegdheid aardgaslevering op wijkniveau uitfaseren.[115]

In de *industrie* zijn de onzekerheden over gasgebruik tijdens de transitie aanzienlijk groter, met ook nog grote verschillen per bedrijfstak. Bij de inzet van aardgas als brandstof bestaat er allereerst onzekerheid over de omvang van de toekomstige vraag op basis van industriële activiteiten in Nederland. Een tweede onzekerheid betreft de omvang van toepassing van CCS als route om uitstoot te verminderen vergeleken met alternatieve routes van verduurzaming, zoals elektrificatie en hernieuwbare waterstof. Dit geldt in het bijzonder voor processen die hoge temperatuur proceswarmte nodig hebben. Daarnaast is dit afhankelijk van beschikbaarheid en prijs van elektrificatie en hernieuwbare waterstof. Naast directe afvang bij verbranding van aardgas in productieprocessen, kan deze optie ook worden toegepast bij productie van koolstofarme waterstof uit aardgas, waarbij de CO_2 wordt afgevangen bij productie van waterstof die vervolgens wordt ingezet ter vervanging van aardgas in industriële processen. Een derde onzekerheid betreft specifiek de staalsector waar aardgas naar verwachting (conform maatwerkafspraak met Tata Steel Nederland) wordt ingezet ter vervanging van kolen en dit tot aanzienlijke stijging van de aardgasvraag leidt. Bij de inzet van aardgas als grondstof speelt een vierde onzekerheid. In de kunstmestsector kunnen producenten

115 Wet gemeentelijke instrumenten warmtetransitie (WGIW)

aardgas blijven gebruiken in combinatie met CCS voor productie van ammoniak (als basis voor productie van kunstmest), of gebruik kunnen maken van syngas uit circulaire bronnen, dan wel goedkoop ammoniak importeren waardoor een flink deel van de industriële aardgasvraag in Nederland wegvalt. In de raffinagesector kunnen producenten aardgas blijven gebruiken in combinatie met CCS voor productie van koolstofarme waterstof, of hernieuwbare waterstof gebruiken, waarbij wederom een deel van de industriële aardgasvraag wegvalt.

In de *mobiliteitssector* is de aardgasvraag van oudsher klein. Toch is er nog wel onzekerheid over de mogelijke inzet van vloeibaar gas (LNG) als transitiebrandstof in de zeevaart, zoals bijvoorbeeld blijkt uit het ADAPT-scenario van TNO. Afhankelijk van de precieze regelgeving die voortkomt uit het mogelijke akkoord binnen de Internationale Maritieme Organisatie (IMO) en de technologische ontwikkeling kan dit in Nederland om aanzienlijke volumes gaan omdat er veel schepen aanmeren in Nederlandse havens.

In de *landbouw* is onzekerheid over aardgasgebruik vooral afhankelijk van de opbouw van alternatieven voor de glastuinbouw, zoals duurzame warmte. Dit geldt in het bijzonder voor gebruik van aardgas in warmtekrachtkoppelingen (WKK's) in de glastuinbouw die warmte produceren en daarnaast regelbaar vermogen leveren voor het stabiliseren van het elektriciteitsnet. In dit kader is ook het gebruik van CO_2 als grondstof door de glastuinbouw van belang die nu veelal uit aardgas afkomstig is. Alternatieven voor deze CO_2 zijn nodig om van aardgas over te stappen naar duurzame alternatieven.

7.3.3 *Verantwoorde afbouw van aardgassysteem vereist coördinatie*

Verantwoorde afbouw van het aardgassysteem vereist een gecoördineerde aanpak over de hele keten. Het gassysteem bestaat uit meerdere schakels die gezamenlijk zorgen voor een betrouwbare gasvoorziening. Het systeem is zodanig ontworpen dat het piekvraag, seizoenschommelingen en onverwachte tekorten kan opvangen. Op dit moment zijn er dan ook geen concrete zorgen over de gasleveringszekerheid. Wel vragen de situatie in het Midden-Oosten en de lage vulgraden om extra aandacht voor zowel het nationale systeem als de leveringszekerheid in Europa.[116] Hier agendeert het kabinet een aantal stappen om te komen tot een gecoördineerde aanpak en gefaseerde afbouw van het aardgasverbruik. Het kabinet gaat hierbij in op zowel het aanbod van aardgas, de infrastructuur en kostenverdelingsvraagstukken.

1. Voldoende aanbod uit eigen bodem

In de overgang naar een klimaatneutraal energiesysteem blijft aardgas voorlopig nog nodig. Hierbij heeft het kabinet, in lijn met de Kamerbrief over het Sectorakkoord Gaswinning in de Energietransitie[117], een voorkeur voor aardgas met zo min mogelijk klimaatimpact en zo min mogelijk afhankelijkheid van andere landen. Het kabinet wil het benodigde gas daarom zoveel mogelijk uit eigen bodem halen. Met het Sectorakkoord zet het kabinet in op opschaling van gaswinning uit gasvelden op de Noordzee. Voor gaswinning uit de kleine velden op land

116 [PM verwijzing Kamerbrief strategisch gas].

117 Kamerstukken II 2024/25, 33 529, nr. 1293

zijn er aanvullende afspraken gemaakt[118]. Deze aanvullende afspraken moeten bijdragen aan het vinden van een balans tussen enerzijds de zorgen van inwoners en regionale bestuurders, en anderzijds de belangrijke functie die gaswinning op land nog heeft. Naast het maken van aanvullende afspraken voor gaswinning op land zet het kabinet tevens in op de dialoog met de omgeving via het programma Duurzaam Gebruik Diepe Ondergrond. Hierin zal ook stil worden gestaan bij de winning van gas (en olie) op land tijdens de transitieperiode. De huidige en de toekomstige Nederlandse gaswinning zal ten minste onder het niveau van de binnenlandse aardgasvraag blijven. Hierdoor zal de afbouw van de gaswinning in Nederland volgend zijn uit de verdere vermindering van het gasverbruik, voor zover dit niet eerder gebeurt door uitputting van gasreserves.

Het gasverbruik in Nederland is nog veel hoger dan de eigen productie. Voor het borgen van de leveringszekerheid is Nederland naast de binnenlandse gaswinning in belangrijke mate mede afhankelijk van geïmporteerd gas. Een belangrijk deel van dat geïmporteerde gas komt via pijpleidingen uit Noorwegen, het Verenigd Koninkrijk en België. Noors pijpleidinggas kent een emissievoetafdruk vergelijkbaar aan die van Nederlands gewonnen aardgas en vormt daardoor, naast het feit dat Noorwegen een stabiele en betrouwbare partner is, een waardevolle aanvulling op onze gasmix. Om in de totale gasvraag te voorzien is LNG-import, met een nadrukkelijk hogere emissie voetafdruk, nog steeds noodzakelijk.[119] In het kader van de afbouw richting 2050 wil het kabinet verkennen of in lijn met de daling van de vraag, de LNG-import afgebouwd kan worden.[120] Op deze wijze wordt de klimaatimpact zo veel mogelijk beperkt. Het verschil in kostprijs voor importeurs en producenten speelt hierbij ook een rol. De kostprijs van LNG is doorgaans hoger dan die van lokaal geproduceerd gas en gas dat per pijpleiding geïmporteerd wordt. Tegelijkertijd geldt dat de prijs waarvoor gas op de gasmarkt verkocht wordt aan afnemers hetzelfde is, ongeacht de bron. Dit maakt het aannemelijk dat wanneer op termijn de vraag (en dus ook de verkoopprijs aan afnemers) daalt, het voor energiebedrijven aantrekkelijker zal zijn om lokaal geproduceerd gas in te kopen en minder aantrekkelijk zal zijn om LNG naar de EU te importeren. Verder worden er uiterlijk in 2030 via de Europese methaanverordening normen opgesteld voor de methaanuitstoot bij de productie van aardgas. Deze normen moeten ook gaan gelden voor aardgas (LNG) dat wordt geïmporteerd naar de EU. Dit moet uiteindelijk leiden tot emissiereducties van methaan ook buiten de EU. Het kabinet volgt aandachtig hoe dit zich de komende tijd gaat ontwikkelen.

2. Aardgasinfrastructuur in de energietransitie

Zodra het gebruik van aardgas afneemt, zal ook op enig moment de infrastructuur niet meer nodig zijn. Deze situatie brengt uitdagingen met zich mee zoals uitfasering: bepalen welke onderdelen wanneer worden ontmanteld en welke kunnen worden hergebruikt in de energietransitie. Daarbij is het van belang om mee te nemen waar de infrastructuur nodig zal blijven voor het transport van groen gas, dat ook van het

118 Kamerstukken II 2025/26, 33 529, nr. 1368.

119 Kamerstukken II 2025/26, 29 023, nr. 532.

120 In de toekomst kunnen LNG-import terminals ook gebruikt gaan worden voor import van biogas (ook wel bio-LNG genoemd) of e-methaan. Dit zal echter naar verwachting op veel kleinere schaal zijn dan de huidige import van fossiele LNG, waardoor afbouw van de importcapaciteit te verwachten is.

gasnetwerk gebruik zal maken. Onder aardgasinfrastructuur vallen alle componenten die nodig zijn om aardgas van bron tot eindgebruiker te brengen. Grofweg kan aardgasinfrastructuur, naast de winningsinstallaties, opgedeeld worden in drie componenten die allemaal een eigen functie vervullen: pijpleidingen voor transport, gasopslagen en LNG-terminals voor import. Of en hoe deze componenten in de toekomst ingezet gaan worden in het energiesysteem verschilt per onderdeel. Hieronder wordt daarom kort ingegaan op de verschillende soorten infrastructuur en hun uitdagingen.

- *Pijpleidingen:*[121] met de afname van het gebruik van gas wordt de capaciteit van leidingen mogelijk minder gebruikt. Dit heeft als gevolg dat sommige leidingen niet meer nodig zijn voor het transport van aardgas en mogelijk kunnen worden hergebruikt. Sommige leidingen kunnen (en zullen) worden hergebruikt voor het landelijk waterstofnetwerk. Ook zijn er initiatieven waar onderzocht wordt of leidingen uit gasproductienetten hergebruikt kunnen worden voor CO_2-transport. Hoe meer de gasvraag daalt, hoe meer capaciteit er vrijgemaakt kan worden voor de energietransitie. Hier zullen keuzes gemaakt moeten worden voor de herbestemming van delen van het transportnet. Andere delen van de Nederlandse aardgasnetten zullen niet opnieuw gebruikt worden, deze worden ontmanteld wat leidt tot kosten, zoals hieronder nader wordt toegelicht.
- *Gasopslagen:* (ondergrondse) gasopslagen zullen stap voor stap uit het gassysteem verdwijnen. Op basis van de nationale en Europese leveringszekerheidsbehoefte wordt door de Autoriteit Consument en Markt (ACM) beoordeeld of een gasopslag nog nodig is in het energiesysteem. Dit is complex want gasopslagen vervullen verschillende functies. Zo worden sommige gasopslagen gebruikt om bij te springen wanneer er veel capaciteit gevraagd wordt. Andere opslagen zijn specifiek voor het overbruggen van de seizoensvraag. Wanneer de ACM oordeelt dat een gasopslag niet langer nodig is, kan er gekeken worden naar een nieuwe functie. Ook hier zijn verschillende opties mogelijk, bijvoorbeeld winning van het veld dat wordt gebruikt als gasopslag of ontmanteling. Voordat een gasopslag als veld gewonnen kan worden moet er ook een Mijnbouwwetprocedure doorlopen worden. In deze procedure wordt ook de planmatigheid en doelmatigheid van de mogelijke winning beoordeeld, waar ook het belang van het opslaan van gas wordt gewogen.
- *LNG-terminals:* op dit moment is voldoende LNG-import capaciteit nog van essentieel belang voor de leveringszekerheid. In Nederland wordt gewerkt aan behoud van capaciteit gelieerd aan de volume- en capaciteitsvraag. Echter zodra de gasvraag daalt kan de Europese LNG capaciteit afgebouwd worden. In een recente studie van TNO naar de waterstofgereedheid van LNG-terminals[122] wordt gesteld dat synthetisch LNG of Bio-LNG zonder aanpassingen van de terminals kan worden

121 Pijpleidingen worden gebruikt voor het transporteren van gas. In Nederland wordt onderscheid gemaakt tussen drie verschillende soorten netten. 1) Transmissienetten: dit zijn de hoofdaders van het gasnetwerk en worden ook wel het landelijk transportnet genoemd. Dit net wordt beheerd door GTS. 2) Distributienetten: dit zijn fijnmazige netwerken die het gas verder verspreiden naar eindgebruikers zoals huishoudens, maatschappelijke organisaties en bedrijven. Distributienetten worden beheerd door regionale netbeheerders. 3) Gasproductienetten: dit zijn netwerken die aardgas direct vanaf de winningslocaties naar het transmissienet transporteren. Gasproductienetten zijn in de regel eigendom van private partijen.

122 Kamerstukken II, 2025/26, 29 023 nr. 563 Bijlage: TNO (2025). Hergebruik van LNG-infrastructuur in Nederland.

geïmporteerd. Voor andere energiedragers zoals ammoniak of vloeibaar waterstof zijn veel meer aanpassingen nodig. Hergebruik van LNG-infrastructuur voor deze laatstgenoemde energiedragers lijkt op het eerste gezicht dan ook niet waarschijnlijk.

Zoals geschetst zijn er veel verschillende elementen en stakeholders die nauw met elkaar samenhangen. Het kabinet zal het verloop van de afbouw van aardgas de komende jaren nauwgezet monitoren en beziet daarbij hoe de inzet van aardgasinfrastructuur afgestemd kan worden op een dalende gasvraag.

3. Verdeling van (toekomstige) kosten

De verwachting is dat de kosten voor het gasnet per aansluiting gaan stijgen tijdens de energietransitie. Dit brengt het dilemma met zich mee hoe de kosten van het gasnet eerlijk kunnen worden verdeeld over de tijd en over afnemers. Steeds meer huishoudens, maatschappelijke organisaties en bedrijven zullen eerst minder en uiteindelijk geen aardgas meer gebruiken. Hierdoor worden kosten voor het gassysteem over steeds minder volume en steeds minder gebruikers verdeeld. Na de inwerkingtreding van de Wet gemeentelijke instrumenten warmtetransitie (Wgiw) hebben gemeenten de bevoegdheid om op gebiedsniveau aan te wijzen wanneer aardgas vervangen wordt door alternatieven voor de warmtevoorziening. Met deze aanwijsbevoegdheid zullen gemeenten ook wijken gaan aanwijzen waar in het geheel geen gasaansluitingen meer nodig zijn en dus ook het distributienet verwijderd kan worden. Door deze ontwikkeling worden de beheerskosten voor het gasnet – naar verwachting stabiel voor de komende jaren - op den duur verdeeld over minder aansluitingen en stijgen de kosten per aansluiting naar verwachting. Om te voorkomen dat de tarieven voor het gasnet te sterk gaan oplopen zijn er al daarom al maatregelen genomen. De ACM heeft in het methodebesluit 2022-2026 besloten kapitaalkosten deels naar voren te halen en op te nemen in de tarieven die door de huidige gebruikers worden betaald.[123] In het methodebesluit 2027-2031 heeft de ACM deze maatregelen ongewijzigd gelaten. De ACM geeft daarbij aan dat het door maatschappelijke en (geo)politieke ontwikkelingen onzeker is hoe het gasverbruik zich gaat ontwikkelen.

Daarnaast maken netbeheerders kosten voor het verwijderen van aansluitingen en gaan ze kosten maken voor het ontmantelen van delen van het transport- en distributienet. De omvang hiervan is nog onzeker maar naar verwachting substantieel, afhankelijk van het feit of het gaat om een beperkt deel van de huidige distributienetten of om het merendeel ervan. Deze kosten zijn (nog) niet verwerkt in huidige tarieven en daarmee leidt dit tot een aanvullend maatschappelijk vraagstuk over de verdeling van deze kosten. De ACM onderzoekt momenteel hoe omgegaan kan worden met dit verdelingsvraagstuk: de ACM kan straks besluiten om netbeheerders een voorziening laten te treffen voor toekomstige verwijderingskosten en de kosten hiervan op te nemen in de tarieven van de huidige gebruikers. Het kabinet wacht voorstellen vanuit de ACM af, en zal die meewegen bij het maken van keuzes over het verdelingsvraagstuk dat afnemend gasgebruik met zich meebrengt.

123 ACM heeft in het methodebesluit voor reguleringsperiode 2021-2026 besloten de een deel van de kapitaalkosten naar voren te halen in de tijd zodat (de kleinere groep) toekomstige gebruikers niet een onredelijk deel van de kosten betaalt. In de WGIW is opgenomen dat netbeheerders een voorziening kunnen treffen voor verwijderingskosten, ACM bepaalt wat hiervoor een doelmatige invulling is. Hierdoor betalen huidige gebruikers mee aan de (toekomstige) verwijderingskosten.

7.3.4 *Afbouw aardolie vraagt om veranderende rol overheid*

In Nederland zijn wat betreft aardolie drie sectoren van belang: de raffinagesector, de chemiesector en brandstofvraag vanuit mobiliteit. Deze sectoren zijn sterk met elkaar verbonden en elk van de sectoren is in transitie. De raffinagesector produceert producten voor de andere twee sectoren. Doordat de sturing op afbouw van fossiele brandstoffen sterker is dan de sturing op afbouw van fossiele chemieproducten, is de zekerheid over de afbouw in deze sector groter. De transities in de drie aardolie sectoren brengen vraagstukken met zich mee, die anders van aard zijn dan bij aardgas vanwege de sterk private inrichting van de aardolie sectoren.

1. Afbouw van fossiele brandstoffen voor de mobiliteit is relatief zeker

Het afbouwpad van de fossiele brandstoffenvraag in de mobiliteit is relatief zeker ten opzichte van de andere sectoren. Nationaal en internationaal beleid geeft sturing aan de afbouw aan fossiele vraag in deze sectoren: denk bijvoorbeeld aan vraagnormering zoals het EU-verbod op de verkoop van fossiele brandstofauto's vanaf 2035, en internationale afspraken over lucht- en scheepvaartbrandstoffen binnen de EU, het IMO en de ICAO[124]. De precieze invulling van het afbouwpad in de mobiliteit hangt samen met de beschikbaarheid en kosten van verduurzamingsopties en de concurrentiepositie van Nederland op het gebied van productie en bunkering van brandstoffen voor de scheepvaart en de luchtvaart.

Het kabinet vindt ook tijdens het afbouwen van fossiele brandstoffen de leveringszekerheid ervan belangrijk. Goede mobiliteitsvoorzieningen (waaronder ook OV) zijn in de transitieperiode cruciaal om bijvoorbeeld vervoersarmoede te voorkomen. Zo kunnen bijvoorbeeld door snelle daling van de aantallen tankstations mensen die daar afhankelijk van zijn voor hun dagelijkse mobiliteit in de knel komen te zitten. Ook voor de weerbaarheid van Nederland is leveringszekerheid van brandstoffen van belang, bijvoorbeeld voor defensie (waar eveneens sterk wordt ingezet op hernieuwbare brandstoffen). Voor de zeevaart en luchtvaart geldt dat bij snelle afbouw van de raffinagesector de betaalbaarheid en de beschikbaarheid van fossiele transportbrandstoffen kunnen verminderen, waardoor de sectoren in de transitiefase meer afhankelijk worden van import van fossiele brandstoffen. Deze toenemende mate van afhankelijkheid kan worden voorkomen door het ondersteunen van de opbouw van alternatieven, bijvoorbeeld door verdere vraagcreatie.

2. Afbouw van fossiele activiteiten in de chemiesector is relatief onzeker

De afbouw van fossiele activiteiten in de chemiesector is onzekerder dan in de mobiliteitssector, omdat er minder vraag is naar alternatieven, bij gebrek aan normerend beleid. De chemiesector gebruikt de fossiele grondstoffen geproduceerd door de raffinagesector om via een aantal conversiestappen een grote variëteit aan producten te produceren. De grootte van de vraag naar fossiele grondstoffen in de chemie hangt onder andere af van de concurrentiepositie van de Nederlandse chemiesector,

124 In de Internationale Maritieme Organisatie IMO is in april 2025 weliswaar overeenstemming bereikt over een 'net zero framework' voor uitstootreductie in internationale scheepvaart, maar over de adoptie is discussie ontstaan, waardoor aanpassingen niet uitgesloten zijn. Binnen de internationale luchtvaartorganisatie ICAO is de Regeling voor CO_2-compensatie en -reductie voor de internationale luchtvaart, CORSIA, van toepassing.

de beschikbaarheid en kosten van duurzame grondstoffen[125]; van de mogelijkheden voor ombouw van bestaande installaties voor gebruik van deze duurzame grondstoffen, bijvoorbeeld door bijmenging; en van de opbouw van nieuwe productie van alternatieve producten. EU-beleid op circulaire economie geeft doelstellingen voor de ombouw en opbouw van duurzame koolstof in de chemie, maar door gebrek aan vraag komt dit op dit moment niet op gang. Binnen Europa pleit Nederland voor maatregelen om de vraag naar producten op basis van duurzame koolstofbronnen te stimuleren, wat bedrijven investeringszekerheid kan bieden. Binnen de EU *Critical Chemical Alliance* wordt gewerkt aan concrete voorstellen hiervoor.

Het kabinet wil in de chemie de balans vinden tussen de verantwoorde afbouw van fossiele grondstoffen en tijdige ombouw en opbouw van duurzame koolstoffen. Het afbouwen van fossiele grondstoffen in de sector kan leiden tot vertrek van economische activiteit, waardoor keteneffecten kunnen ontstaan voor afnemers, en clustereffecten door verlies van gedeelde infrastructuur en verwevenheid van productieprocessen. Dit beperkt ook de mogelijkheden voor opbouw van alternatieven. Te snelle afbouw van fossiele grondstoffen in de chemie voordat ombouw naar en opbouw van duurzame chemie kan plaatsvinden, leidt tot verminderde strategische autonomie, verminderd verdienvermogen en het niet bereiken van circulaire doelen. Aan de andere kant kan blijvende productie op basis van fossiel juist schaarse milieuruimte, fysieke ruimte, energie, arbeid en kapitaal in beslag nemen die de opbouw van duurzame activiteiten belemmert.

3. Afbouw van fossiele activiteiten in de raffinagesector volgt de twee vraagsectoren

De transities in de twee vraagsectoren beïnvloeden de afbouw van de fossiele raffinagesector, vooral door de snelheid waarmee de vraag naar verschillende fossiele raffinageproducten daalt. De raffinagesector zal vanwege deze verminderende vraag sowieso krimpen. Toekomstverkenningen voorspellen een afname van fossiele activiteiten van 65% tot 95% in 2050[126]. De mate van afname hangt ook af van de concurrentiepositie van de Nederlandse fossiele raffinage ten opzichte van het buitenland, en van de snelheid van de opbouw van (vraag naar) duurzame productie en/of import. De concurrentiepositie hangt af van de CO_2-kosten, de verduurzamingsmogelijkheden voor fossiele raffinaderijen, en mogelijkheden tot aanpassing van de geproduceerde producten van een raffinaderij. Dit laatste is belangrijk omdat de vraag naar benzine en diesel naar verwachting sneller zal dalen dan de vraag naar andere fossiele producten, waardoor een raffinaderij de productmix zal moeten aanpassen. Het verschilt per raffinaderij in welke mate aanpassing van de productmix mogelijk is.

125 Biogrondstoffen, secundaire grondstoffen (grondstoffen herwonnen uit afval of bijproducten) en grondstoffen op basis van CO_2. Er is een beperkte beschikbaarheid van (duurzame) biogrondstoffen. Deze beperkte stromen zijn nodig voor zowel de energietransitie als de transitie naar een circulaire economie.

126 PBL (2024). Trajectverkenning klimaatneutraal Nederland 2050; Concawe (2024). Study on the potential evolution of refining and liquid fuels production in Europe.

Bij de afbouw van de fossiele raffinagesector spelen ook risico's rondom economische impact voor Nederland, leveringszekerheid[127] en strategische onafhankelijkheid. Er geldt ook, maar in iets mindere mate, het risico dat investeringen in duurzame raffinage achterblijven in Nederland. Daarnaast spelen risico's rondom de toename van wereldwijde (broeikasgas)emissies door verplaatsing van de productie naar minder efficiënte installaties, of naar landen buiten de EU waar minder strenge milieuregels gelden. Het niet (gecontroleerd) afbouwen en ombouwen van de sector heeft tot gevolg dat emissies uit deze sector blijven bestaan en dat fossiele productie schaarse milieuruimte, energie en kapitaal in beslag neemt.

4. Overkoepelend is samenhang in de tijdlijnen van afbouw van belang

Het is tijdens de transities van belang om samenhang in de tijdlijnen van de transities in de sectoren te borgen. De sectoren zijn namelijk sterk geïntegreerd. Het versneld sluiten van raffinaderijen door teruglopende vraag naar brandstoffen voor de mobiliteit kan bijvoorbeeld gevolgen hebben voor de beschikbaarheid en betaalbaarheid van grondstoffen voor de chemie. Gegeven de verwachting dat er in de toekomst minder raffinaderijen zullen zijn, en het voor de meeste raffinaderijen niet evident is of zij toekomstperspectief hebben, zijn de bedrijven terughoudend met investeren in hun productielocaties. Bij oplopende CO_2-kosten verslechtert daardoor de concurrentiepositie, en tegelijkertijd leidt het investeren in verduurzaming die kostenverhogend werkt ook tot een verslechterde mondiale concurrentiepositie door gebrek aan gelijk speelveld. Het is dan niet ondenkbaar dat in de periode tot 2035 een aanzienlijk deel van de productiecapaciteit verdwijnt. Dit is ruim voordat er voldoende duurzame productie is opgebouwd. Dit heeft consequenties voor de beschikbaarheid en betaalbaarheid van brandstoffen, chemiegrondstoffen en chemische producten. Aan de andere kant bestaat het risico dat bedrijven alleen nog investeren in (het verduurzamen of onderhouden van) bestaande fossiele activiteiten en niet investeren in de ombouw naar een duurzame sector.

Het kabinet zet in op een verantwoorde afbouw van fossiele grondstoffen in de oliesectoren. De risico's in deze privaat georganiseerde en internationaal georiënteerde sectoren leiden tot dilemma's over de rol die de nationale overheid kan en moet hebben in het mitigeren ervan. Instrumenten op nationaal, EU en mondiaal niveau kunnen risico's rondom de afbouw mitigeren. Voorbeelden zijn instrumenten die het weglekrisico verminderen, zoals CBAM en de IKC (alhoewel beide niet van toepassing zijn op raffinage en chemie), vraagnormering voor duurzame alternatieven op EU en mondiaal niveau, en maatwerkafspraken. Ook zet het kabinet in op vraagcreatie voor duurzame koolstoffen binnen de Europese Critical Chemical Alliance (onderdeel van de Industrial Accelerator Act). De visie en mogelijke maatregelen voor het verder mitigeren van deze risico's worden nader uitgewerkt in de Visie brandstoffen- en chemiegrondstoffenproductie.

127 In het kader van leveringszekerheid van olie en olieproducten en crisisparaatheid is strategische voorraadvorming ook belangrijk. Het kabinet voorziet een aanpassing in Wet Voorraadvorming aardolieproducten, waarbij de grootte van de strategische voorraad gebaseerd is op de binnenlandse consumptie. Dus als de consumptie daalt, dan daalt de benodigde strategische voorraad mee.

De visie en mogelijk transitiepad voor de grondstoffentransitie binnen de chemie wordt beschreven in de Visie op Duurzame Koolstof in de Chemische Industrie, die in oktober 2025 is gepubliceerd[128].

7.4 Transitietoepassingen kenmerken zich door opbouw én afbouw

Transitietoepassingen kenmerken zich doordat ze in de huidige situatie niet of nog beperkt worden toegepast en in het gewenste eindbeeld ook niet of op een andere manier worden toegepast, maar in de tussentijd een belangrijke oplossing vormen in het energiesysteem. Het kabinet is zich bewust van de verschillende perspectieven in de samenleving wat betreft de wenselijkheid van transitietoepassingen. Toch zijn deze technieken nodig om de klimaatopgave te halen en de energietransitie tijdig en betaalbaar te realiseren. Ze maken het bijvoorbeeld al mogelijk te verduurzamen zonder dat de technologieën die daarvoor in het eindbeeld nodig zijn technisch of commercieel beschikbaar of betaalbaar zijn, zoals het toepassen van CCS bij bestaande waterstofproductie zolang hernieuwbare waterstof nog niet toegepast kan worden. Of ze zijn nodig om de leveringszekerheid te garanderen zolang alternatieven nog niet beschikbaar zijn, zoals met de import van LNG. Het kabinet zet dan ook al volop in op bijvoorbeeld LNG-import en toepassing van CCS bij fossiel, en ondersteunt met de SDE++ CCS en koolstofarme waterstofproductie uit restgassen. Zie hiervoor ook de hoofdstukken over CCS en waterstof in deze Actualisatie NPE. Zoals daar ook beschreven, ondersteunt het kabinet de voortvarende ontwikkeling van deze transitietoepassingen. Van bijkomend belang hierbij is dat de technologie voor de transitietoepassingen wel toekomstbestendig is wanneer die ook wordt gebruikt voor toekomstige duurzame energiedragers. Tegelijkertijd voorziet het kabinet dat het gebruik van deze transitietoepassingen op termijn dus ook weer zal verminderen omdat er ofwel betere opties beschikbaar komen (bijvoorbeeld een partij kan nu niet elektrificeren door netcongestie, maar later wel), of omdat er nadelen zijn aan deze transitietoepassingen die de laatste stappen naar een volledig klimaatneutrale en circulaire economie in de weg staan.

Transitietoepassingen verdienen daarom bijzondere aandacht omdat er voor partijen die willen investeren in deze toepassingen risico's kunnen optreden en daarmee tijdige opschaling kan verhinderen terwijl deze essentieel zijn voor de klimaatopgave. Ten eerste zorgt hun tijdelijke toepassing ervoor dat private partijen mogelijk aarzelen te investeren doordat de terugverdienhorizon onzeker of beperkt is. Hierdoor bestaat het risico dat ze niet (tijdig) van de grond komen. Ten tweede is het van belang dat de opbouw van de uiteindelijke, gewenste technologie doorgang vindt. Ten derde bestaat het risico van desinvesteringen als verschillende partijen (ook internationaal) infrastructuur voor een transitietoepassing in vrij korte tijd gelijktijdig opbouwen en enige tijd later ook weer moeten afbouwen. De mate van toekomstbestendigheid van een transitietoepassing bepaalt mede het risico van padafhankelijkheid. Bij de toepassing van CCS bij fossiel kan bijvoorbeeld de CCS- infrastructuur in de toekomst gebruikt worden voor koolstofverwijdering[129] of CCU en is dit risico naar verwachting klein.

128 Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (2025). Visie op duurzame koolstof in de chemische industrie.

129 Kamerstukken II 2025/26, 32 813, nr. 1505.

Anders dan bij reguliere technologieën kan er te weinig tijd zijn om via prijsprikkels in de markt een evenwicht te vinden en leidt de gewenste afbouw op den duur mogelijk tot het risico op overcapaciteit en gestrande activa waarbij investeringen niet door iedereen worden terugverdiend of er een rekening overblijft.

Om bovengenoemde redenen is het belangrijk een aantal randvoorwaarden te borgen zodat transitietoepassingen investeringszekerheid hebben en tijdig, op de juiste manier kunnen worden ingezet in de transitie:

1. De overheid zal mogelijk financiële risico's voor marktpartijen moeten verlagen of onrendabele toppen moeten wegnemen om tot realisatie te komen, in het bijzonder voor infrastructuur. Nu gebeurt dit bijvoorbeeld door staatsbedrijven te laten participeren in de investering, zoals voor CCS-infrastructuur[130]. Ook het wegnemen van de onrendabele top via de SDE++ helpt financiële risico's te reduceren. Zo ondersteunt het kabinet actief de opbouw van transitietoepassingen.

2. De overheid geeft waar dit kan zoveel mogelijk duidelijkheid over de rol van deze technologieën in de energietransitie, inclusief over de gewenste opbouw op korte tot middellange termijn en over de verwachte uitfasering ervan. Hierbij gaat het ook over de inzet van infrastructuur. Zo is, conform de Routekaart Koolstofverwijdering[131], de inzet om CO_2-opslagcapaciteit zo hoogwaardig[132] mogelijk te gebruiken. Van belang is om het speelveld met eindoplossingen, namelijk een circulaire economie met voldoende opslagcapaciteit voor negatieve emissies te bewaken en daarbij mee te wegen in hoeverre technologieën toekomstbestendig te maken zijn. De SDE++ bevat bijvoorbeeld al een 'horizon' voor de stimulering van bepaalde toepassingen, en de 'zeef' die voorkomt dat subsidie voor CCS bij fossiel tijdige ontwikkeling van CO_2-vrije technologieën in de weg zitten.

3. De overheid besteedt bijzondere aandacht aan het onderbouwen en uitleggen waarom deze technologieën nodig zijn voor de betaalbaarheid en haalbaarheid van de transitie om zo maatschappelijke acceptatie ervoor te vergroten;

4. De overheid beziet op welke onderdelen het een rol heeft om de fysieke opbouw en afbouw te coördineren, inclusief afstemming met buurlanden. Zowel bij de opbouw als bij de afbouw gaat het ook over het anticiperen op- en programmeren van de (tijdelijke) ruimtevraag van transitietoepassingen. Dit vraagstuk wordt verder uitgewerkt binnen de tweede versie van het Programma Energiehoofdstructuur (PEH). In de startnotitie[133] is de Tweede Kamer geïnformeerd over de scope en planning van dit programma. Bij de opbouw van transitietoepassingen gaat het daarnaast – gegeven de

130 Kamerstukken II 2025/26, 32 813, nr. 1505.

131 Routekaart Koolstofverwijdering, Kamerstukken II 2025/26, 32 813 nr. 1500.

132 Koolstofverwijdering kent veel verschillende methoden die op verschillende manieren koolstof opslaan en verschillende voor- en nadelen met zich meebrengen. In de Routekaart Koolstofverwijdering is aangegeven dat alleen vormen van koolstofverwijdering met een robuuste methodologie en boekhouding worden benut, waarbij de inzet is CO_2-opslagcapaciteit zo hoogwaardig mogelijk te gebruiken.

133 Kamerstukken II, 2025/26, 31 239 nr. 426.

relatief korte tijdsinzet van de toepassingen, nadrukkelijk om een rol bij de opschaling van volwassen technologieën: inzet van innovatie middelen bij transitietoepassingen met een lager Technology Readiness Level (TRL)-niveau past niet binnen de beperkte tijdshorizon[134]

7.5 Conclusie: verantwoorde afbouw van fossiel vereist verdere inzet

Met dit hoofdstuk over verantwoorde afbouw van fossiel agendeert het kabinet onderwerpen die om nadere uitwerking vragen. De thema's gerelateerd aan verantwoorde afbouw van fossiel komen in diverse beleidsproducten terug. Voor verantwoorde afbouw van aardgas gaat het om:

- Uitvoering van het sectorakkoord Gaswinning in de Energietransitie ten behoeve van de gasleveringszekerheid in de transitieperiode;
- Verkennen hoe de voorkeur voor gasbronnen met lage klimaatimpact en minder afhankelijkheden zich kan uiten in, wanneer mogelijk, afbouwen van de LNG-import. Bijvoorbeeld door implementatie van de EU-methaanverordening waarin grondslag is opgenomen voor de Europese Commissie om een maximale methaanintensiteitswaarde vast te stellen die dient te gaan gelden voor ruwe olie, aardgas en steenkool die in de EU in de handel worden gebracht.
- Verder monitort het kabinet nauwgezet het verloop van de opbouw van hernieuwbare energie en daarmee de afbouw van aardgas de komende jaren en beziet daarbij hoe de inzet van aardgasinfrastructuur afgestemd kan worden op een dalende gasvraag.

134 Het innovatiebeleid onderscheidt drie categorieën technologieën: (1) technologieën die enkel en alleen afhankelijk zijn van fossiele koolstof en momenteel al volwassen genoeg zijn: deze hebben geen focus in het energie-innovatiebeleid (bijvoorbeeld fossiele WKK+CCS of innovaties in olie/gaswinning op Noordzee), (2) Technologieën die afhankelijk zijn van fossiele koolstof en die we enkel en alleen kunnen gebruiken in de transitiefase (dit zijn de transitietoepassingen waar dit hoofdstuk op ingaat); hierbij richt het beleid zich alleen op benodigde opschaling en tijdelijke uitrol (bijvoorbeeld koolstofarme waterstof gebaseerd op fossiel), (3) Technologieën die afhankelijk zijn van fossiele koolstof, we nodig hebben voor transitiefase én die behulpzaam/nodig zijn voor ontwikkeling van toekomstbestendige technologieën: hierbij focust het beleid op de hele innovatieketen (bijvoorbeeld CCUS (excl. synthetische brandstoffen) of hybride warmtepomp).

- In de Kamerbrief strategisch gasbeleid, die rond dezelfde tijd als deze actualisatie van het NPE naar de Tweede Kamer wordt verstuurd, wordt ingegaan op visie van het kabinet op de rol van de overheid in de gasmarkt.

Inzet voor verantwoorde afbouw van aardolie komt terug in:

- De inzet om in EU-verband aan te sturen op duurzame vraag-creatie, bijvoorbeeld in het kader van de uitwerking van de Clean Industrial Deal;
- De Visie Brandstoffen- en Chemiegrondstoffenproductie (wordt in het najaar van 2026 gepubliceerd);
- Perspectief voor de Chemie en Visie op duurzame koolstof in de chemische industrie[135] (eind oktober 2025 naar de Tweede Kamer verstuurd);
- Visie Opschaling Aanbod Duurzame Koolstofdragers (verschijnt gelijktijdig met dit NPE).

In aanvulling op bovenstaande communicatie komt de rol van transitietoepassingen terug in de kamerbrief die ingaat op koolstofarme waterstof, in juli 2025 naar de Tweede Kamer verstuurd[136] en twee hoofdstukken in deze Actualisatie NPE: het hoofdstuk over waterstof en het hoofdstuk over CCS.



135 Kamerstukken II 2025/26, 32813, nr. 1540

136 Kamerstukken II 2024/25, 32813, nr. 1529

8. CCS

8.1 De CCS-keten en rol in het energiesysteem

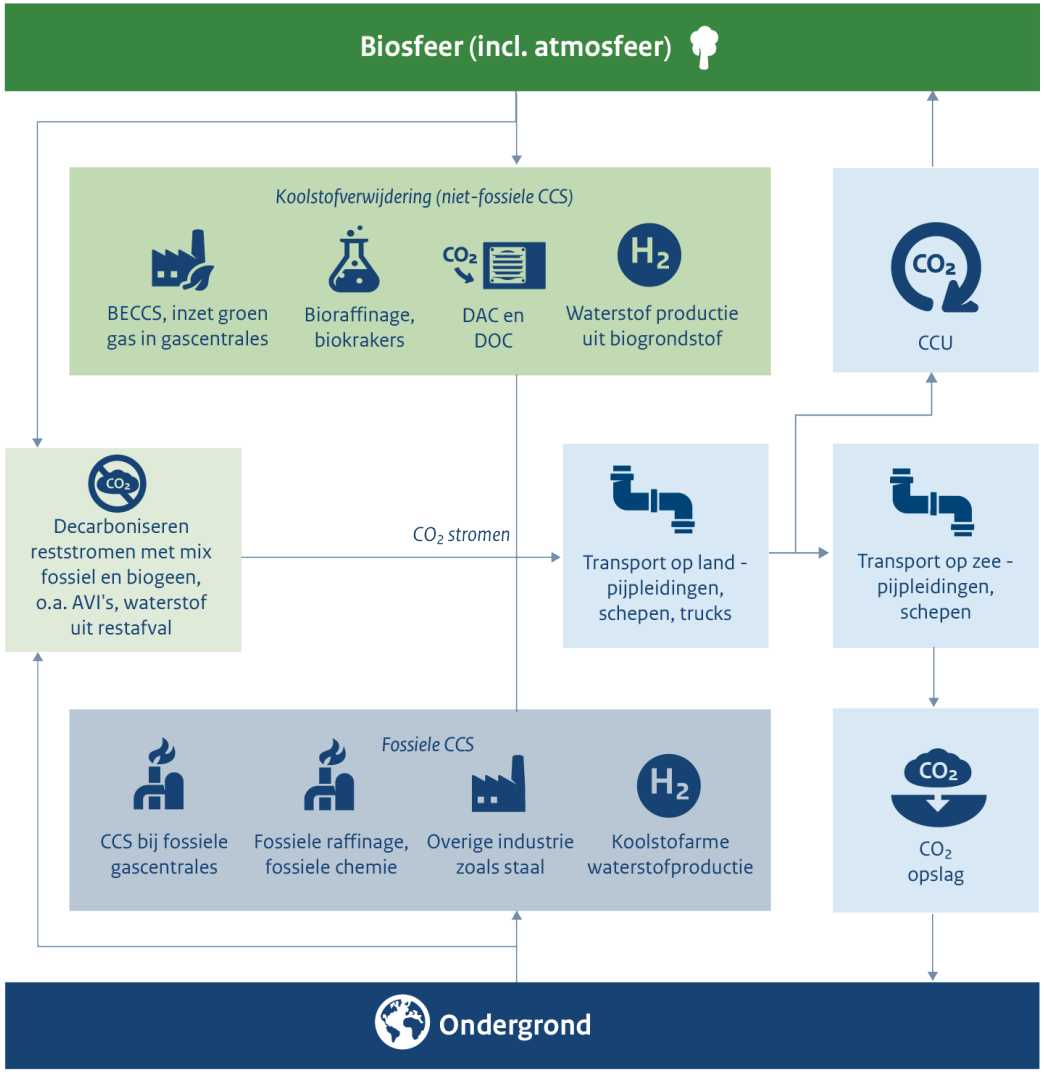
CCS (Carbon Capture and Storage) is een belangrijke techniek voor het halen van de Nederlandse en Europese klimaatdoelen. CCS kan op verschillende processen toegepast worden. Wanneer CCS bij fossiele CO_2 toegepast wordt, spreekt men van fossiele CCS[137]. Wanneer CCS bij niet-fossiele CO_2 wordt toegepast, spreekt men van koolstofverwijdering.

Het doel van de toepassing van CCS bij fossiele CO_2 is om op een versnelde en kosteneffectieve manier emissiereductie te bewerkstelligen. Het doel van koolstofverwijdering is om dure en moeilijk te reduceren restemissies in andere sectoren te compenseren. Beide vormen van CCS zijn nodig om 'netto-nul'-emissie in 2050 te bereiken. Daarnaast kan koolstofverwijdering op lange termijn (na 2050) ook nodig zijn om te komen tot netto negatieve emissies om te veel uitgestoten CO_2 weer uit de atmosfeer te halen.

De CCS-keten bestaat uit afvang bij emittenten, transport over land, transport op zee en vervolgens permanente geologische opslag in de diepe ondergrond. De volgende paragrafen zullen op deze verschillende componenten in de keten ingaan. CCU (Carbon Capture and Utilisation) is een andere toepassing van afgevangen CO_2, waarbij de CO_2 wordt gebruikt in plaats van opgeslagen. Dit hoofdstuk gaat voornamelijk in op CCS.



137 De hier gebruikte definitie van fossiele CCS omvat ook de afvang en opslag van zogenaamde proces-CO_2-emissies: dit is CO_2 die vrijkomt door chemische en fysische reacties in industriële processen. Een voorbeeld is cementproductie, waarbij CO_2 vrijkomt uit kalksteen bij de omzetting daarvan in klinker bij hoge temperatuur. Deze emissies kunnen niet worden voorkomen door over te stappen op andere (schonere) brandstoffen.



Figuur 8.1 *Overzicht CCS-systeem. N.B.: Bij CCU toepassingen kan de CO_2 voor langere tijd worden opgeslagen in materialen.*

8.2 CCS: behoefte aan CO_2 afvang

Verschillende Nederlandse sectoren hebben behoefte aan afvang van CO_2. Grofweg kunnen deze sectoren ingedeeld worden in: CO_2-afvang bij industrie, bij waterstofproductie (waarbij overlap is met industriële afvang), bij elektriciteitsproductie (eventueel gecombineerd met warmteproductie) en via Direct Air Capture (DAC) en Direct Ocean Capture (DOC). Zie ook de bijlage bij de actualisatie van het NPE voor de meer cijfermatige illustratie en onderbouwing van de onderstaande teksten.

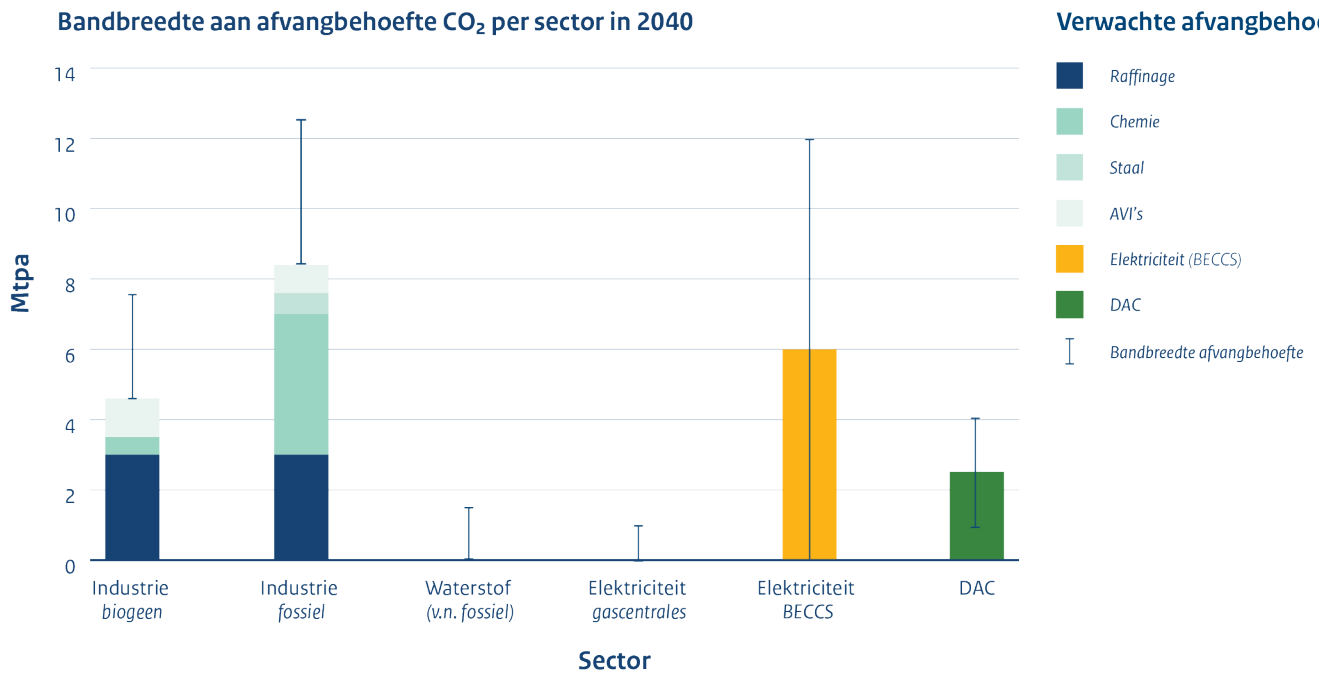
In de industrie wordt CCS in 2040 naar verwachting ingezet bij staalproductie, kunstmestproductie, bij afvalverbrandingsinstallaties, en bij het decarboniseren van koolstofhoudende reststromen uit met name de petrochemie. CCS wordt wereldwijd al toegepast in verschillende industriële sectoren. In Nederland wordt CCS de komende jaren vooral ingezet bij de productie van kunstmest en waterstof uit aardgas door middel van Steam Methane Reformers (SMRs). Deze koolstofarme waterstof wordt ingezet in de raffinage- en chemiesector.

Vanaf 2030 zal de toepassing van CO_2-afvang verbreden naar onder andere afvalverbranding, staalproductie en het verduurzamen van reststromen uit de chemie en de raffinagesector door middel van SMRs en Autothermal Reformers (ATRs). CCS bij afvalverbranding kan daarbij een belangrijke bijdrage leveren aan koolstofverwijdering, omdat ongeveer tweederde van de CO_2 in deze stromen van biogene oorsprong is. Andere mogelijke toepassingen zijn de productie van methanol en methaan uit afval- en/of biogene stromen.

In 2040 ligt de grootste CCS-behoefte bij fossiel-gebaseerde industrie en afvalverwerking. De precieze omvang daarvan is onzeker en afhankelijk van ontwikkelingen in de omvang en samenstelling van de eerdergenoemde industriële sectoren, de behoefte aan koolstofverwijdering in en na 2040, en de beschikbaarheid van alternatieven zoals hernieuwbare waterstof. Tegelijkertijd is de verwachting dat in 2040 de capaciteit van circulaire processen, biokrakers en bioraffinage zal zijn opgebouwd in Nederland. In hoofdstuk 2 over de energievraag van de industrie wordt verder ingegaan op de verduurzaming van de industrie en de rol van CCS daarbij. Wat betreft waterstofproductie: het is mogelijk dat er in 2040 bovenop de huidige capaciteit aan koolstofarme waterstofproductie uit aardgas, additionele capaciteit is gerealiseerd ten behoeve van additionele vraag naar koolstofarme waterstof. Daarbij zou ook een additionele CO_2-afvang behoefte ontstaan. Hoofdstuk 5 gaat dieper in op de productie van koolstofarme waterstof.

In de elektriciteitssector kan CO_2-afvang worden toegepast bij biomassacentrales (BECCS) en bij gascentrales. Bij gascentrales is er sprake van fossiele CO_2-afvang wanneer aardgas wordt verbrand, en van koolstofverwijdering wanneer groen gas wordt verbrand. Dit levert een 13 Mtpa bandbreedte aan CO_2-afvangbehoefte op, waarvan 1 fossiel en 12 biogeen. Hoofdstuk 4 gaat dieper in op de inzet van gascentrales en biomassacentrales in de elektriciteitsketen, en hoofdstuk 6 gaat dieper in op de rol van BECCS in het kader van koolstofverwijdering.

Tot slot kan in 2040 een behoefte zijn ontstaan aan CO_2-afvang bij Direct Air Capture (DAC) technieken en mogelijk ook bij Direct Ocean Capture (DOC). Dit zijn technieken die nog volop in ontwikkeling zijn en vooralsnog gepaard gaan met hoge



Figuur 8.2 *Bandbreedte aan afvangbehoeften per sector in 2040.*

kosten en een grote energievraag. De mate waarin DAC en DOC in Nederland gerealiseerd worden is daardoor onzeker. Op basis van diverse studies[138] lijkt een range van 1-4 Mton in 2040 het maximale, maar dit hangt in belangrijke mate af van de techniekontwikkeling, beschikbaarheid van duurzame energie, en het stimulerende beleidsinstrumentarium voor deze technieken. Zie ook hiervoor Hoofdstuk 6 waarin uitgebreider op koolstofverwijdering wordt ingegaan.

Het kabinet zet zich in om CCS te ondersteunen daar waar CO_2-afvangbehoefte bestaat. Het kabinet ziet de grootste behoefte aan ondersteuning bij het realiseren van CCS voor de verduurzaming van reststromen. Daar waar reststromen onvermijdelijk zijn, zoals bij de restgassen in de chemie en de raffinage en (in mindere mate) bij restafval, en op dit moment verbrand worden en daarbij grote hoeveelheden emissies veroorzaken, is het toepassen van CCS de meest doeltreffende

138 Potentieelschattingen voor DACCC lopen uiteen van 0 (PBL (2024) TVKN; WKR (2024) De lucht klaren) tot 7 Mtpa (Kalavasta, CE-Delft, Berenschot (2025), Nederland klimaatneutraal in 2040).

verduurzamingsroute. Voor deze fossiele CO_2-uitstoot bestaan op korte termijn geen alternatieve verduurzamingsroutes. Voor afvalverbrandingsinstallaties die CO_2-emissies willen reduceren is CCS, naast verminderen van de hoeveelheid te verbranden afval en CCU, de enige realistische optie. Het kabinet zet binnen deze sector in op de vermindering van de hoeveelheid te verbranden afval, door betere inzameling en meer hoogwaardige verwerking, zoals recycling, te stimuleren. Ook stimuleert het kabinet het toepassen van CCS bij Afvalverbrandingsinstallaties (AVI's) via de SDE++. Met de transitie van een fossiele naar een biogene raffinagesector zullen deze reststromen en de bijbehorende CO_2-uitstoot ook steeds meer biogeen worden. Toepassing van CCS kan daarmee een belangrijke bijdrage leveren aan koolstofverwijdering. Daarom ligt de beleidsfocus momenteel op het versneld verduurzamen van restgassen in de raffinage en de chemie. Wat AVI's betreft moet uiteindelijk toegewerkt worden naar een toekomst waarin veel minder afval verbrand wordt in Nederland, wat gepaard gaat met minder operationele verbrandingscapaciteit. Tot die tijd is CCS een transitietechniek waarmee AVI's CO_2-reductie kunnen realiseren. Hierbij geldt dat CCS geen lock-in mag zijn die de ambitie om minder afval te verbranden in de toekomst blokkeert.

De schaal en locatie van een installatie, evenals de beschikbaarheid en kostenontwikkeling van alternatieve verduurzamingsroutes in de komende decennia, zijn van groot belang voor de rol die CCS in 2040 zal spelen. Installaties en industriële clusters dichtbij de kust (zoals Zeeland, Rotterdam-Moerdijk, het Noordzeekanaalgebied en Noord-Nederland) zijn logistiek beter gesitueerd om CO_2 kosten-efficiënt af te voeren via pijpleiding of schip. Voor meer landinwaarts gelegen installaties wegen technische opties en transportkosten ook mee bij de haalbaarheid van CCS als kosteneffectieve route. Tot slot ondersteunt het kabinet verduurzamingsroutes op basis van de kosten, waarbij de verduurzamingsopties met de laagste kosten via de SDE++-regeling subsidie krijgen. De paragrafen hieronder gaan hier verder op in.

De keuze van bedrijven om CCS toe te passen, hangt voornamelijk af van de kosten van CCS ten opzichte van andere beschikbare verduurzamingsopties en van de verwachte levensvatbaarheid van het bedrijf zelf op de middellange termijn. Daarnaast is het noodzakelijk dat er toegang is tot infrastructuur. Kosten van CCS hangen af van een aantal factoren:

- **Factoren gerelateerd aan de kosten van de afvanginstallatie.** Ten eerste is de schaal en de concentratie van de CO_2-afvangvolumes van belang. Zowel grotere volumes aan CO_2-afvang als hogere concentraties van CO_2 drukken de kosten per ton afgevangen CO_2. Daarnaast is relevant of CCS wordt toegepast bij een bestaande of een nieuwe installatie. Nieuwe installaties kunnen relatief makkelijk *capture ready* worden ontworpen en hoeven niet te worden stilgelegd voor ombouw. Hierdoor zijn de kosten van de afvang installatie doorgaans lager dan bij bestaande installaties, waar vaak kostbare aanpassingen nodig zijn. Verder heeft het aantal draaiuren van de afvanginstallatie een grote impact op de kosten. De kapitaalkosten van een CO_2-afvanginstallatie moeten bij een laag aantal vollasturen over minder draaiuren en daarmee over minder ton afgevangen CO_2 worden verdeeld. Dat betekent dat de kapitaalkosten per ton CO_2 hoger liggen. Dit speelt met name in de elektriciteitssector; de meeste industriële installaties draaien op vollast.
- **Factoren gerelateerd aan transport.** De kosten voor transport over land hangen af van de locatie van de installatie waarbij de CO_2-afvang wordt toegepast. Locaties bij de kust

hebben directe toegang tot transport- en opslagmogelijkheden in de Noordzee en verscheping van de CO_2. Locaties verder landinwaarts hebben extra kosten voor transport over land naar een locatie aan de kust waarvandaan de CO_2 kan worden opgeslagen. De kosten voor transport over land hangen ook af van de modus van transport. Ook voor de kosten van transport maakt het aantal uren dat een installatie per jaar draait uit. De transporttarieven worden namelijk berekend voor gecontracteerde capaciteit, en niet voor daadwerkelijk gebruikte capaciteit. CO_2-afvang die onregelmatig wordt gebruikt (zoals bijvoorbeeld in de elektriciteitsproductie), heeft daardoor hogere CO_2 kosten per ton aan transport, omdat de gecontracteerde capaciteit niet altijd volledig zal worden benut. Tot slot beïnvloedt de druk waaronder de CO_2 wordt vervoerd de kostprijs.

- **Factoren gerelateerd aan opslag.** Kosten voor opslag hangen af van o.a. de diepte, type en capaciteit van een opslagveld, het voormalige gebruik, de afstand tot het transportnetwerk, de lokale geologie en de benodigde monitoring en veiligheidsmaatregelen. Over het algemeen geldt dat grote velden met gunstige geologische eigenschappen nabij infrastructuur lagere kosten per ton CO_2 opleveren.
- **Een belangrijke factor voor de business case van biogene CO_2-afvang is daarnaast de (markt)prijs voor koolstofverwijdering.** Wanneer een bedrijf inkomsten kan genereren uit de koolstofverwijdering die het bedrijf realiseert, bijvoorbeeld door de verkoop van koolstofverwijderingscertificaten, zal dit de business case beïnvloeden. Bij een hoge prijs voor koolstofverwijdering is de verwachting dat bedrijven meer zullen investeren in de activiteiten waarbij koolstofverwijdering plaatsvindt (BECCS, bioraffinage, biokraken). Op dit moment vindt er beperkt handel in koolstofverwijdering plaats via de vrijwillige koolstofmarkt. Het kabinet ziet dat aanvullende vraagcreatie nodig is om de benodigde volumes aan koolstofverwijdering te realiseren. Het kabinet is van mening dat vraagcreatie het best op Europees niveau geïnstrumenteerd kan worden. Het kabinet is van opvatting dat vraagcreatie het best op Europees niveau geïnstrumenteerd kan worden. Bij de ETS-herziening van 17 juli 2026 heeft de Commissie voorgesteld permanente koolstofverwijdering (BioCCS en DACCS) indirect te integreren in het ETS.

De SDE++ stimuleert inzet van CO_2-afvang via verschillende bestaande categorieën. De varianten voor CCS worden aangepast wanneer marktontwikkelingen laten zien dat bedrijven met nieuwe (toepassingen van) CCS-technieken aan de slag gaan. In 2025 is een variant toegevoegd voor CO_2-afvang bij koolstofarme waterstofproductie uit restafval bijvoorbeeld. Dit jaar is de variant voor koolstofarme waterstofproductie uit restgassen aangepast zodat meer kostenposten worden meegenomen om de businesscase sluitend te krijgen. Of een subsidie aanvraag van een bedrijf wordt gehonoreerd, hangt mede af van de subsidie-intensiteit (€/ton CO_2) van de aanvraag ten opzichte van andere aanvragers, en het beschikbare budget. Verder wordt steun via de SDE++ voor CCS op drie manieren begrensd:

- **'Zeef':** toepassingen van CCS worden alleen gesubsidieerd als er op korte termijn geen aantoonbare kosteneffectieve alternatieven zijn; dit wordt regelmatig onderzocht in een zeefstudie.
- **'Hekjes':** Een deel van het SDE++-openstellingsbudget wordt gereserveerd ('afgeschermd') voor duurzame technologiegroepen (zoals hogetemperatuurwarmte) die nu nog niet kostenefficiënt zijn maar wel belangrijk zijn voor de energietransitie, zodat ook daar budget voor beschikbaar blijft binnen de regeling.

- **'Horizon':** Er worden geen nieuwe SDE++-beschikkingen meer afgegeven voor fossiele CCS na 2035, waardoor de tijdelijkheid van CCS-subsidies wordt benadrukt en hernieuwbare alternatieven worden gestimuleerd.

8.3 CO_2-transport op zee en op land

CO_2-transport vindt plaats op zee en op land. CO_2-transport op zee heeft als doel om CO_2 naar de opslaglocatie te brengen, direct of via andere havens. Transport op land is om CO_2 van de emittent naar een overslaglocatie aan zee te brengen, of om CO_2 naar een gebruiker te brengen in het geval van CCU of CO_2-levering aan de glastuinbouw (waarbij regelgeving kan verschillen bij CO_2 voor CCU of CCS). Transport kan met verschillende modaliteiten: per buisleiding, vervloeid per schip (zowel scheepvaart als binnenvaart), via wegvervoer en via het spoor, of combinaties. In Nederland vindt transport op zee en op land al plaats. Zo transporteert Yara Sluiskil vanaf eind 2026 CO_2 per schip naar het Noorse opslagproject Northern Lights. Vanaf 2027 zal ook CO_2 via de Porthos-zeeleiding (2,5 Mtpa) naar het Porthos-opslagveld worden getransporteerd. Nederland kent diverse vormen van CO_2-transport op land. Ten eerste via het OCAP-buisleidingnetwerk (3-3,5 Mtpa) vanuit de industrie naar tuinders voor inzet ter vervanging van CO_2 geproduceerd door gasgestookte warmtekrachtkoppelingen (WKK's) in de glastuinbouw. Daarnaast vindt CO_2 transport plaats per vrachtwagen voor toepassingen in onder meer de glastuinbouw en voedingsmiddelen-, chemische- en farmaceutische sector. Vanaf 2027 komt de Porthos landleiding (10 Mtpa) in gebruik die vier industriële emittenten verbindt met het compressiestation op de tweede Maasvlakte, waarna deze via een zeeleiding naar het Porthos opslagveld wordt getransporteerd.

Transport per buisleiding heeft voor grote volumes de voorkeur vanwege lagere maatschappelijke kosten per ton CO_2. Transport per buisleiding kent schaalvoordelen en vereist in principe niet dat de afvangende partij zijn CO_2 vervloeit (wat investeringskosten, operationele kosten en CO_2-emissies bespaart). Transport per schip is vooral interessant voor zeer lange afstanden of voor relatief kleine volumes. Daardoor kan transport per schip een belangrijke rol spelen bij de ontsluiting van kleine en afgelegen opslagvelden.

Ondanks de lagere maatschappelijke kosten van projecten voor grootschalig transport via buisleidingen, zoals Aramis en DRC/DSC, kent de realisatie ervan aanzienlijke uitdagingen. Zonder overheidsinterventie kunnen emittenten een prikkel hebben om hun CO_2 op te slaan bij kleinschaliger projecten die reeds in aanbouw zijn in plaats van bij grootschalige buisleidingsprojecten die nog in ontwikkeling zijn. Dit heeft meerdere redenen:

- Door hun grote capaciteit en de bijbehorende hoge investeringskosten moeten buisleidingprojecten grote CO_2-volumes contracteren om de benodigde commerciële startvolumes te bereiken en concurrerende transporttarieven te kunnen aanbieden.
- Hierdoor vereisen buisleidingprojecten goede coördinatie. Zonder aanvullend overheidsbeleid moeten alle klanten achter de gecontracteerde CO_2-volumes en de bijbehorende opslagen gelijktijdig met het buisleidingproject een investeringsbeslissing nemen om alle partijen voldoende zekerheid te geven. Het is lastig subsidie-instrumentarium hier goed op in te richten. Aanvullend beleid vanuit de overheid kan noodzakelijk en wenselijk zijn om coördinatie te bevorderen of het benodigde startvolume te verlagen.

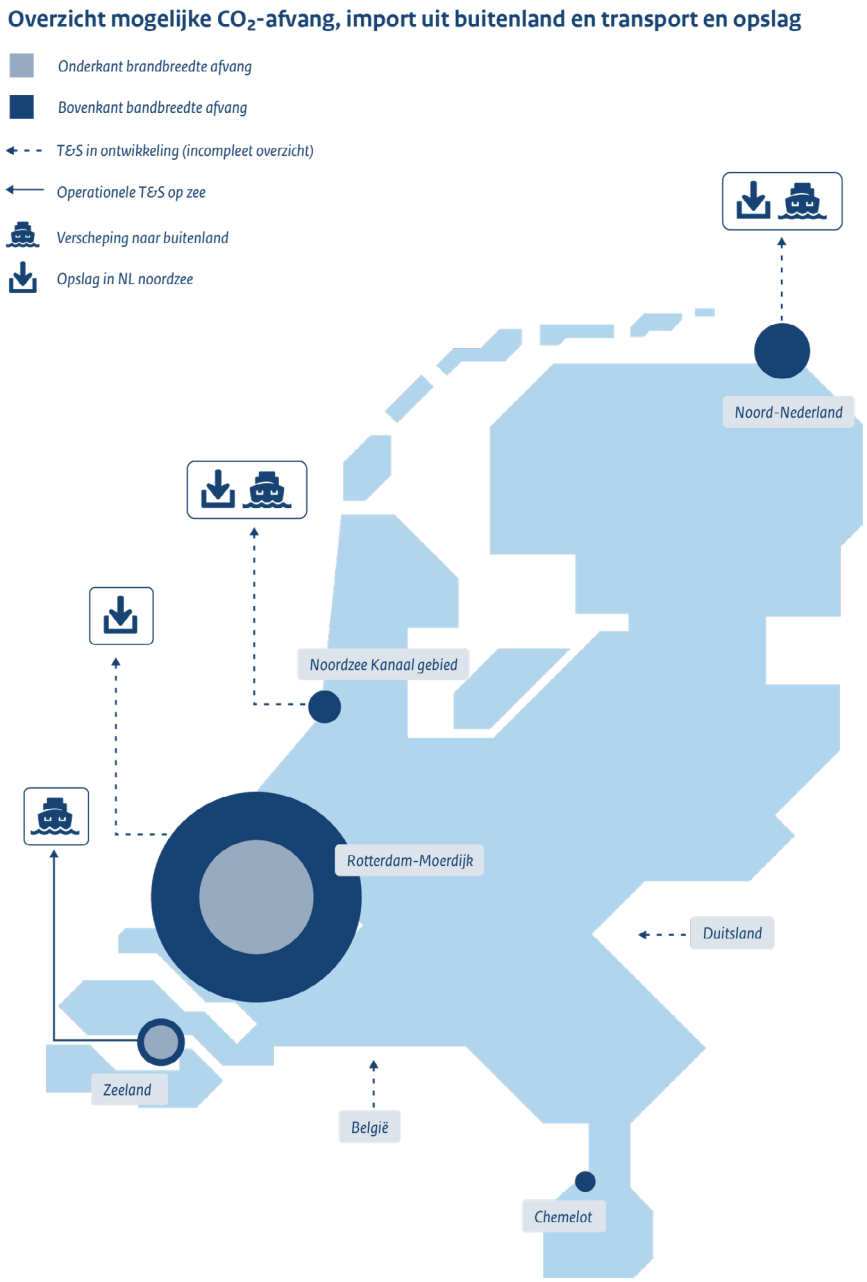
- De benodigde coördinatie wordt complexer bij grensoverschrijdende buisleidingprojecten, zoals DRC en DSC. Aanvullende afstemming tussen publieke en private partijen in verschillende landen is nodig, onder meer op het gebied van CCS-beleid, vormgeving en timing van subsidie-instrumenten, en afstemming tussen projectontwikkelaars en autoriteiten in de verschillende landen.
- Initiatiefnemers van buisleidingprojecten kunnen de benodigde coördinatie verminderen door al bij gedeeltelijke volloop te investeren, maar dit leidt tot meer risico. Zonder aanvullend overheidsbeleid nemen (private) projectontwikkelaars dit risico op in de transporttarieven van de eerste klanten, waardoor tarieven oplopen.

Individuele afvangers van CO_2 hebben hierdoor een sterke prikkel om hun CO_2 te transporteren via projecten die reeds in aanbouw zijn met beschikbare transportcapaciteit of capaciteit modulair beschikbaar kunnen maken Zonder aanvullend overheidsbeleid tendeert de ontwikkeling van het CO_2-transportnetwerk mogelijk naar een systeem waarin scheepstransport de dominante modaliteit wordt, wat tot hogere maatschappelijke (en publieke) kosten leidt dan een systeem met meer grootschalige buisleidingen.

De realisatie van Aramis (22 Mtpa) heeft daarom hoge beleidsprioriteit. Door de grote schaal van het project kunnen bij hogere benutting van het systeem lagere kosten per ton CO_2 worden gerealiseerd, wat essentieel is voor kosteneffectieve CO_2-reductie en koolstofverwijdering. Door de omvang van het project (ook de omvang van het startvolume van 7,5 Mtpa), bestaan er hoge risico's omtrent tijdige realisatie van deze infrastructuur. Naast de ondersteuning via de SDE++, die zich richt op emittenten, heeft het kabinet besloten aanvullende subsidie te verstrekken aan het transportdeel van de Aramisketen, namelijk de buisleiding en de terminal CO_2next, met als doel het vollooprisico gedeeltelijk af te dekken.

Een breder kosteneffectief (Noordwest-)Europees transportnetwerk vergt betere internationale afstemming. Momenteel ontwikkelen (staats)bedrijven verschillende transportroutes om soms dezelfde emittenten te ontsluiten. Hoewel concurrentie tussen bedrijven kan helpen om kosten te drukken, is het inefficiënt als er (veel) meer transportcapaciteit zou worden aangelegd dan er afvangbehoefte is. Zeker als deze capaciteit veelal met nationaal of Europees belastinggeld wordt aangelegd. Zo worden bijvoorbeeld op dit moment drie routes ontwikkeld of onderzocht om met name het Ruhrgebied te ontsluiten en CO_2 van Duitse emitters naar de Noordzee te gaan transporteren: de DRC, het Ruhbens-project (via België) en het German Carbon Transport Grid (de route naar Wilhelmshaven). Deze projecten bevinden zich in verschillende stadia van ontwikkeling. Europese afstemming en coördinatie kan bijdragen aan efficiëntie.

Voor de realisatie van de CO_2-buisleidingen in de DRC en DSC zijn afspraken met Duitsland, België en de Europese Commissie van belang. Naar verwachting zouden DRC en DSC voornamelijk CO_2 vanuit Duitsland en België (en op termijn ook uit verder weg gelegen landen zonder kustlijn) transporteren en slechts in mindere mate CO_2 van Nederlandse emittenten. DRC en DSC bevatten grootschalige CO_2 buisleidingen die bijdragen aan kosteneffectieve CO_2-reductie. Net als voor Aramis is overheidsinstrumentarium nodig dat specifiek is op de realisatierisico's van de DRC- en DSC-buisleidingen. Ook vergt realisatie van DRC en DSC dat emittenten in Duitsland en België een vergelijkbare vorm van ondersteuning krijgen als Nederlandse emittenten krijgen via de SDE++. Bovendien zijn de risico's en baten



Figuur 8.3 *Overzicht mogelijke CO_2-afvang, CO_2-import uit buitenland en transport en opslag. T&S = Transport and Storage. NB: CO_2-volumes zijn indicatief en gebaseerd op schattingen van de verwachte CCS-behoefte en bedrijfsplannen voor CCS. De CO_2-volumes voor cluster 6 zijn naar verwachting relatief beperkt en niet opgenomen in de afbeelding. Transportinfrastructuur op land is eveneens niet volledig weergegeven. Volumes vanuit België en Duitsland zijn nader te bepalen.*

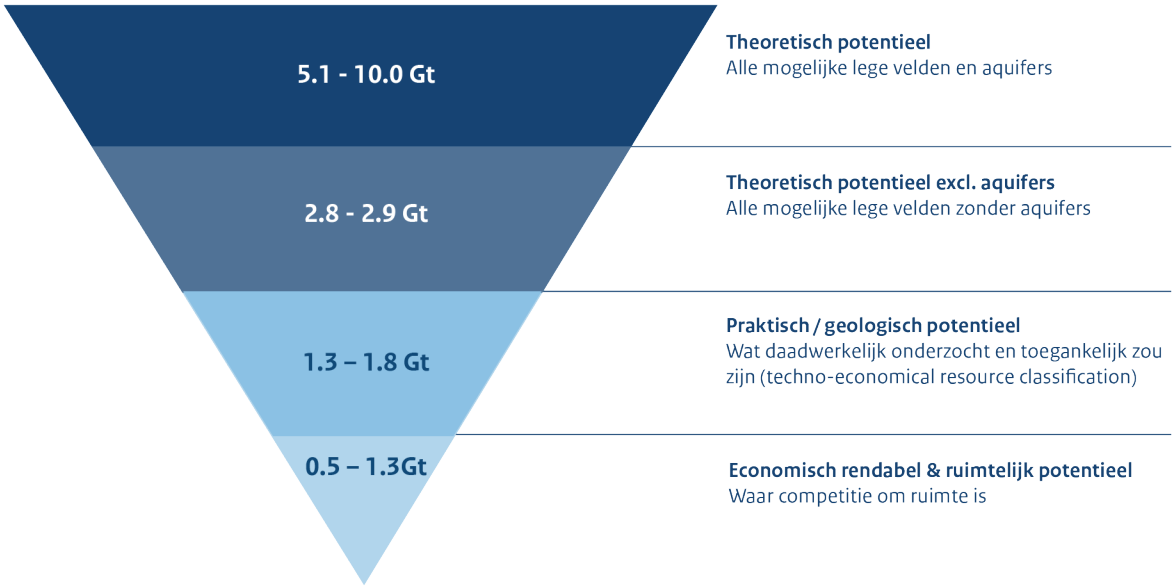
van grensoverschrijdend CO_2-transport niet uniform over de verschillende deelnemende landen verdeeld, waardoor individuele landen niet zonder meer een prikkel hebben om het deel van de CCS-waardeketen aan te leggen dat in hun land ligt. Hierdoor zijn afspraken over onder andere bekostiging tussen de landen noodzakelijk voor de realisatie van DRC en DSC, waarbij het ook logisch is dat de Europese Commissie als supranationale overheid bijdraagt aan het oplossen van dit grensoverschrijdende vraagstuk.

8.4 CO_2 opslag

Het kabinet zet in op tijdige ontwikkeling en inzet van opslagpotentieel onder de Noordzee voor CO_2, evenals het juridisch en praktisch toegankelijk maken van opslagpotentieel in het buitenland. Het kabinet zet in op het verkennen van manieren om het ruimtelijk opslagpotentieel op de Noordzee te vergroten. Het ruimtelijk opslagpotentieel is die opslag die op gunstige locaties ligt en die technisch toegankelijk is[139]. Zonder aanvullende actie is dit opslagpotentieel voldoende op de korte termijn, maar relatief beperkt op de lange termijn. CO_2-opslag is mogelijk in (bijna) leeggeproduceerde olie- en gasvelden, en aquifers (watervoerende lagen). CO_2-opslag in olie- en gasvelden is technisch haalbaar. Het maximale theoretisch potentieel in Nederlandse velden wordt geschat op ongeveer 3 Gt CO_2. In de praktijk zijn er echter factoren die ervoor zorgen dat niet het volledige theoretisch potentieel kan worden benut: de veldgrootte, het aantal en kwaliteit van de (oude) putten, de locatie van de velden en mogelijk concurrerend ruimtegebruik. Deze factoren beïnvloeden ook de kosten en daarmee of een veld in gebruik wordt genomen. Het ruimtelijk opslagpotentieel in opslagvelden groter dan 10 Mt en op geschikte locaties (het ruimtelijk opslagpotentieel) wordt geschat op 0,5 tot 1,3 Gt, afhankelijk van de mate waarin meervoudig ruimtegebruik mogelijk is en van keuzes in verdeling van de ruimte. Verdere studies op het niveau van individuele velden zijn noodzakelijk om deze schattingen te verfijnen.

Het kabinet zet in op het vergroten van het ruimtelijke opslagpotentieel, onder meer door meervoudig, ruimte-efficiënt gebruik van de Noordzee. Ten eerste is daarvoor van belang het voortzetten van vroegtijdig en volwaardig meewegen van het maatschappelijk belang van CCS in ruimtelijke planvorming (met name ten aanzien van uitrol windenergie op zee, scheepvaart en defensieactiviteiten) via het Programma Noordzee. Ten tweede door onderzoek naar het combineren van CCS en andere ruimtelijke functies. Het kabinet laat onderzoek uitvoeren naar alternatieve monitoringstechnieken, waarmee het benodigde ruimtebeslag aanzienlijk zou kunnen worden beperkt ten opzichte van conventionele seismische monitoring. Dit POSEIMON-onderzoek geleid door TNO (lopend 2026-2031) richt zich op het oplossen van ruimtelijke uitdagingen die ontstaan in het drukbevaren en ondiepe Noordzeegebied. Ook is er een proefproject gestart naar de toepassing van een innovatieve navigatietechniek: Point in Space (PinS) helikopterroutes, die met minder ruimtegebruik veilig naar platformen kunnen vliegen.

139 TNO (2025). CO_2 storage capacity in depleted gas fields offshore the Netherlands.



Figuur 8.4 *. Overzicht van verschillende typen potentieel aan CO_2-opslagcapaciteit. Bron: TNO (2025)*[140].

Het opslagpotentieel van CO_2-opslag in Nederlandse aquifers is onzeker, maar biedt potentieel extra opslagcapaciteit (2.5-7.5 Gt). In landen als Noorwegen vindt opslag van CO_2 in aquifers al op grote schaal plaats. De huidige kennis van de karakteristieken van Nederlandse aquifers op de Noordzee is echter beperkt. Daardoor is het niet mogelijk om met zekerheid te stellen of opslag van CO_2 hier technisch en/of economisch haalbaar is. Vervolgonderzoek hierop is daarom nodig. Daarom heeft het kabinet TNO gevraagd om gezamenlijk met EBN het potentieel van aquiferopslag van het Nederlands Continentaal Plat (NCP) de komende jaren verder in kaart te brengen.

Het kabinet zet in op het juridisch en praktisch verder mogelijk maken van gebruik van opslagpotentieel in buurlanden. Daartoe zet het kabinet in op verdere internationale samenwerking. De totale opslagcapaciteit in NW-Europa is namelijk zeer groot (m.n. in het VK en Noorwegen). De precieze toekomstige omvang van de NW-Europese afvangbehoefte, koolstofverwijderingsbehoefte en opslagcapaciteit is nog onbekend.Echter, gebaseerd op de huidige inschattingen is de NW-Europese

140 TNO (2025). CO_2 storage capacity in depleted gas fields offshore the Netherlands.

opslagcapaciteit zodanig groot[141] dat de verwachting is tot op redelijk lange termijn aan de NW-EU opslagbehoefte te kunnen voldoen. Om efficiënt gebruik te maken van deze opslagcapaciteit, is internationale samenwerking van groot belang. Ook is het voor de totstandkoming van een Europees CCS netwerk bevorderlijk als er bijvoorbeeld nadere regelgeving komt over transport en CO_2-standaarden. Grensoverschrijdend CO_2-transport en -opslag binnen de EEA is al juridisch mogelijk. Het London Protocol schrijft voor dat landen onderling nadere afspraken maken, alvorens over te gaan tot opslag onder zee, maar deze zijn voor de EEA-landen feitelijk inbegrepen in de Europese regelgeving betreffende CCS en ETS. Hiervoor zijn dus geen nadere afspraken nodig. Nederland heeft wel met België, Denemarken en Noorwegen een Memorandum of Understanding getekend die dit onderling bevestigt. Zweden, Duitsland en Frankrijk volgen naar verwachting komend jaar.

Grensoverschrijdend transport en opslag met het VK wordt niet vóór 2030 voorzien. Voor het VK, dat geen onderdeel is van de EEA, zal dit meer tijd vergen vanwege verschillen in wetgeving en ETS-systematiek. De onderhandelingen hierover met het VK worden door de Europese Commissie gevoerd. Nederland benadrukt het belang van grensoverschrijdend CO_2-transport en -opslag met het VK bij de Europese Commissie.



141 Er zijn in NW-EU verband vooralsnog geen studies gedaan naar de exacte ruimtelijke en economische potentiëlen per land. Wel is er een aantal studies dat onderzoek heeft gedaan naar de theoretische potentiëlen per land. Zie bijvoorbeeld de resultaten van het UK CO2 Storage Appraisal Project (UKSAP) (www.co2stored.co.uk). Uitgaande van de grove schatting dat het economisch rendabel en ruimtelijk potentieel rond de 10 tot 15% van het theoretisch potentieel is per land, kom dit uit op 20 tot 30 Gt CO_2, bij een totaal van 196 Gt theoretisch opslagpotentieel in NW Europa.

9. Decentrale energie-oplossingen

9.1 Het toekomstig energiesysteem wordt gebouwd op decentrale energie-oplossingen

Decentrale energie-oplossingen in het energiesysteem zijn essentieel voor lokale ontwikkelingen: woningbouw, economische groei en verduurzaming van bedrijventerreinen, en mobiliteit. Decentrale ontwikkelingen kunnen faciliteren in de lokale energievoorziening, doordat ze aanbod, opslag en afname in een gebied bij elkaar brengen. Dit stimuleert het gebruik van alle energieopties in het gebied en zorgt daarmee voor een efficiënt gebruik van het elektriciteitsnet. Dit maakt lokaal economische groei mogelijk, ook als er sprake is van netcongestie.

Lokale opwek en opslag van energie maakt energie goedkoper en maakt ons energiesysteem weerbaarder. Hernieuwbare opwek met zon- en wind op land zal een belangrijke decentrale bron zijn in de algehele energieproductie. Opwek met zon- en wind op land is relatief een goedkope manier van energie opwekken en daarmee houden we de energierekening lager. In het nieuwe energiesysteem wordt windenergie op zee de belangrijkste bron van centrale energieproductie. Windenergie op zee kent echter ook meer onvoorspelbare stroom waardoor decentrale energie-oplossingen belangrijker worden om deze onvoorspelbaarheid mee op te vangen. Het zorgt voor minder afhankelijkheid van andere landen en kan in kosten schelen voor netuitbreidingen doordat netcapaciteit efficiënter wordt benut. Decentrale energie-oplossingen maken ons daarmee op elk schaalniveau weerbaarder. Decentrale ontwikkelingen dragen op deze manier dus bij aan een betrouwbaar, betaalbaar en duurzaam energiesysteem.

De voortgang van decentrale ontwikkelingen van het energiesysteem wordt één tot tweemaal per jaar gedeeld met de Tweede Kamer. In dit verdiepingsdocument wordt in het bijzonder ingegaan op het belang van een gebiedsgerichte benadering, de rol van energiehubs en energiegemeenschappen, de doorgroei van zon- en windenergie op land, het belang van opschaling van lokale warmtesystemen en de samenwerking met medeoverheden en netbeheerders.

9.2 Een gebiedsgerichte benadering is essentieel

Het energiesysteem op het lokale, regionale en provinciale schaalniveau krijgt per definitie gebiedsgericht vorm en is een onderdeel van de ruimtelijke ordening. In een gebied komen verschillende maatschappelijke belangen samen: de behoefte aan ruimte voor natuur, waterbeheer, cultuurhistorie, bereikbaarheid en zo ook energie. Elk gebied kent zijn eigen potentie, kansen en uitdagingen. Zijn er warmtebronnen om daarmee het elektriciteitsnet te ontlasten, zijn er bedrijven die veel flexibel vermogen kunnen leveren of juist niet? Ontwikkelingen in het gebied moeten dus ook passen in het gebied, zowel vanuit energie-oogpunt als breder. Lokaal maatwerk is essentieel om tot de beste maatschappelijke oplossing te komen. Belangrijk is dat de verschillende schaalniveaus nationaal, provinciaal

en lokaal wel in samenhang bekeken worden. Een uitbreiding van activiteiten en dus een toename van energiegebruik kan gevolgen hebben voor de infrastructuur in een ander gebied. Of een bepaalde keuze kan vanuit energieperspectief suboptimaal zijn en minder kostenefficiënt. Het kabinet wil de afstemming tussen ruimtelijke ordening en het energiesysteem verbeteren en meer duidelijkheid geven over de rol van decentrale overheden hierin. Het kabinet werkt daarom aan een wetsvoorstel om via het omgevingsrecht decentrale overheden meer mogelijkheden te geven om op decentraal niveau ruimtelijk te sturen op de samenhang tussen ruimtelijke ontwikkelingen en de ontwikkeling van het energiesysteem.



Het kabinet zet in op ondersteuning van lokale energiehubs en energiegemeenschappen die bijdragen aan de energietransitie. Collectieve oplossingen, zoals energiehubs, maken het mogelijk om lokale opwek en vraag naar energie te combineren en daarmee 1) eindgebruikers toegang te verschaffen tot energie en 2) duurzame energie-opwek in te passen in het energiesysteem door aanbod af te stemmen op vraag. Door het beter afstemmen van vraag op aanbod wordt efficiënt gebruik gemaakt van de aanwezige en toekomstige netcapaciteit en energiebronnen. Daarom zet het kabinet in op de realisatie van ten minste 500 energiehubs in 2030 en is er samen met de netbeheerders, Regionale Ontwikkelingsmaatschappijen (ROM's) en medeoverheden een versnellingsagenda opgesteld om dit ook tijdig te realiseren. Hierbij wordt onderscheid gemaakt tussen korte-, middellange, en langetermijn impact. Op korte termijn gaat het om opschaling van bestaande producten, zoals de groepstransportovereenkomst (GTO). Op middellange termijn gaat het om doorontwikkeling en toepassing van GTO+ varianten die complexer van aard zijn, maar ook templates voor energiehub-by-design ontwikkelingen bij greenfield bedrijventerreinen en nieuwbouw gebiedsontwikkeling. Op langere termijn wordt gekeken naar gebiedsgerichte multi-commodity energiehubs.

9.3 Doorgroei van decentrale energieproductie is cruciaal

De doorgroei van hernieuwbare energie met zon en wind op land richting 2040 is nodig én mogelijk. We zetten in op richtwaardes van 12 – 14 GW voor wind op land en 75 – 95 GW voor zon-PV. Zon- en windenergie op land zijn de goedkoopste vorm van hernieuwbare energieopwekking. Ook dragen ze bij aan diversificatie van het opwekportfolio in Nederland (naast windenergie op zee en kernenergie) en op die wijze aan meer energieonafhankelijkheid. Daarmee zijn zon- en windenergie op land onmisbaar in een betaalbaar, duurzaam en betrouwbaar energiesysteem.

Het kabinet zet in op ambitieuze richtwaardes van zon- en windenergie op land. Ambitieuze doorgroei van hernieuwbare energieproductie op land is nodig om het energiesysteem betaalbaar en weerbaar te maken. Daarnaast is het zo dat er tegenvallers kunnen zijn bij verdere uitwerking van de plannen, zowel bij windenergie op zee, kernenergie en hernieuwbaar op land zelf. Daarom zet het kabinet ook bij andere opwekbronnen in op ambitieuze richtwaarden.

Met deze richtwaardes voor zon- en windenergie op land is rekening gehouden met de ruimtelijke inpassing en netcongestie. Het onderzoek over de potentiële doorontwikkeling van hernieuwbaar op land, uitgevoerd door CE Delft en Generation Energy, staat dat een netefficiënte inpassing cruciaal is bij de doorgroei van hernieuwbare energie op land. In samenwerking met medeoverheden, netbeheerders en de nationale programma's wordt er in kaart gebracht hoe zon- en/of windenergie op land netefficiënt kan worden ingepast.[142]

De precieze invulling en doel in een gebied wordt in samenwerking met medeoverheden bepaald. Het kabinet gaat met de regio's in gesprek over de doorgroei van hernieuwbare energie op land en neemt dit mee in de energie-afspraken. Daarbij is een expliciete koppeling met ruimtelijke ontwikkelingsstrategieën op zowel nationaal als regionaal niveau nodig.

We zetten in op voorkeursopties met een relatief gunstige netinpassing, gebalanceerde ruimtelijke inpassing en lage maatschappelijke kosten. Dit zijn bijvoorbeeld het realiseren van zonne-energie op daken voor eigen verbruik, het plaatsen van windturbines bij bedrijventerreinen en mobiliteitshubs en repowering van bestaande windparken.

Verschillende bronnen kennen verschillende uitdagingen bij verdere opschaling. Voor grootschalige windenergie op land moet rekening worden gehouden met langere doorlooptijd. Zonne-energie (op daken) is juist sneller schaalbaar, mits er geen netcongestie in een gebied is. Daarmee is de groei van zon-PV ook afhankelijk van de ontwikkeling van energieopslag, specifiek batterijen. De verwachting is dat na 2035 het aanbod van zowel zon- als windenergie een hoger groeitempo krijgt als de vraag verder elektrificeert en netcongestie vermindert.

De mogelijke ontwikkeling van Small Modular Reactors (SMRs) is geen reden om niet in te zetten op de doorgroei van hernieuwbare energie op land. Medeoverheden verkennen momenteel de potentie van SMRs. In de nationale SMR-strategie ziet het kabinet met name potentie bij industrieclusters en cluster-6-bedrijven. Financiële onzekerheid en commerciële beschikbaarheid van SMRs op de Nederlandse markt zijn

142 Kamerstukken II 2025/26, 29023, nr. 643.

vooralsnog uitdagingen om tot een initiatief te komen. Daarmee lijkt de implementatie van SMRs in het lokale systeem vooral een lange termijnoptie en is het noodzakelijk om voluit in te blijven zetten op zon- en windenergie op land.

De opschaling van groen gas speelt ook een belangrijke rol in de regio. De productie van groen gas heeft daarnaast een hele duidelijke lokale component. Zo kan groen gas worden geproduceerd van lokale grondstoffen zoals mest, waarmee in potentie ook methaan- en stikstofreductie kan worden gerealiseerd. Daarmee draagt mestvergisting bij aan een toekomstbestendige landbouw en een circulaire economie. Het kabinet stimuleert dan ook dat medeoverheden de ruimtelijke inpassing van groen gasinstallaties faciliteren in het lokale (ruimtelijke) beleid en vergunningverlening, bijvoorbeeld via het expertisecentrum groen gas en voorlichtingsbijeenkomsten.

9.4 Opschaling van lokale warmtesystemen is belangrijk in de mix van warmteoplossingen

Collectieve warmtenetten spelen een essentiële rol in het verduurzamen van de warmtevraag. De verduurzaming van de warmtevraag in de gebouwde omgeving vindt plaats door de gebouwschil te verbeteren door isolatie, ventilatie en kierdichting, en de warmtevoorziening te verduurzamen met een mix individuele warmtepompen en collectieve warmtenetten. Deze route is in het NPE van 2023 uiteengezet en nog steeds van toepassing. De actualisatie van de startanalyse van PBL - die in 2025 heeft plaatsgevonden - heeft het beeld bevestigd dat zowel individuele warmtepompen als collectieve warmtenetten voor een substantieel deel van de wijken de oplossing met de laagste nationale kosten zijn, al is er veel onzekerheid over het exacte aandeel. Het blijft onzeker in hoeverre groen gas op de lange termijn een betaalbare oplossing voor de gebouwde omgeving is en daarmee wat de rol van hybride warmtepompen in het eindbeeld zal zijn.

De uitdagingen rond netcongestie onderstrepen het belang om lokale warmtebronnen en warmteopslag te benutten waar dit kansrijk is. Dit is consistent met de gewenste ontwikkelrichting die in het NPE van 2023 was opgenomen om de inzet van schaarse energiedragers te beperken. Hiermee wordt zowel gedoeld op de inzet van groen gas als op de inzet van elektriciteit op momenten van schaarste in aanbod of door netcongestie. Collectieve warmtenetten kunnen met behulp van lokale warmtebronnen en warmteopslag een belangrijke bijdrage leveren aan het beperken van het beslag op schaarse energiedragers en het elektriciteitsnet. Daarnaast kunnen lokale warmtebronnen en warmteopslag ook een rol spelen bij de verduurzaming van

de warmtevraag in de industrie en landbouw. Hierbij ontstaat er door de groei van datacenters ook nieuw aanbod van restwarmte dat benut kan worden.

Netcongestie kan met name een uitdaging zijn bij verduurzaming middels volledig elektrische warmtepompen, hoewel er veel ontwikkelingen plaatsvinden waarmee de netimpact verlaagd kan worden. In gevallen waar netcongestie een belemmering vormt voor directe overschakeling op volledig elektrische warmtepompen, hoeft de verduurzaming niet stil te staan. Hier kan bijvoorbeeld ingezet worden op isolatie in combinatie met een hybride warmtepomp. Modulaire of all-electric ready hybride concepten kunnen helpen om de uiteindelijke transitie naar een volledig elektrische warmtepomp makkelijker te maken.

Daarom blijft het kabinet inzetten op ambitieuze opschaling van warmtenetten. De uitrol van collectieve warmte loopt vooralsnog langzamer dan gehoopt. Met dank aan goede voortgang met wetgeving (Wet collectieve warmte, Wet gemeentelijke instrumenten warmtetransitie), de oprichting van de Nationale Deelneming Warmte (NDW) en door focus op kansrijke wijken wordt ingezet op versnelling. De doelstelling voor het aansluiten van bestaande woningen op collectieve warmte is bijgesteld van 500.000 in het NPE 2023 naar 200.000 extra aansluitingen in 2030 om een realistischer ambitieniveau te hanteren. De kansen voor succesvolle uitrol zijn hierbij op de korte termijn het grootst in wijken waar collectieve warmte significant lagere maatschappelijke kosten heeft dan de alternatieve warmteoplossingen en waar voldoende duurzame warmtebronnen beschikbaar zijn, helemaal als dit wijken zijn waar elektrische warmtepompen ruimtelijk moeilijk inpasbaar zijn. De lange termijn ambitie om collectieve warmte te realiseren daar waar dit de meest kosteneffectieve verduurzamingsroute is, blijft ongewijzigd.

Om deze ambities in zicht te houden is het van belang dat warmte betaalbaar is en dat de bestaande kennis en kunde in de sector behouden blijft. Hiervoor wordt het subsidie-instrumentarium gerichter ingezet om bewoners een aantrekkelijk aanbod te kunnen doen en om financieringsrisico's van warmtebedrijven te dempen. Daarnaast wordt met de Autoriteit Consument & Markt (ACM) onderzocht welke mogelijkheden er zijn om de overstap naar een kostengebaseerde tariefregulering te versnellen. Ten slotte zijn de Nationale Deelneming Warmte en private warmtebedrijven gevraagd om gesprekken te starten over hoe een eventueel overname traject eruit kan komen te zien en is het mogelijk gemaakt dat de NDW als enig- of meerderheidsaandeelhouder instapt, zodat eventuele overnameprocedures versneld kunnen worden zonder toekomstige medeaandeelhouders uit te sluiten.

Verdere beleidsinzet bepaalt het kabinet op basis van het Interdepartementaal beleidsonderzoek (IBO) naar verduurzaming van de woningvoorraad richting 2050. Dit IBO geeft een gedetailleerder beeld van de status, uitdagingen en beleidsopties om de warmtetransitie te versnellen. Dit onderzoek wordt naar verwachting in september gepubliceerd.

9.5 Het Rijk doet dit samen met medeoverheden en netbeheerders

Om invulling te geven aan bovengenoemde opgaves is een goede interbestuurlijke samenwerking tussen ministeries en met medeoverheden en netbeheerders essentieel. Zo worden op meerdere niveaus energiebeelden ontwikkeld. Hierin wordt integraal naar vraag en aanbod gekeken van alle decentrale energiedragers. Op basis van de energiebeelden wordt scherp gemaakt wat er nu en in de toekomst mogelijk en nodig is aan opwek, opslag en verbruik om wonen, werken en verplaatsen mogelijk te maken. Deze worden in 2027 op ten minste provinciaal schaalniveau opgesteld.

De energiebeelden krijgen een vertaling in gebiedsuitwerkingen, waar de energetische belangen afgewogen worden in samenhang met andere publieke belangen. Op basis hiervan worden bestuurlijke keuzes gemaakt: deze krijgen vorm in energieafspraken tussen overheden. Uiterlijk eind 2028 zullen er op provinciaal gebiedsniveau energieafspraken zijn gemaakt. Hierbij vindt de check plaats of dit ook op nationaal niveau op telt en welke impact dit heeft op andere provinciale gebieden. Deze energiebeelden en afspraken zijn dan weer input voor het volgende NPE.

Het Landelijk Ondersteuningsprogramma Energietransitie (LOE) biedt ondersteuning aan (decentrale) overheden bij deze werkwijze. Drie bestaande programma's (NPRES, NPLW en SPIPE) bundelen hun krachten, kennis en expertise op het gebied van opwek, warmte en integraal programmeren in een landelijk ondersteuningsprogramma. Het LOE helpt overheden en netbeheerders om integraal en gebiedsgericht samen te werken aan de energietransitie in de volle breedte: energie, ruimte en infrastructuur. Door inzicht te bieden in de opgave, een gezamenlijke aanpak te ontwikkelen, partijen te verbinden, knelpunten te agenderen en de voortgang zichtbaar te maken.

9.6 Ruimte, randvoorwaarden en faciliterende marktregels voor initiatief

De juiste marktprikkels en randvoorwaarden zijn nodig om partijen ruimte te geven om hun rol in het nieuwe energiesysteem te spelen. Lokale omstandigheden zijn bijna altijd verschillend waardoor lokaal maatwerk nodig is voor een gebiedsgerichte benadering van het energiesysteem. Toch kunnen een aantal generieke condities worden onderscheiden.

Het huidige markt- en reguleringskader is vaak nog gebaseerd op gescheiden rollen (producten/diensten). Nieuwe marktpartijen kunnen waarde creëren door rollen te combineren, pakketten van energiediensten aan te bieden en daarbij behorende verantwoordelijkheden op te pakken voor een bepaald gebied. Ook de inrichting van nettarieven, energietarieven en energiebelasting is van belang voor het beter benutten van de lokale energievoorziening. Zodat het gemakkelijker wordt om energie te gebruiken zonder het net te belasten. Dit geldt niet alleen voor individueel energiegebruik, maar ook in samenwerking op bedrijventerreinen en in woonwijken. Er moet ruimte zijn voor deze gebiedsgerichte innovaties, waarbij de succesvolle moeten worden opgeschaald om de potentie van decentrale energie-oplossingen te ontsluiten, zoals beschreven staat in de Kamerbrief versterking decentrale ontwikkelingen van het energiesysteem.[143]

143 Kamerstukken II 2025/26, 29 023, nr. 643.

9.7 De energietransitie is van en voor iedereen

Het kabinet zet in op beleid om burgers en bedrijven te ondersteunen in de energietransitie en mogelijke drempels weg te nemen. Dit alles om het wonen, werken en verplaatsen mogelijk te blijven maken en weerbaar te zijn. Het energiesysteem wordt steeds zichtbaarder in de leefomgeving en de transitie komt ook steeds vaker achter de voordeur, bijvoorbeeld met de installatie van een warmtepomp of een slimme energiemeter. Ook vraagt de transitie dat burgers, bedrijven en maatschappelijke organisaties spaarzaam en flexibel omgaan met energie. Sommige Nederlanders ervaren weinig grip hierop.

Daarom zet het kabinet in op het vroegtijdig ophalen van signalen bij burgers en bedrijven over de kansen en risico's die zij zien bij beleid en bij concrete projecten. Ook halen we gericht hun wensen en behoeften op en nemen we die mee bij de ontwikkeling van beleid en projecten. Er zijn al veel mensen, bedrijven en startups hard aan het werk met de energietransitie. Zo geven lokale initiatieven zoals energiegemeenschappen vorm aan het huidige en toekomstige energiesysteem. We willen voorkomen dat deze koplopers vastlopen in de complexiteit van de systeemwereld.

Energiegemeenschappen spelen een belangrijke rol in (de transitie naar) het energiesysteem van de toekomst. Ze kunnen de maatschappelijke betrokkenheid bij de energietransitie versterken, bijvoorbeeld door een brug te slaan tussen de gemeenschap en de gemeente. Ook maken ze lokaal zeggenschap mogelijk en kunnen ze vanwege hun lokale karakter en vertrouwen van hun leden bijdragen aan het lokaal afstemmen van vraag en aanbod van energie. Daarom zet het kabinet zich in om zoveel mogelijk belemmeringen voor energiegemeenschappen weg te nemen, risico's te mitigeren en kansen te benutten. Zo wordt onder andere ingezet op de versterking van provinciale en regionale koepels, waardoor energiegemeenschappen beter ondersteund kunnen worden bij de opbouw van een robuuste organisatie. Ook worden energiegemeenschappen ondersteund met de SCE en het Ontwikkelfonds. Hoewel energiegemeenschappen van oudsher voornamelijk waren gericht op het ontwikkelen van duurzame energieopwekking, is het van belang steeds meer te zoeken naar integrale oplossingen met bijvoorbeeld opslag en de combinatie van elektriciteit en warmte. Daarmee wordt al volop geëxperimenteerd.



10. Versterken systeemsturing

10.1 De noodzaak van systeemsturing

Dit kabinet pakt meer regie in de benodigde samenwerking voor tijdige ontwikkeling van vraag, aanbod en infrastructuur van het energiesysteem. Het kabinet wil scherpere keuzes realiseren over wat, waar, wanneer en hoe mogelijk is in de energietransitie. Dit doet het kabinet niet alleen: het werkt samen met medeoverheden, netwerkbeheerders en andere relevante stakeholders, die daarbij elk hun eigen rol en verantwoordelijkheid hebben. Samenwerking is noodzakelijk, aangezien partijen onderling van elkaar afhankelijk zijn. Dit vraagt om een goed samenspel, zodat ieder zijn rol optimaal kan spelen.

Als gevolg van grote maatschappelijke uitdagingen, zoals schaarste aan fysieke ruimte, grondstoffen en financiële middelen, kan niet alles. Bovendien kan vanwege schaarste, bijvoorbeeld aan arbeid, niet alles tegelijk, terwijl er op veel vlakken juist meer tempo gewenst is. Daarnaast is het niet altijd duidelijk welk energiesysteem in een gebied gewenst is en hoe deze vervolgens ook te realiseren. Dit terwijl het versneld realiseren van het energiesysteem gewenst is, aangezien het faciliterend is aan ruimtelijk-economische ontwikkelingen en verduurzaming.

Het NPE en het PEH vormen voor het kabinet de basis van systeemsturing, die middels steeds verdere concretisering van wetgeving en instrumenten wordt uitgewerkt. Keuzes over wat en waar – met het NPE en PEH als referentiekader - gaan over welke energievoorziening waar mogelijk wordt: de inrichting van de energie-infrastructuur voor het hoofdnet, sturing op opslag, tempo in de ontwikkeling van vraag-aanbod en locatiegerichte vraagontwikkeling. Deze keuzes worden vervolgens vertaald in de tijd, zodat duidelijk is wanneer bepaalde energiefuncties gerealiseerd moeten worden. Ten slotte worden via normering, beprijzing, of subsidie de keuzes over het hoe gemaakt. Het kabinet werkt systeemsturing langs drie lijnen, hieronder toegelicht, uit.

10.2 Verstevigen van locatiesturing

Met het verwachte Programma Energiehoofdstructuur II (PEH II), geplande publicatie in 2028, wordt de locatiesturing verstevigd. Dit geldt voor onder meer grootschalige productie (zoals aanlanding van windenergie en kerncentrales), opslag (zoals batterijen), conversie (zoals elektrolyse en regelbare centrales) en energie-infrastructuur. Het PEH II is een beleidskader van de locaties voor nationale energiefuncties en werkt actief aan het beschikbaar maken van benodigde ruimte op die locaties. Daarnaast zal in het PEH II de verhouding tussen locatiesturing en netkosten voor het volledige energiesysteem geanalyseerd worden.[144]

144 In het IBO-bekostiging elektriciteitsinfrastructuur is berekend dat locatiesturing in ieder geval kan leiden tot € 12,5 miljard besparing op de netkosten op basis van locatiesturing op batterijen en elektrolyse.

Ook voor de decentrale ontwikkelingen in het energiesysteem is versteviging van locatiesturing nodig. Ruimte voor energieproductie en energie-infrastructuur zijn belangrijk om in samenhang met de energievraag vroegtijdig een plek te geven in ruimtelijke plannen. Het kabinet werkt daarom aan een wetsvoorstel om via het omgevingsrecht decentrale overheden meer mogelijkheden te geven om op decentraal niveau ruimtelijk te sturen op de samenhang tussen ruimtelijke ontwikkelingen en de ontwikkeling van het energiesysteem.

10.3 Verstevigen van sturing op realisatie in de tijd

Het kabinet wil beter en transparanter zichtbaar hebben welke infrastructuur er al ligt, wat er wanneer gepland is en welke keuzes nog nodig zijn, zodat de vele afhankelijkheden tussen de realisatie van verschillende energiefuncties op hetzelfde moment (en ook nog vaak in dezelfde omgeving) beter op elkaar kunnen worden afgestemd.

De netbeheerders ontwikkelen hiervoor een gezamenlijk adaptief referentiekader, dat zekerheden, maar ook witte vlekken, knelpunten en onderlinge afhankelijkheden in energie-infrastructuur in kaart brengt; de integrale systeemplanning. Deze integrale systeemplanning voor de hoofdnetten en essentiële puntinfrastructuur (dit omvat net op zee, hoogspanning, waterstof, CCS-infra en op termijn de (gedeeltelijke) uitgebruikname van het gasnetwerk),[145] wordt op basis van de investeringsplannen en binnen de ruimtelijke kaders van het PEH II en de kaders voor de wenselijke energiemix van het NPE uitgewerkt. Hiermee wordt inzichtelijk welk deel van de planning van hoofdnetten en essentiële puntinfrastructuur reeds in planning is en over welk deel nog onzekerheid bestaat. De integrale systeemplanning beoogt daarmee om zowel het Rijk, netbeheerders als decentrale overheden een adaptief referentiepunt te bieden van de stand van zaken van de huidige, geplande, en - zoveel als mogelijk - de (toekomstig voorziene) infrastructuur, op basis waarvan vervolgkeuzes gemaakt kunnen worden. Het fungeert dan als een verbinding in de cyclus van de beleidsproducten NPE, PEH, MIEK en de investeringsplannen, Keuzes Integraal Energiesysteem (KIES) en Financiële Impact van het Energiebeleid voor Netbeheerders (FIEN)[146] van de netbeheerders. De agendering via het product KIES krijgt ook een vaste plek in de beleidsmatige energie- en klimaatcyclus, die de minister van Klimaat en Groene Groei kan benutten bij het afwegen van aanvullend beleid en het opstellen van een volgend NPE. Bovendien zullen netbeheerders via de netwerktoets[147] de impact van nieuw beleid op de benodigde infrastructuur inzichtelijk maken.

145 Niet zijnde een verplichting op grond artikel 3.36 van de Energiewet tot het opstellen van investeringsplannen om de netcapaciteit uit te breiden.

146 De netbeheerders brengen in FIEN jaarlijks de lange termijn investeringsopgave en de tariefimpact in kaart, zodat de verwachte kosten van benodigde infrastructuur integraal kunnen worden meegewogen bij systeembeslissingen.

147 De eerste pilot van de netwerktoets is bij de voorjaarsbrief energie en klimaat van 27 maart 2026 aan de Tweede Kamer toegezonden. Ook voor 2027 heeft Netbeheer Nederland een netwerktoets voorzien.

Provincies en gemeenten zorgen ervoor dat energieplannen uit het NPE en PEH regionaal en lokaal een plek krijgen. De energiebeelden, gebiedsuitwerkingen en energie-afspraken zijn hierbij de regionale doorvertaling van het NPE. In hun rol om de realisatie van het energiesysteem vorm te geven, hebben de medeoverheden ook een belangrijke rol in het signaleren van knelpunten en de daarbij te maken keuzes. Via een gebiedsgerichte aanpak maken ze inzichtelijk welke centrale systeemkeuzes nodig zijn om op decentraal niveau het maatschappelijke gewenste energiesysteem te realiseren.

Op basis van de integrale systeemplanning en decentrale agendering, kan de minister van Klimaat en Groene Groei, na overleg met netbeheerders, medeoverheden en collega-bewindspersonen, de noodzakelijke systeemkeuzes van grote maatschappelijke waarde maken ('programmeren'). Hierbij streeft het kabinet naar maximale doelmatigheid in haar besluitvorming over de toekomstige aanleg van energie-infrastructuur, sturing op opslag, tempo in de ontwikkeling van vraag-aanbod en locatiegerichte vraagontwikkeling. Het MIEK (Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat) speelt hier ook een rol in door het maken van keuzes voor de tijdige realisatie van energie-infrastructuur. De Tweede Kamer wordt in de eerste helft van 2027 geïnformeerd over de wijze waarop het MIEK invulling zal geven aan systeemsturing door middel van programmeren.

10.4 Verstevigen van de uitgangspunten voor en toepassing van langetermijnscenario's

Een belangrijke basis voor het verstevigen van locatiesturing, versteviging van realisatie in de tijd en het vergroten van grip op de kosten ligt in het opstellen van de langetermijnscenario's. Langetermijnscenario's voor het energiesysteem worden opgesteld door verschillende partijen; in het publieke domein gebeurt dat o.a. door onderzoeksinstellingen PBL en TNO en door de netbeheerders. Langetermijnscenario's voor het energiesysteem worden gebruikt voor meerdere doelen zoals de investeringsplannen van de netbeheerders, analyse van de leveringszekerheid, congestie-inschattingen, internationale studies over interconnectie en inzicht in de kosten. Ook het kabinet maakt bij zijn visievorming voor het NPE gebruik van inzichten uit langetermijnscenario's. Langetermijnscenario's zijn geen blauwdruk voor de toekomst, maar geven wel de mogelijkheid de toekomst en mogelijke beleidskeuzes voor het energiesysteem te verkennen. Daarvoor is het belangrijk goed te kunnen begrijpen waartoe verschillende scenario's worden opgesteld, welke aannames worden gehanteerd en hoe scenario's zich onderling verhouden.

De netbeheerders werken met een set van verschillende scenario's, die de verschillende doelen bedienen. De scenario's representeren verschillende mogelijke ontwikkelpaden, waarbij zowel hoekpuntscenario's als een middenscenario worden ontwikkeld. Wettelijk moeten de scenario's rekening houden met het vastgestelde beleid. Het middenscenario sluit daartoe zoveel mogelijk aan bij de kabinetsvisie in het NPE. Maar de scenario's moeten ook gebruik maken van andere inzichten, zoals beleid van medeoverheden, actuele aansluitbehoefte van

klanten, actuele inzichten over andere ontwikkelingen, en overwegingen van experts en stakeholders die betrokken worden in het scenarioproces. Naast een middenscenario zijn andere scenario's onder andere gericht op het in beeld brengen van de mogelijke variatie in impact voor de verschillende infrastructuren (elektriciteit, gas, waterstof).

Er zal tijdens de transitie altijd onzekerheid blijven, waardoor inherent ook risico bestaat op onder- en overinvesteringen. Door de cyclische en iteratieve aard van zowel scenarioproces en het daarop gebaseerde proces richting investeringsplannen van de netbeheerders als de visie- en beleidsvorming van het rijk en medeoverheden kunnen de verschillende betrokkenen echter steeds verder bouwen op elkaars inzichten en kan ieder in zijn proces nog (deels) bijsturen wanneer daar aanleiding toe is. Daarmee wordt de onzekerheid over toekomstige ontwikkelingen steeds verder ingekaderd. Op die manier kunnen betrokkenen steeds beter preciseren welke aanvullingen of aanpassingen in systeemontwikkeling en -sturing nodig zijn en wordt het risico op over- en onderinvesteringen zoveel mogelijk beperkt.

Het kabinet ziet het groeiende belang van deze langetermijnscenario's en hecht eraan dat verschillen tussen verschillende scenario's, projecties, plannen en verkenningen onderling goed uitlegbaar zijn. Ook voor de ACM is de uitlegbaarheid van de scenario's van belang om bij hun toets van de investeringsplannen van de netbeheerders te kunnen beoordelen of deze op deugdelijke uitgangspunten zijn gebaseerd. Het kabinet werkt er samen met de netbeheerders aan om het proces van de totstandkoming van scenario's, zoals dat in afgelopen jaren is opgezet, verder te ontwikkelen en maakt hierover nadere werkafspraken met de netbeheerders, oog houdend voor ieders rol en de wettelijke vereisten.

10.5 Rollen en verantwoordelijkheden in de realisatie van het energiesysteem

Samen werken het kabinet, netbeheerders en medeoverheden aan systeemsturing waarin:

1. het kabinet helder en consistent de gewenste koers uitzet voor de ontwikkeling van vraag en aanbod en de ruimtelijke kaders;

2. de medeoverheden ervoor zorgen dat energieplannen uit het NPE en PEH lokaal een plek krijgen en benodigde centrale systeemkeuzes inzichtelijk maken;

3. de netbeheerders, het kabinet en kennispartners zorgen voor congruentie tussen aannames en uitgangspunten die als input dienen voor verschillende scenario's zodat de sturing op de energietransitie zoveel mogelijk vanuit een consistente kennisbasis kan plaatsvinden;

4. de netbeheerders zorgen voor de toepassing van de langetermijnscenario's in de investeringsplannen, met daarbij een transparante toelichting op onder andere eventuele afwijkingen op beleidskeuzes uit het NPE of PEH. Dit brengt ook de ACM in goede positie om de plannen inhoudelijk te toetsen;

5. de ACM de investeringsplannen van de netbeheerders toetst op noodzakelijkheid en navolgbaarheid, om de passende ontwikkeling van infrastructuur te borgen;

6. de netbeheerders met elkaar zorgen voor een adaptieve integrale systeemplanning die de voorziene ontwikkeling van de infrastructuur in de tijd schetst, gebaseerd op de investeringsplannen van de netbeheerders en de kabinetsvisie op de energietransitie zoals neergelegd in het NPE en het PEH. Door periodieke en iteratieve aanpassing borgt dit dat wordt toegewerkt naar passende infrastructuur voor het energiesysteem van de toekomst, met voldoende oog voor de onzekerheden die ten aanzien van de toekomstige ontwikkeling spelen;

7. het kabinet samen met medeoverheden zorgt voor de regelgeving waarmee de maatschappij de beoogde koers kan volgen;

8. het kabinet noodzakelijke systeemkeuzes maakt en deze goed in regio's laat landen;

9. de netbeheerders zorgen conform de wettelijke vereisten voor tijdige ontwikkeling van de bijpassende adequate infrastructuur, die over de duur van kabinetten heen de koers kan accommoderen;

10. de netbeheerders samen met het kabinet en de medeoverheden middels energiebeelden en gebiedsuitwerkingen werken aan het vergroten van het inzicht in locatiekeuzes voor lokale vraag, opslag en aanbod en de effecten op infrastructuur. Deze inzichten kan het kabinet gebruiken voor beleidskeuzes in het PEH en het NPE;

11. de netbeheerders zich ten aanzien van congestieraming en afbouw van infra baseren op actuele verwachtingen van netbelasting bij bestaande marktverwachtingen en beleid;

12. de netbeheerders, het kabinet en kennispartners werken aan beter inzicht in de ontwikkeling van kosten en baten van de infrastructuur in relatie tot overige onderdelen van het energiesysteem, mogelijkheden tot kostenbesparing ten aanzien van benodigde infrastructuur, en het kostenbeeld bij alternatieve ontwikkelingen. Het kabinet kan deze inzichten gebruiken bij het afwegen van nieuwe beleidskeuzes, waarmee het kabinet grip houdt op de kosten van de transitie.

De iteratie die via dit proces ontstaat tussen visie- en beleidsvorming en infrastructuurplanning helpt zowel het kabinet, medeoverheden als netbeheerders bij het maken van optimale, samenhangende keuzes ten aanzien van infrastructuur- en systeemontwikkeling, en beperkt het risico op zowel onderontwikkeling als overontwikkeling van benodigde infrastructuur.



11. Kosten energiesysteem

11.1 Inleiding

Dit hoofdstuk gaat in op de verwachte kostenontwikkeling van het toekomstige duurzame energiesysteem en hoe het kabinet hiermee omgaat. In dit hoofdstuk wordt eerste de verwachte kostenontwikkeling beschreven (paragraaf 11.2) en daarna wordt aangegeven welke stappen het kabinet zet om de kosten te verlagen (paragraaf 11.3), hoe de kosten door met name de eindgebruikers worden betaald waar dat kan en dat maatschappelijk gewenst is (paragraaf 11.4) en wat deze kostenontwikkeling en verdeling betekent voor de overheidsbegroting (paragraaf 11.5). Dit hoofdstuk eindigt met uitgangspunten voor beleid (paragraaf 11.6).

De transitie naar een duurzaam en betrouwbaar energiesysteem brengt een complex trilemma met zich mee: hoe zorgt de overheid dat energie en de energietransitie betaalbaar is en blijft voor huishoudens, bedrijven en de samenleving als geheel, zonder afbreuk te doen aan duurzaamheidsdoelstellingen en de betrouwbaarheid van het energiesysteem? Investeren in een duurzaam en betrouwbaar energiesysteem brengt significante kosten met zich mee: denk aan investeringen in verduurzamingstechnieken en kosten voor (duurzame) brandstoffen die bedrijven en huishoudens moeten opbrengen. Daarnaast is het essentieel om de betrouwbaarheid van het energiesysteem te waarborgen, zoals het garanderen van een stabiel energienet en het kunnen voldoen aan de energievraag op elk moment. Om de energietransitie betaalbaar te houden wil het kabinet het totaal van deze kosten zo laag mogelijk houden voor huishoudens, maatschappelijke organisaties en bedrijven, en tegelijkertijd de overheidsuitgaven beheersbaar houden.

Om de betaalbaarheid van de transitie te waarborgen, moet er beter inzicht komen in de verschillende kosten van het energiesysteem. Hierbij gaat het om inzicht in de totale kosten voor verduurzaming: investeringen (capital expenditures, CAPEX) en operationele kosten (operating expenditures, OPEX) en brandstofkosten, maar ook in hoe deze kosten bij eindgebruikers terechtkomen (zie tekstbox 4). In de Klimaat- en Energienota 2025 is aangekondigd om, via het meerjarige kennisprogramma Energietransitie Integraal Kostenbeeld (EIK, zie tekstbox 5), het inzicht in de verschillende kosten van de energietransitie te vergroten.

Tekstbox 4: Definities verschillende soorten kosten

Er zijn verschillende soorten kostenbegrippen met elk een eigen definitie:

- **Nationale (systeem)kosten:** de totale nationale kosten van het energiesysteem voor Nederland als geheel, waarbij als het ware op één punt alle kosten en baten samenkomen. De systeemkosten bestaan uit drie componenten: Jaarlijkse kapitaallasten (CAPEX, berekend uit investeringskosten en levensduur), jaarlijkse operationele lasten (OPEX) en brandstofkosten. Overdrachten tussen actoren, zoals winsten, subsidies en belastingen, maken geen onderdeel uit van deze kosten omdat dit kosten voor de een, maar baten voor een ander betekenen.
- **Eindgebruikerskosten:** de vaste en variabele kosten voor consumenten, bedrijven en maatschappelijke organisaties voor hun energieverbruik en -productie en verduurzaming van hun bezit. Dit hangt samen met het verdelingsvraagstuk van de kosten.

EIK zorgt voor een integraal kostenbeeld en draagt daardoor bij aan betere besluitvorming. De huidige kosteninzichten komen voort uit meerdere studies, zoals prognoses van netbeheerders van de investeringsopgave in de energie-infrastructuur (Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders, FIEN), studies over de kosten van duurzame elektriciteitsopwekking of over verduurzaming van het eindgebruik. Hoewel deze studies op zichzelf waardevol zijn, is het cruciaal om beleidskeuzes te maken op basis van integrale systeemkostenstudies. De FIEN-studies uit 2025 en 2026 concluderen bijvoorbeeld dat de investeringen in de elektriciteitsinfrastructuur richting 2040 fors toenemen en daardoor ook de verwachte netwerktarieven voor eindgebruikers.[148],[149] Om conclusies te kunnen trekken over de meest effectieve verduurzamingsroutes moeten echter de kosten van verschillende manieren van energieproductie en de verduurzamingskosten van de eindgebruikers óók worden meegewogen. Daaruit blijkt dat tegenover stijgende netwerkkosten ook dalende kosten op andere plekken in het energiesysteem staan. Binnen EIK worden daarom meerdere scenario's op systeemniveau onderzocht.[150]

148 PWC (2025). Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders ("FIEN+").

149 PWC (2026). Financiële Impact van het Energiebeleid voor Netbeheerders 2026.

150 Het startrapport EIK, waar in dit hoofdstuk veel gebruik van wordt gemaakt, biedt voor het eerst dergelijke integrale inzichten. Binnen EIK wordt momenteel gewerkt aan actualisatie van gebruikte data en verbeteringen in de methodiek. Vanwege de timing van de verschillende publicaties zijn de resultaten in het EIK-startrapport bijvoorbeeld nog gebaseerd op de FIEN-studie uit 2025.

Tekstbox 5: Kennisprogramma EIK

Om meer grip te krijgen op de toekomstige systeemkosten zijn de publieke kennisinstellingen CBS, CPB, PBL, RVO en TNO, op verzoek van het kabinet in september 2025 gestart met het meerjarig kennisprogramma Energietransitie Integraal Kostenbeeld (EIK).

EIK ontwikkelt een samenhangende kennisbasis van data, modellen en methodieken om de financiële gevolgen van keuzes in het energiesysteem inzichtelijk te maken. Het programma werkt toe naar een integraal kostenbeeld dat naast de totale systeemkosten, ook de verdeling laat zien over huishoudens, bedrijven en overheid, inclusief macro-economische en externe effecten.

EIK onderscheidt zich door de samenhang van het onderzoek en door integratie van verschillende expertises. Systeemanalyses en scenario's worden gecombineerd met economische doorrekeningen, verdelingseffecten, statistische onderbouwing en praktijkinformatie over projecten en businesscases. Hierdoor ontstaat een transparant raamwerk voor het analyseren van kosten, de verdeling daarvan, en inzicht in de kostenontwikkeling onder uiteenlopende beleidskeuzes en verschillende transitiepaden. De resultaten bieden beleidsmakers handvatten bij keuzes in het energiesysteem en ondersteunen bij de verdere uitwerking van het beleid.

De komende jaren werken partijen aan de kennisbasis voor het volledig integraal kostenbeeld. Inmiddels zijn eerste resultaten gepubliceerd, waaronder analyses van de huidige systeemkosten, het belang van investeringen in Europese transmissienetwerken, de huidige en historische uitgaven en inkomsten van de overheid en een eerste prototype dat scenario's, beleidsimpact en kostenverdeling samenbrengt. Daarnaast is in de Startrapportage een synthese opgesteld van de huidige inzichten van EIK en al bestaande literatuur. Alle resultaten zijn te vinden op Energietransitie Integraal Kostenbeeld - Energy.nl.

11.2 De kostenstructuur en de totale kosten van het toekomstig energiesysteem

11.2.1 *Kosten en baten van nieuw energiesysteem*

De baten van de energietransitie, zoals energieonafhankelijkheid, vermeden klimaatschade en minder luchtverontreiniging, zijn hoger dan de kosten. Op mondiaal niveau zijn de potentiële baten van extra mitigatie substantieel en overstijgen in veel studies de macro-economische mitigatiekosten.[151] De macro-economische kosten van mitigatie die de opwarming beperken tot onder 2° C liggen voor de Europese Unie tussen 0-2,5% van het bbp, terwijl de vermeden klimaatschade in 2100 hierbij op 2-13% van het mondiale bbp ligt[152]. Daarnaast heeft de transitie ook directe nationale effecten. Zo verkleint de overstap naar een duurzaam systeem de directe blootstelling aan geopolitieke prijsschokken. Op dit moment is grofweg de helft van de systeemkosten importkosten van fossiele brandstoffen en deze kosten zijn bijna verdubbeld na het sluiten van de Straat van Hormuz. Ook verminderen elektrificatie en schonere energiebronnen luchtverontreiniging, wat vervolgens weer leidt tot lagere zorgkosten, hogere arbeidsproductiviteit en verbeterde kwaliteit van de leefomgeving. Daarnaast leidt emissiereductie tot minder druk op onze natuur en ecosystemen.[153] Een recente studie naar de baten van de energietransitie laat tevens zien dat de transitie de energiezekerheid verbetert doordat de afhankelijkheid van energie-importen afneemt en er in eigen land meer (schone) energie wordt geproduceerd. Ook heeft de transitie een positief effect op de werkgelegenheid en leidt de vermindering van vervuiling als gevolg van fossiele brandstoffen tot minder verzuimdagen en lagere nationale gezondheidsuitgaven voor aandoeningen aan de luchtwegen en andere ziekten.[154] Hierom zijn de maatschappelijke kosten van niet verduurzamen erg hoog en is de energietransitie, ondanks de bijkomende kosten, maatschappelijk zeer wenselijk.

De systeemkosten van het energiesysteem stijgen in de periode 2025-2050. Figuur 11.1 toont de resultaten van een recente verkennende studie van TNO over de ontwikkeling van de totale systeemkosten van het energiesysteem vanaf 2030 bij verschillende klimaatneutrale scenario's.[155] De systeemkosten in deze figuur omvatten de kosten voor de energievoorziening, de energie-infrastructuur en voor investeringen in verduurzaming van huishoudens en bedrijven, inclusief productie van energie, producten en diensten ten behoeve van de export.

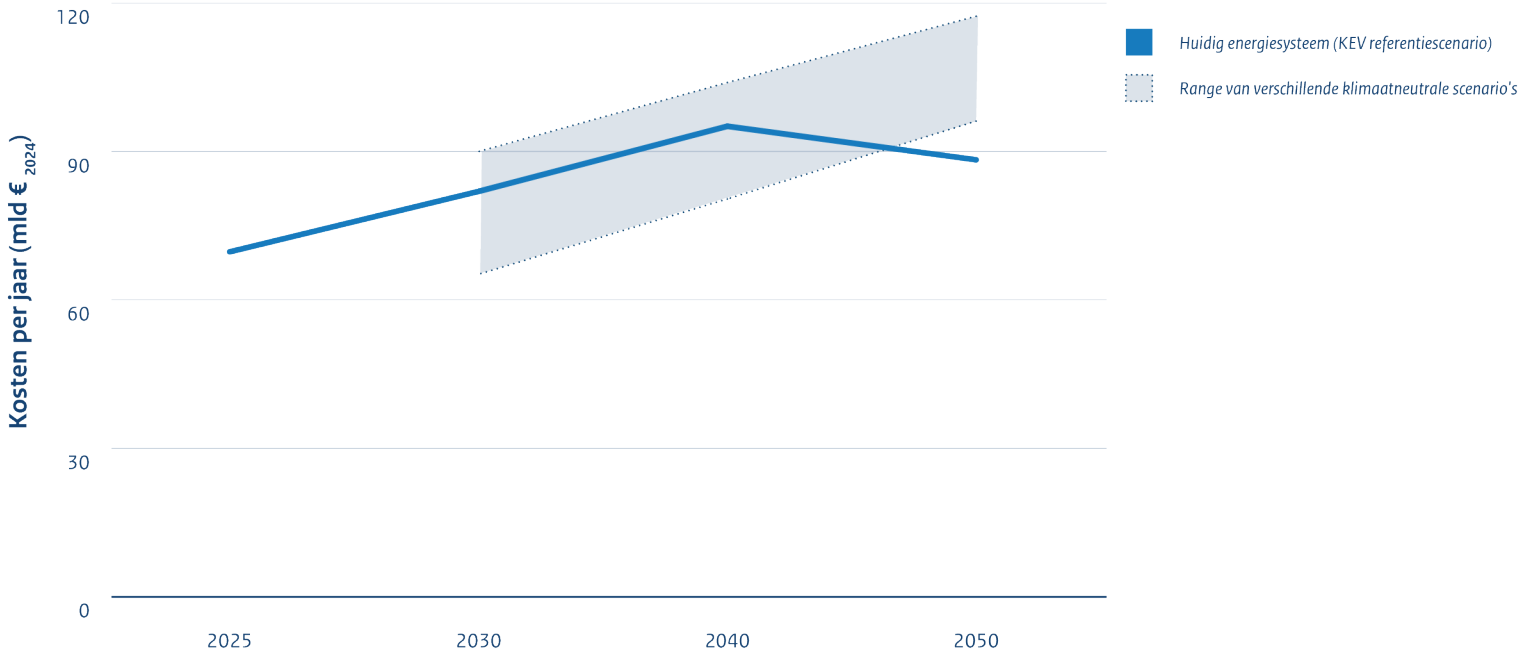
151 RVO (2026). Kosten van de energietransitie: Synthese van kennis en kennislacunes.

152 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.

153 RVO (2026). Kosten van de energietransitie: Synthese van kennis en kennislacunes.

154 McKechnie & Udding (2026). Free!?* energy transition: including the monetized value of climate, health, energy security and macroeconomic effects in the Netherlands.

155 TNO (2026). Project INKTVIS; bouwen aan zicht op de kosten van de energietransitie.



Figuur 11.1 *Ontwikkeling van de totale systeemkosten van het energiesysteem in de periode 2025-2040. Bron: TNO*[156]

Waar de kosten volgens het referentiescenario in 2025 rond de €70 miljard liggen, kunnen ze in 2050 volgens TNO oplopen tot €100 miljard of zelfs €120 miljard.[157] Belangrijk om hierbij op te merken is dat de systeemkosten tussen 2025 en 2050 ook zullen stijgen bij ongewijzigd beleid (het KEV-referentiescenario), terwijl dan geen klimaatneutraliteit wordt gerealiseerd. Onder andere de extra energievraag door verwachte toename van de bevolking en groei van de economie en verwachte ontwikkeling van de prijzen van energiedragers en uitstootrechten dragen bij aan deze stijging. De kosten van het huidige systeem zijn ook gevoelig voor de marktprijzen. In de TNO-studie zijn alle scenario's doorgerekend met hoge en lage energieprijzen, gebaseerd op de bandbreedtes

156 TNO (2026). Project INKTVIS; bouwen aan zicht op de kosten van de energietransitie.

157 Alleen het KEV-reconstructiescenario (grijze lijn), waarin de klimaatdoelen niet worden gehaald en het energiesysteem grotendeels fossiel blijft, laat een duidelijk afwijkend kostenpad zien ten opzichte van de overige scenario's. In vergelijking met scenario's waarin de klimaatdoelstellingen wel worden gerealiseerd, resulteert dit in een ander kostenprofiel over de tijd. Het verschil in de kostenontwikkeling tussen het KEV-reconstructiescenario en de overige scenario's weerspiegelt in belangrijke mate de extra investeringen die nodig zijn om de klimaatdoelstellingen te realiseren.

uit de Klimaat- en Energieverkenning 2025. Echter, bij de energieprijzen die in de energieschok van voorjaar 2026 op de markt golden, komt het 2025 referentiebeeld op een totaal van bijna €96 miljard uit, wat duidelijk maakt hoezeer de kosten van het huidige systeem worden bepaald door volatiele marktprijzen.

De kosten van een duurzaam energiesysteem in 2050 bedragen ongeveer hetzelfde deel van het bbp als in 2025. TNO schat de gemiddelde jaarlijkse kostenstijging van 2025 tot 2050 in de orde van grootte van 1,0% tot 2,1%. De gemiddelde historische economische groei in Nederland bedraagt sinds 2008 ongeveer 1,3% per jaar en de scenario's van de Toekomstverkenning Welvaart en Leefomgeving (WLO-scenario's) gaan voor de toekomst uit van een gemiddelde jaarlijkse groei tussen 0,5% en 2%. De relatieve uitgaven aan het energiesysteem ten opzichte van het verwachte bbp kunnen daarmee ongeveer gelijk blijven in die periode (ongeveer 6%).[158]

De samenstelling van het energiesysteem en inschattingen van de omvang van de energie-intensieve productie bepalen de exacte hoogte van de totale kosten. Een energiesysteem met meer elektrificatie waar dat technisch kan is bijvoorbeeld goedkoper dan een energiesysteem met meer waterstof, ondanks de extra noodzakelijke investeringen in het elektriciteitsnet. Daarnaast zien we dat scenario's met meer (energie-intensieve) industriële productie een hogere energievraag kennen, en daardoor hogere totale jaarlijkse systeemkosten. Daar tegenover staan potentiële baten als grotere economische activiteit, toenemende werkgelegenheid en meer strategische autonomie. De kosten en baten van systeemkeuzes moeten daarom zorgvuldig worden gewogen (zie paragraaf 11.4).

Er is nog veel onzekerheid; daarom is versterking en aanscherping van de kostenbeelden cruciaal. Het huidige kostenbeeld is nog incompleet en het kan zijn dat de kosten van specifieke technologieën sterker dalen dan nu verwacht, bijvoorbeeld vanwege technologische ontwikkelingen. Zo daalden de kosten van zonne-energie, windenergie op land en windenergie op zee de afgelopen tien jaar met respectievelijk 80%, 65% en 50%.[159] Om misinvesteringen zoveel mogelijk te voorkomen, blijft het actief monitoren van de (toekomstige) systeemkosten en het meewegen hiervan in beleid cruciaal. In volgende actualisaties van het NPE blijft de doorwerking van systeemkeuzes in het kostenbeeld terugkomen. Daarnaast is de inzet om het integrale kostenbeeld nadrukkelijk mee te wegen in de reguliere klimaat- en energiebesluitvorming, in lijn met de KEV.

11.2.2 *Veranderende kostenstructuur*

De structuur van de systeemkosten verandert richting 2050 aanzienlijk. De kosten van het huidige systeem zijn vooral operationele kosten waaronder (fossiele) brandstofkosten, zoals gas en olie. De kosten van het toekomstige energiesysteem worden voor een veel groter deel gevormd door investerings- en vervangingskosten voor duurzame opwektechnologie, infrastructuur en verduurzaming van het eindgebruik. De toekomstige energie-opwek bestaat namelijk vooral uit productiemethodes, zoals zon- wind, en kernenergie, die hoge investeringen kennen, en geen of relatief lage brandstofkosten. Er zal er in een volledig klimaatneutraal energiesysteem nog altijd sprake zijn van kosten die gepaard gaat met import van energiedragers, zoals biogrondstoffen, duurzaam geproduceerde waterstofdragers of energie-intensieve grond- en brandstoffen.

158 TNO (2026). Project INKTVIS; bouwen aan zicht op de kosten van de energietransitie.

159 IEA (2025). World Energy Outlook & IEA (2025) Renewables.

Omdat deze grond- en brandstoffen met name in specifieke sectoren worden ingezet, en naar verwachting op veel plekken in de wereld worden geproduceerd, wordt de kwetsbaarheid van onze economie – bijvoorbeeld door prijsschokken of toeleveringsproblemen – waarschijnlijk aanzienlijk lager.

De verschuiving in de kostenstructuur leidt voor gebruikers tot een groter aandeel van vaste kosten in de energie-uitgaven en significante initiële investeringen die zich over een langere termijn terugbetalen. Eindgebruikers krijgen te maken met significante investeringen en bijbehorende kapitaallasten in eigen duurzame installaties, zoals warmtepompen, geëlektrificeerde productiemethodes en laadpalen; daardoor gaan vaste kosten een groter deel van de energie-uitgaven vormen. Daartegenover zullen voor veel gebruikers lagere kosten staan voor het daadwerkelijke energiegebruik. De kosten voor eindgebruikers lopen daarmee op de baten vooruit, omdat de investeringen eerder gemaakt moeten worden. Dit kan voor (een deel van) de huishoudens en bedrijven een opgave zijn (zie paragraaf 11.4).

11.3 Verlagen van de totale kosten van het energiesysteem

Het kabinet streeft ernaar om de geraamde kostenstijging te verlagen, maar weegt ook andere maatschappelijke belangen, zoals de beschikbaarheid van voldoende energie, energieonafhankelijkheid, rechtvaardigheid en strategische autonomie. Voldoende (duurzame) energie is essentieel voor een florerende economie en samenleving. Energiegebruik is onlosmakelijk verbonden met het verwarmen van woningen, rijden in een auto of het produceren van goederen en daarmee economische waarde. Beschikbaarheid van voldoende energie heeft kortom grote maatschappelijke waarde. Daarnaast kunnen er andere redenen zijn om niet uitsluitend te streven naar het systeem met de laagste kosten. Het waarborgen van leveringszekerheid, het vergroten van strategische autonomie, ruimtelijke inpassing, rechtvaardigheid en andere maatschappelijke belangen kunnen hogere kosten acceptabel maken. Het kabinet weegt deze publieke belangen en stuurt hierbij op de hoogste maatschappelijke waarde.

11.3.1 *Verlagen kosten door te sturen op systeemkeuzes*

Met het (geactualiseerde) NPE zet het kabinet in op systeemkeuzes die de toekomstige systeemkosten beperken. Zo wil het kabinet sterker inzetten op het elektrificeren van een groter deel van de energie-intensieve industrie, omdat dit volgens de actuele kostenverwachtingen gunstiger is dan de alternatieven (zie hoofdstuk 4). Ook ziet het kabinet een beperktere rol voor ontwikkeling en het gebruik van gasvormige hernieuwbare waterstof in Nederland dan voorzien in het NPE uit 2023 en gaat het uit van meer import van waterstofrijke grond- en brandstoffen (zie hoofdstuk 5). Ook bij het bepalen van de beleidsinzet voor de gewenste mix aan productietechnieken voor CO_2-vrije elektriciteit maakt het kabinet gebruik van actuele kosteninzichten, waarbij het zowel de productiekosten als verdere systeemkosten (zoals infrastructuur) meeweegt. Daarnaast benadrukt het kabinet ook het belang van energiebesparing. Energiebesparing kan miljarden euro's aan kosten vermijden.[160] Om ook in de toekomst goed en steeds beter geïnformeerd te zijn over de kosten(verdeling) van verschillende systeemkeuzes,

160 TNO (2025). De rol van energiebesparing in het energiesysteem. Kwantificering van de multiple benefits van energiebesparing.

werkt het kabinet aan het vergroten van de kennisbasis op dit gebied via het eerdergenoemde kennisprogramma EIK. Deze inzichten kunnen meegenomen worden in toekomstige herijkingen van het NPE en andere besluitvormingsmomenten.

Tijdens de transitie streeft het kabinet er ook naar om de totale systeemkosten te verlagen door proactief te sturen op de ruimtelijke inrichting van het energiesysteem. Energie-infrastructuurkosten zijn een groot deel van de toekomstige energiesysteemkosten. Het Programma Energiehoofdstructuur (PEH) laat zien welke nieuwe nationale energie-infrastructuur nodig is richting 2050 en waar deze kosteneffectief geplaatst kan worden. Het PEH wordt geactualiseerd in 2028. Ook proactief ruimtebeleid kan de totale systeemkosten verder verlagen. Bij proactief ruimtebeleid maakt het kabinet een centrale planning en verwerft en reserveert het op basis daarvan proactief grond. Dit zorgt voor kortere doorlooptijden en het tijdig kosteneffectief inrichten van het energiesysteem. Bij de aanleg van elektriciteitsinfrastructuur kan proactieve locatiesturing bijvoorbeeld leiden tot € 17,5 mld. lagere kosten.[161] Voor de vijf grote haven- en industrieclusters, waar het energiesysteem en veel andere nationale belangen samenkomen, neemt het Rijk een sterkere regie via het ontwikkelen van een ruimtelijk-economische strategie.

11.3.2 Verlagen kosten door het creëren van (prijs)zekerheid.

Onzekerheid over de ontwikkeling van aanbod en vraag leidt tot hogere risicopremies en daarmee tot hogere kosten voor het energiesysteem. Zoals eerder gesteld, zijn investeringen een groot deel van de toekomstige energiesysteemkosten. Voor een significant deel van deze investering sluiten huishoudens en bedrijven leningen af, waardoor de totale kosten van de transitie sterk afhankelijk zijn van de rentetarieven. Onzekerheden, bijvoorbeeld rondom verduurzamingsbeleid en (mede daardoor) de vraag naar en de prijs van duurzame energiebronnen, verhogen de gevraagde risicopremies en daarmee de rentelasten. Door meer zekerheid over de ontwikkeling van het energiesysteem te creëren, kan de overheid risicopremies en de rentelasten verlagen. Zo leidt een paar procentpunt hogere rente al snel tot extra kosten van enkele tientallen miljarden euro's. Er is dus potentie om de systeemkosten te verlagen als de overheid meer zekerheid kan creëren en daarmee de effectieve rentes kan verlagen.[162]

Beleid gericht op het bieden van zekerheid en het verminderen van risicopremies kan de kosten verlagen. Consistent normerend en beprijzend beleid is belangrijk voor het creëren van zekerheid en daarmee lagere rentekosten. Ook kan het soms voordelig zijn om via subsidiërende maatregelen risico's te verlagen. Sommige risico's zijn voor projectontwikkelaars erg onvoorspelbaar en/of sterk afhankelijk van het gevoerde beleid. De overheid kan beleidsafhankelijke risico's beter beheersen, omdat de overheid beleidsontwikkelingen beter kan overzien en indien wenselijk aanpassen. Bij complexe projecten met lange

161 Kamerstukken II 2024/25 29023, nr. 567.

162 Kalavasta (2025). Verkennend kostenbeeld Netbeheer Nederland scenario's 2025.

bouwtijd, zoals bij kerncentrales, kan private financiering (in de ontwikkel- en bouwfase) bijvoorbeeld alleen aangetrokken worden als dit gepaard gaat met risico-overdracht aan de staat. Private partijen zijn namelijk niet, of heel beperkt, bereid om financiële risico's op zich nemen als deze zo groot zijn of een groot beleidscomponent kennen. Ook is de lange periode tot de investering rendeert als gevolg van de lange bouwtijd een drempel voor private financiers. Daarnaast rekenen ze een hogere rente dan waarvoor de Nederlandse staat op de kapitaalmarkt kan lenen, wat de totale kosten voor een kerncentrale aanzienlijke opdrijft, met name vanwege de lange bouwfase waarin nog geen inkomsten worden gegenereerd om een lening af te lossen en de rentelasten sterk oplopen. Om betaalbaarheid te borgen heeft het kabinet gekozen voor publieke financiering van de bouw van een kerncentrale. Ook zon-PV- en windenergieprojecten komen momenteel zonder overheidssteun vaak niet tot stand, terwijl deze wel cruciaal zijn voor een succesvolle energietransitie. Het kabinet werkt daarom aan het prijszekerheidsmechanisme van tweezijdige *contracts for difference (CfD's)*, dat de uitrol van nieuwe projecten tegen lagere financieringskosten mogelijk maakt. Gezien de relatief grote en deels onzekere publieke uitgaven die hiermee gepaard gaan, is het belangrijk dat het kabinet zorgvuldig blijft kijken naar de impact hiervan.

Bij de ontwikkeling van prijszekerheidsmechanismes of keuzes voor publieke, private of publiek-private financiering is een passende verdeling van risico's tussen markt en de overheid van belang. Risico's die door de markt gedragen kunnen worden, moeten vanuit het oogpunt van efficiëntie zoveel mogelijk bij marktpartijen blijven. Ook moeten bij de vormgeving van risico-verlagende instrumenten prijsprikkels zoveel mogelijk in stand blijven. Dit is ook wenselijk in het kader van beheersbare overheidsfinanciën. In geval van (grotendeels) publieke financiering, zoals bij de eerste grootschalige kerncentrales, is er sprake van een risicoverdeling tussen markt en overheid (via de opgerichte beleidsdeelneming NEO NL) door middel van de contractuele afspraken met de technologieleverancier van het project. Bijvoorbeeld door middel van vaste prijsafspraken met de technologieleverancier. Het kabinet houdt bij het ontwerpen van een CfD rekening met een passende verdeling van de risico's.[163] Het kabinet kijkt daarnaast naar mogelijkheden voor het stimuleren van vasteprijs-PPA's middels een cPPA-garantiefonds. Daarnaast verkent het kabinet de mogelijkheden om aanvullend op bestaande subsidieregelingen in samenwerking met Invest-NL een extra financieel instrument te ontwikkelen om, wanneer mogelijk, de financierbaarheid van flexibele elektrificatie bij de industrie te verbeteren.

11.3.3 Verlagen kosten door energie-innovatie

Door in te zetten op energie-innovatie stuurt het kabinet op lagere systeemkosten. De totale kosten van het energiesysteem hangen sterk af van de kosten van verschillende energietechnieken. Een deel van de nodige technieken is momenteel nog duur of nog niet marktrijp. Het kabinet jaagt energie-innovatie daarom actief aan, om ervoor te zorgen dat deze technieken op tijd betaalbaar en uitvoerbaar zijn.

Het kabinet stimuleert energie-innovatie via gerichte, meerjarige innovatieprogramma's en subsidies voor onderzoek, ontwikkeling en demonstratie. Via subsidieregelingen zoals DEI+, MOOI en EKOO worden jaarlijks circa 100

163 Kamerstukken II 2025/26 31239, nr. 445.

innovatieprojecten ondersteund. Het stimuleren van energie-innovatie leidt tot kostenreducties in de productie door leer- en schaaleffecten, evenals door standaardisatie en industrialisatie. Hierbij kan gedacht worden aan de historische kostprijsreductie van zonnepanelen of windturbines op zee. Daarnaast is kostenreductie vaak een indirect resultaat van niet-technologische innovaties, systeeminnovaties of innovaties in aanverwante technologieën. Dit kan ervoor zorgen dat technologieën goedkoper te implementeren zijn, doordat er bijvoorbeeld minder ruimte of arbeid nodig is, of kritieke grondstoffen in zitten. Denk dan aan innovatie op circulaire batterijen die makkelijker op te schalen zijn in de stedelijke omgeving of de ontwikkeling van een gevelrobot die bestaande woningen eenvoudiger, sneller en goedkoper kan isoleren.[164]

Het kabinet zet ook bij innovatie in op richtinggevend en (Europees) normerend beleid. Via missiegedreven innovatiebeleid worden duidelijke prioriteiten gesteld door middel van de meerjarige innovatieprogramma's, die tevens in lijn zijn met de beleidsvisie van het NPE. Dit biedt richting en meer zekerheid voor de markt bij het bepalen welke innovaties ontwikkeld kunnen worden en welke randvoorwaarden hierbij van belang zijn. Een voorbeeld van normerend en richtinggevend beleid is de Net Zero Industry Act (NZIA). Om ervoor te zorgen dat 40% van de EU-behoefte aan schone technologie in 2030 in Europa geproduceerd wordt, is niet alleen stimulering nodig van innovaties, maar ook vraagcreatie. Door bijvoorbeeld als overheid bij aanbestedingen en veilingen vaker minimumeisen te stellen aan de duurzaamheid van schone technologie, zoals de circulariteit van zonnepanelen of batterijen, ontstaat er langetermijnzekerheid voor investeerders. De kaders worden hierbij gegeven door de Industrial Accelerator Act (IAA), die op dit moment uitgewerkt wordt, met daarbij de nadrukkelijke focus op Europees normerend beleid voor de bouw, industrie en energiesector. Het kabinet zet bij de uitwerking van de IAA onder andere in op versnelling van vergunningverlening en steviger ambitie op vraagcreatie, door bijvoorbeeld productnormering en verplichtingen rond inzet van labels.

11.3.4 Verlagen kosten door prijsprikkels in stand te houden

Bij de verdeling van de investeringsopgave is het uitgangspunt dat de eindgebruiker de maatschappelijke kosten draagt waar dat kan. Dit uitgangspunt bevordert energiebesparing en doelmatig gebruik van energie(infrastructuur) en verlaagt daarmee de kosten van het energiesysteem. Daarnaast stimuleert het doorberekenen van de daadwerkelijke maatschappelijke kosten van energie eindgebruikers om te investeren in kosteneffectieve schone alternatieven. Het kabinet zet daarom in, bijvoorbeeld via de inzet op een sterk EU-ETS, op het beprijzen van broeikasgasemissies en het doorberekenen van kosten aan eindgebruikers. Ook het doorrekenen van daadwerkelijke tijd- en gebuiksafhankelijke gebruikskosten voor het elektriciteitsnet leidt tot efficiënter gebruik.

Een tijd- en verbruiksafhankelijk nettarief voor kleine aansluitingen helpt het net te ontlasten en verlaagt daarmee de kosten van het elektriciteitsnetwerk. Door nettarieven afhankelijk te maken van het moment en de mate van gebruik worden huishoudens gestimuleerd om hun elektriciteitsverbruik te spreiden en piekbelasting te verminderen. Dit verlaagt de benodigde investeringen in netcapaciteit en daarmee de totale

164 Topsector Energie (2024). SPIDER - Smart Program for Integrated Development of Exterior Renovation.

kosten van het energiesysteem. Tegelijkertijd dragen tijd- en gebruiksafhankelijke nettarieven bij aan een evenwichtigere kostenverdeling. Elektriciteitsverbruikers die weinig elektriciteit verbruiken betalen minder netkosten dan grote elektriciteitsverbruikers. Ongeveer 60% van de huishoudens gaat er met dit nieuwe tariefmodel op vooruit. Ook zorgt het ervoor dat de huishoudens die aangesloten zijn op een collectief warmtenet in plaats van een warmtepomp minder betalen voor het elektriciteitsnet. Met de huidige vaste nettarieven betaalt een huishouden met een warmtepomp evenveel als een huishouden dat is aangesloten op het collectieve warmtenet, terwijl de laatste huishoudensgroep het elektriciteitsnet ontlast. Om onnodige netverzwaring te voorkomen is het daarom ook van belang dat, in de specifieke gebieden waar een aansluiting op het collectieve warmtenet zorgt voor lagere systeemkosten, dit ook leidt tot lagere eindgebruikerskosten. De nieuwe nettarieven kunnen hieraan bijdragen.

11.4 Het uitgangspunt dat de eindgebruiker betaalt blijft een belangrijk vertrekpunt

11.4.1 *Beleidsmix*

De energietransitie kent een enorme investeringsopgave en de overheid moet waar nodig deze investeringen stimuleren of normeren. In de periode voor 2025 waren de geraamde jaarlijkse investeringen in het energiesysteem 18 miljard, terwijl verschillende scenario's laten zien dat deze investeren moeten stijgen naar 42 tot 59 miljard euro per jaar voor klimaatneutraliteit.[165] Tijdens de transitie zorgt de overheid middels klimaat- en energiebeleid dat de benodigde investeringen voor huishoudens, bedrijven en maatschappelijke instellingen waar mogelijk aantrekkelijk genoeg of anders verplicht zijn. Dit doet de overheid door vervuilende activiteiten te beprijzen of te reguleren en schone activiteiten te subsidiëren of te normeren. Hierbij geldt dat het doel van klimaat- en energiebeleid is om verduurzaming te realiseren, niet om te herverdelen. In het nieuwe energiesysteem blijft het uitgangspunt dat de eindgebruiker betaalt een belangrijk vertrekpunt voor het kabinet. Prijsprikkels worden benut om efficiënt energiegebruik, verduurzaming en een rechtvaardige transitie te stimuleren. Ook zijn overheidsmiddelen beperkt en werken belastingheffingen vaak marktverstorend. Tegelijkertijd hebben, met name tijdens de energietransitie, specifieke eindgebruikers ondersteuning nodig omdat betaalbaarheid en concurrentievermogen in het geding komt waardoor niet iedereen kan verduurzamen en omdat de energietransitie anders niet (tijdig) plaatsvindt. Daarnaast is het van belang dat het neerleggen van alle maatschappelijke kosten bij de gebruiker bijdraagt aan, of verenigbaar is, met een effectieve en efficiënte transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem. Dit vraagstuk

165 TNO (2026). Project INKTVIS; bouwen aan zicht op de kosten van de energietransitie.

speelt bijvoorbeeld bij de investeringen die vooruitlopend op elektrificatie nodig zijn voor de uitbreiding en versterking van de elektriciteitsinfrastructuur. Hier kunnen de hogere nettarieven de overstap van aardgas naar elektriciteit bemoeilijken.[166] Het kabinet zal daarom nader onderzoeken hoe de bekostiging van elektriciteitsinfrastructuur de overstap naar elektriciteit voor eindgebruikers niet onnodig bemoeilijkt. Daarbij zal ook aandacht zijn voor de door de Wetenschappelijke Raad voor het Regeringsbeleid geformuleerde verschillende beginselen om tot rechtvaardige verdelingen te komen.[167]

Ook vanwege het risico op markt- en transitiefalen zijn subsidies een belangrijk onderdeel van de beleidsmix. De energietransitie kent een coördinatieprobleem: als er onvoldoende energie-infrastructuur of betaalbaar aanbod is van energiedragers verduurzamen eindgebruikers minder snel of niet. Tegelijk geldt dat als eindgebruikers niet investeren in verduurzaming, er geen businesscase is voor het aanbod van en de infrastructuur voor energiedragers. Alleen beprijzen van vervuilende activiteiten leidt tot onnodige hoge prijsschokken en maatschappelijke kosten. Sommige bedrijven, huishoudens en maatschappelijke instellingen kunnen dan (nog) niet verduurzamen omdat het ontwikkelen van voldoende duurzame energiedragers tijd kost en het huidige aanbod onvoldoende is. Hierom is, naast beprijzen en normeren, het subsidiëren van verschillende nog niet-marktrijpe technieken ook noodzakelijk. Juist de combinatie van maatregelen zorgt voor een optimale werking van de maatregelen. Omdat ook bij de inzet van subsidie een risico bestaat van misallocatie van (publieke) middelen, is het van groot belang om onderliggende aannames over vraag- en aanbodontwikkeling doorlopend te blijven toetsen.

166 Nilissen (2026). De Energietransitie Paradox: hoe stijgende systeemkosten de vraag naar elektriciteit afremmen, en wat daaraan te doen

167 WRR (2023). Rechtvaardigheid in klimaatbeleid. Over de verdeling van klimaatkosten

Tekstbox 6: Energiebelasting

Naast het EU-emissiehandelssysteem, is in Nederland de energiebelasting (EB) een belangrijk beprijzingsinstrument in de energietransitie. De EB is ingevoerd als prikkel voor **energiebesparing** en met het doel om **overheidsinkomsten** te genereren. Daarnaast kan deze belasting ook **verduurzaming** bevorderen. Doordat de EB de prijs van energie verhoogt, draagt deze (indirect) bij aan het beperken van **broeikasgasemissies** en het verkleinen van de **energie-afhankelijkheid**.

De verschillende effecten van de EB op de energietransitie en energierekening maken de keuzes over tariefzetting complex.

De elektriciteitsproductie in Nederland verschuift steeds meer naar hernieuwbare energiebronnen, wat gecombineerd met de **elektrificatie** van eindgebruik, cruciaal is voor de transitie (zie hoofdstuk 5). Het is wenselijk dat de verhouding tussen de EB-tarieven op aardgas en elektriciteit een stabiele stimulans biedt voor elektrificatie. Tegelijkertijd moeten prikkels blijven bestaan voor het efficiënte gebruik van elektriciteit, zodat er niet onnodig veel elektriciteit moet worden opgewekt en getransporteerd via het elektriciteitsnet, vooral tijdens de piekuren.

Het derde aspect dat moet worden meegewogen bij de tariefzetting is de **betaalbaarheid** van de energierekening (binnen het bredere inkomsten- en lastenbeeld). De EB is immers van invloed op de betaalbaarheid van energie voor zowel kleingebruikers, afhankelijk van hun draagkracht, als voor energie-intensieve internationaal concurrerende bedrijven, waarvan de concurrentiepositie mede wordt bepaald door de kosten van energie. Bij het bepalen van de tarieven voor kleingebruikers moet er een balans worden gevonden tussen het stimuleren van de energietransitie en het waarborgen van de betaalbaarheid, ook voor mensen en bedrijven die niet in staat zijn om op korte termijn volledig te elektrificeren. Het dempen van relatief hoge tarieven met een vaste belastingvermindering per aansluiting kan hieraan bijdragen. Voor bedrijven die internationaal concurreren, is het van belang dat de tarieven niet te veel afwijken van die in andere landen, omdat dit het speelveld kan verstoren en productie en emissies naar het buitenland kan verplaatsen, wat negatieve gevolgen kan hebben voor het klimaat en de afhankelijkheid van andere landen kan vergroten.

Een andere belangrijke uitdaging in de energietransitie is het effectief **opvangen van het fluctuerende aanbod** van hernieuwbare energie in het energiesysteem, bijvoorbeeld door de vraag naar elektriciteit te verschuiven naar momenten van veel aanbod of door energieopslag mogelijk te maken (zie hoofdstuk 5). De EB is een vast component van het totale leveringstarief. Op momenten van veel aanbod dalen de (dynamische) marktprijzen, waardoor het component EB relatief zwaarder weegt in het totale leveringstarief. Dit kan ervoor zorgen dat eindgebruikers minder sterk reageren op prijsprikkels uit de markt en de vraag op gewenste momenten lager uitvalt. Bij batterijopslag door kleinverbruikers kan dubbele energiebelasting ontstaan in de keten wanneer elektriciteit wordt afgenomen van het net (belast), wordt opgeslagen in een batterij, daarna wordt terug geleverd aan het net (onbelast) en vervolgens een levering plaatsvindt aan een andere

verbruiker elders in de keten (belast). Dit kan mogelijk een negatief effect hebben op de businesscase van batterijopslag. Om dubbele energiebelasting in de keten te voorkomen bij kleinverbruikersaansluitingen moet betrouwbaar kunnen worden nagegaan of elektriciteit al eens elders in de keten is belast. Dat kan op dit moment niet. Er zijn technische ontwikkelingen nodig om dat mogelijk te maken. In contact met de sector wordt blijvend gezocht naar een oplossing die breed toepasbaar is, met administratieve lasten die in verhouding staan tot het financiële voordeel en die uitvoerbaar is voor energieleveranciers en de Belastingdienst.

Ook speelt de energiebelasting een rol in de verduurzaming van de **warmtevoorziening** in de gebouwde omgeving. In sommige wijken kan verduurzaming tegen de laagste maatschappelijke kosten het beste worden bereikt door individuele verwarming met warmtepompen, terwijl in andere gebieden collectieve warmtesystemen kostenefficiënter kunnen zijn. De tariefverhoudingen in de EB zijn van invloed op de kosten voor eindverbruikers van deze verschillende warmteopties.

Als het gaat om de prijsprikkel voor inzet van hernieuwbare bronnen ten opzichte van fossiele energiedragers geldt dat de EB een stimulans vormt voor inzet van bijvoorbeeld geothermie, omgevingswarmte, en on site zon-PV en windturbines, maar dat bij elektriciteit het tarief niet wordt **gedifferentieerd naar duurzaamheidsgehalte** en bij gas hetzelfde tarief geldt voor aardgas en groen gas. In de energiebelasting kan niet op een uitvoerbare en handhaafbare manier onderscheid worden gemaakt tussen deze verschillende productiewijzen. Het EU-ETS geeft deze prijsprikkel wel.

Een belangrijk doel van de EB is tot slot het genereren van **overheidsinkomsten**. Deze zullen tijdens de transitie een ontwikkeling doormaken. Het is belangrijk dat er goed wordt geanticipeerd op de implicaties van tariefstellingen voor de overheidsfinanciën.

Het kabinet neemt al deze afwegingen in de bredere klimaat- en lastenbesluitvorming in acht.

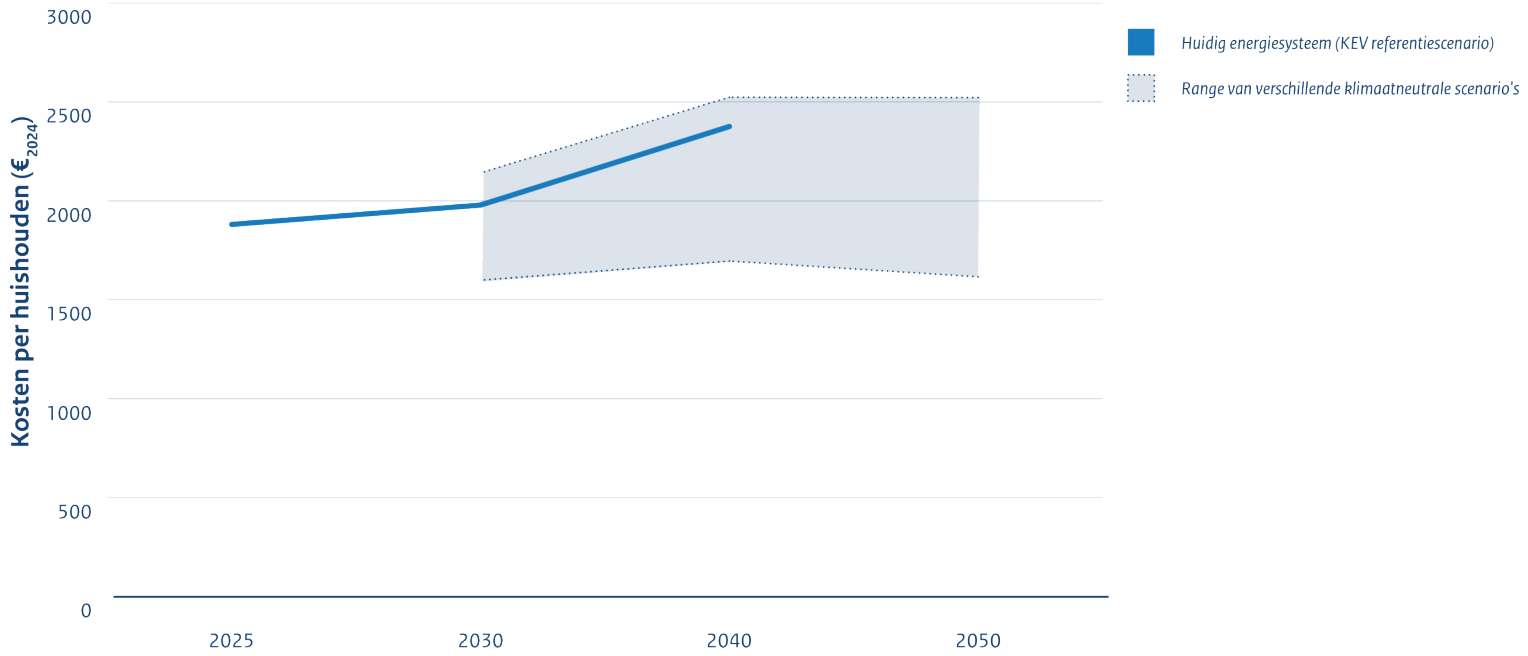
11.4.2 *Huishoudens, bedrijven en maatschappelijke instellingen*

Gemiddeld zijn de kosten van de energietransitie beheersbaar voor huishoudens, maar voor specifieke huishoudens is ondersteuning nodig bij het verduurzamen van hun woning. Ondanks dat de totale systeemkosten toenemen, stijgen in veel scenario's de gemiddelde kosten van huishoudens minder sterk, zoals te zien in figuur 11.2. Dit komt doordat de transitiekosten voor huishoudens (bijvoorbeeld netuitbreiding) over een groeiend aantal huishoudens worden verdeeld én omdat huishoudens door de overstap van gas naar elektriciteit bij onveranderde tarieven minder energiebelasting betalen. De meest recente TNO prognose over de energierekening van huishoudens laat zien dat voor veel huishoudens de energierekening in de periode 2026-2031 wel toeneemt.[168] De rekening stijgt voor alle verwarmingstypen. De studie laat zien dat de groep huishoudens die gebruik maakt van een cv-ketel gemiddeld de hoogste rekening hebben, maar huishoudens kunnen hun rekening verlagen door over te stappen naar duurzame alternatieven, zoals een (hybride) warmtepomp. Dit benadrukt het belang van verduurzamen. Deze resultaten benadrukken tevens dat het belangrijk is om oog te houden voor met name huishoudens en maatschappelijke instellingen die niet kunnen verduurzamen. Bij huurders liggen bijvoorbeeld de baten en verantwoordelijkheden van de verduurzaming niet (volledig) bij henzelf, maar (ook) bij de verhuurder. Ook zijn er huishoudens en maatschappelijke instellingen die de investering aan de voorkant niet kunnen opbrengen. Deze huishoudens en maatschappelijke instellingen blijven daardoor betalen voor de stijgende energiekosten, terwijl ze niet (kunnen) verduurzamen. Omdat iedereen mee moet kunnen komen is van belang om hen gericht te ondersteunen met de verduurzaming van hun woningen en gebouwen zodat de energierekening ook voor hen betaalbaar blijft. Het kabinet voert beleid dat specifiek gericht is op de ondersteuning van huishoudens die kwetsbaar zijn voor een hoge energierekening en ondersteuning nodig hebben bij de verduurzaming van hun woning. Dit doet het kabinet onder andere via uitfasering slechte labels in huursector, nationale prestatieafspraken met woningcorporaties, Nationaal isolatieprogramma en het Nationaal Warmtefonds.

Het kostenbeeld van de energietransitie voor bedrijven is gemengd. Bepaalde bedrijven in specifieke sectoren, bijvoorbeeld in de chemie, krijgen door de transitie te maken met flink hogere energiekosten, terwijl er ook bedrijven zijn waarvan de totale kosten weinig veranderen - of zelfs afnemen. Een belangrijk onderscheid hierin is het elektrificatie potentieel. In tegenstelling tot industriële bedrijven met lage- en middentemperatuurprocessen, kunnen industriële bedrijven met hoge temperatuurprocessen niet op afzienbare tijd elektrificeren. Hierdoor moeten bijvoorbeeld chemiebedrijven, inzetten op andere, vaak duurdere, verduurzamingstechnieken.

Als de energie-intensieve industrie de meerkosten van verduurzaming niet kan doorberekenen en als het gewenst is dat deze industrie in Nederland verduurzaamt, dan kan ondersteunend verduurzamingsbeleid wenselijk zijn. Europees beprijzend en normerend verduurzamingsbeleid draagt bij aan een gelijk Europees speelveld, waardoor in de EU gevestigde bedrijven hun verduurzamingskosten beter kunnen doorberekenen aan eindgebruikers.

168 TNO (2026). Prognose energierekening huishoudens 2026-2031.



Figuur 11.2 *Gemiddelde kosten per huishouden voor het energiegebruik.*[169] *Bron: TNO*[170]

Ook is inzet op (Europese) vraagcreatie cruciaal, omdat dit er ook voor zorgt dat producenten hun verduurzamingskosten kunnen doorbereken (zie hoofdstuk 2). Als er nog bestaande onrendabele toppen overblijven kan aanvullend (subsidiërend) beleid worden ingezet om verduurzaming te versnellen, zoals het subsidiëren van een onrendabele top of maatwerkafspraken. Dit is met name wenselijk als er geen gelijk speelveld is en het wel gewenst is dat deze bedrijven in Nederland verduurzamen.

Het kabinet blijft vooral inzetten op Europese beprijzing en bescherming van Europese bedrijven tegen niet-duurzame import. De doeltreffendheid van beprijzend en normerend beleid hangt af van eerlijke concurrentie. Europese maatregelen zoals het *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM) en het *European Union Emission Trading System* (EU-ETS) zijn daarbij essentieel. CBAM heeft als doel de Europese industrie te beschermen door (de import van) vervuilende goederen en productieprocessen uniform te beprijzen en daarmee een gelijk speelveld te creëren. Momenteel geeft het

169 Vanwege het verschil in aanpak voor het KEV-reconstructiescenario tot 2040 en voor 2050 is er geen realistisch beeld voor de ontwikkeling voor huishoudens tussen 2040 en 2050.

170 TNO (2026). Project INKTVIS; bouwen aan zicht op de kosten van de energietransitie.

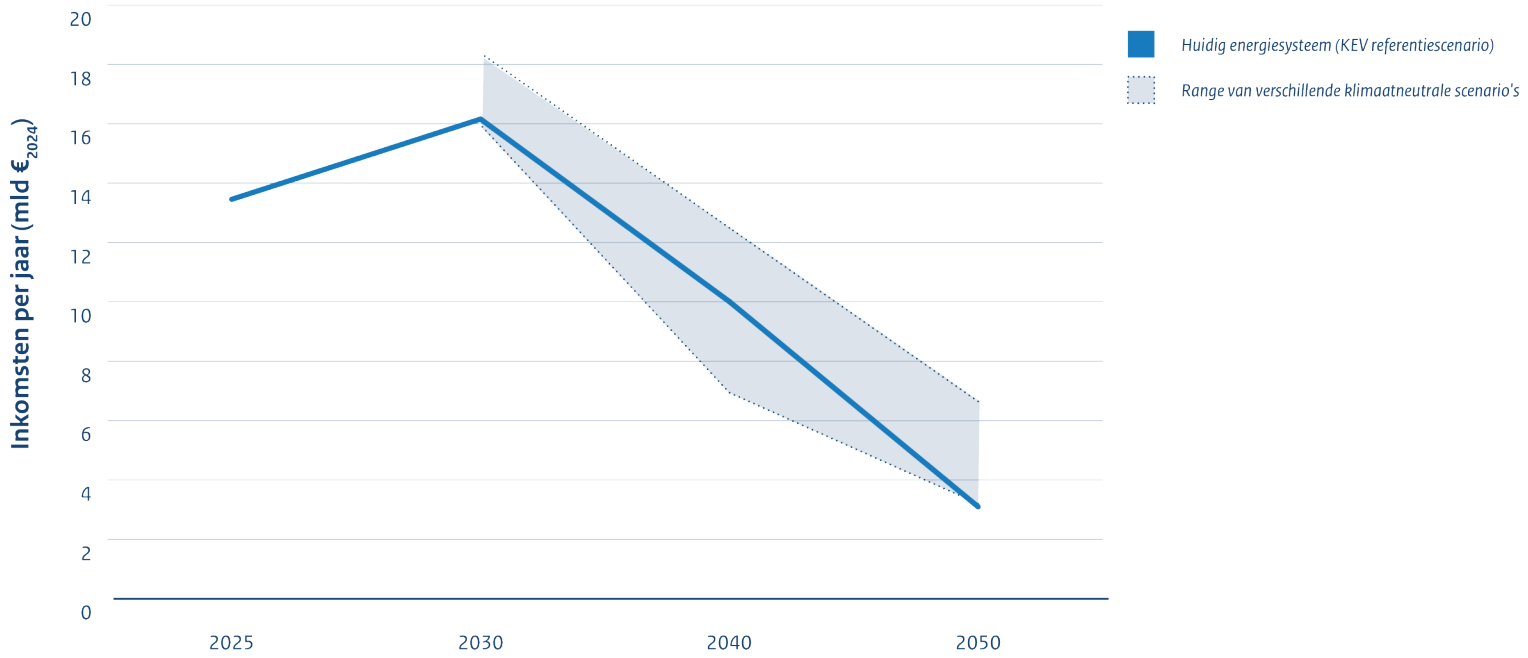
EU-ETS echter een te beperkte verduurzamingsprikkel, en biedt CBAM nog niet in alle gevallen voldoende bescherming, onder andere doordat sectoren zoals de chemie buiten de reikwijdte vallen en export vanuit de EU naar landen erbuiten niet beschermd wordt. Hierdoor is er sprake van oneerlijke concurrentie van fossiele productie buiten de EU. Hierom zet het kabinet in op een goed werkend CBAM in combinatie met EU-ETS en Europese vraagcreatie, zoals productnormering, om zo effectief mogelijk tot verduurzaming te komen.

11.5 De (toekomstige) ontwikkeling van de overheidsbegroting

De energietransitie vereist jaarlijks significante overheidsuitgaven, maar deze uitgaven zijn afhankelijk van (Europees) beprijzend en normerend beleid. Een studie van TNO (2026) laat zien dat de subsidiebehoefte voor een succesvolle energietransitie significant kan oplopen. Deze subsidiebehoefte is echter sterk afhankelijk van het (toekomstige) beprijzende en normerende klimaat- en energiebeleid. Zonder beprijzend beleid dat de kosten gelijktrekt, of normerend beleid dat verduurzaming verplicht stelt, is subsidie nodig om dit gat te dichten en zo de uitrol van duurzame productietechnieken en de verduurzaming van eindgebruikerssectoren aantrekkelijk te maken. Juist hierom is sterk Europees beprijzend en normerend beleid essentieel. Om grip te krijgen op de toekomstige overheidsuitgaven is het belangrijk om de relatie tussen beprijzend/normerend beleid en de noodzakelijke overheidsuitgaven inzichtelijk te maken. Op deze manier kan worden voorkomen dat later in de transitie onverwachte hoge overheidsuitgaven nodig zijn, omdat er niet tijdig beprijzend, normerend of subsidiërend beleid in gang is gezet. Ook hier werkt het kabinet aan via het eerdergenoemde kennisprogramma EIK.

Naast de toenemende overheidsuitgaven zorgt de energietransitie voor een afname van de overheidsinkomsten vanuit brandstofaccijnzen, energiebelasting en het EU-ETS. Figuur 11.3 laat zien dat een succesvolle energietransitie gepaard gaat met een afname van meerdere miljarden euro's aan overheidsinkomsten. De daling op basis van het huidige beleid (de grijze lijn) is minder sterk dan de daling op basis van de door TNO ingeschatte scenario's, omdat het huidige beleid nog niet resulteert in klimaatneutraliteit en de andere scenario's wel.[171] De daling komt doordat de energietransitie leidt tot minder gas- en motorbrandstoffengebruik en een afname van de uitstoot van CO_2-emissies. Hierdoor daalt de grondslag van de daaraan gekoppelde belasting- en EU-ETS-opbrengsten significant. Voor de energietransitie was het belasten van energiegebruik logisch omdat het een besparingsprikkel introduceert (zie tekstbox 6 over energiebelasting). De negatieve maatschappelijke effecten, veroorzaakt door CO_2-uitstoot, van energieproductie- en consumptie nemen echter sterk af doordat toekomstige energieproductie bijna volledig duurzaam wordt. Wel zijn er nog wel andere negatieve externe effecten, zoals ruimtegebruik. Het is daarom sterk de vraag of het nog logisch is om ook in de toekomst via belastingen binnen het energiedomein een dermate hoge besparingsprikkel in stand te houden. Het kabinet verkent daarom hoe de publieke inkomsten en uitgaven op een maatschappelijke aanvaardbare wijze in balans kunnen worden gebracht.

171 TNO (2026). Project INKTVIS; bouwen aan zicht op de kosten van de energietransitie.



Figuur 11.3 *Totale energiegerelateerde inkomsten van de overheid per jaar in het huidige energiesysteem en het klimaatneutrale energiesysteem. Bron: TNO*[172]

11.6 Uitgangspunten voor beleid

Het kabinet gaat via het meerjarige kennisprogramma Energietransitie Integraal Kostenbeeld (EIK) systeemkosten integraal monitoren en meewegen bij besluitvormingsmomenten. Het meenemen van de kosten bij besluitvorming bevordert een effectieve en efficiënte transitie, en stelt de overheid in staat om beter te sturen op een rechtvaardige verdeling van lasten in de energietransitie.

De uitgangspunten die het kabinet bij besluitvorming hanteert zijn:

- De maatschappelijke kosten worden waar het kan én maatschappelijk gewenst is door de eindgebruikers gedragen;
- De betaalbaarheid voor huishoudens en bedrijven wordt waar nodig gewaarborgd (ook met het oog op de concurrentiepositie).

172 De energie gerelateerde inkomsten zijn de energiebelasting op gas en elektriciteit, accijnzen op benzine, diesel en LPG en inkomsten uit het EU Emissions Trading System (ETS).

Om dit te realiseren neemt het kabinet onder andere de volgende acties:

1. Het kabinet blijft sturen op kosteneffectieve verduurzamingsroutes voor het integrale energiesysteem;
2. Het kabinet bevordert dat investeringen en noodzakelijke overheidsuitgaven voor een succesvolle energietransitie tijdig plaatsvinden door:
   - De resterende investeringsopgave voor een duurzaam energiesysteem in kaart te brengen en te sturen op een tijdige uitvoering hiervan;
   - De verwachte (noodzakelijke) overheidsuitgaven en –inkomsten in kaart te brengen en de (noodzakelijke) overheidsuitgaven evenwichtig te spreiden over de tijd en de afnemende overheidsinkomsten op een logische manier te dekken.

Tekstbox 7: De kosteninzichten van EIK in de praktijk

Om tot betere besluitvorming te komen die ervoor zorgt dat er tijdig en stapsgewijs voldoende investeringen in de energietransitie plaatsvinden is het kabinet voornemens om besluitvorming over klimaat-, energie- en begrotingsbeleid te voeden met meer informatie over de verschillende integrale kostenaspecten van de transitie. Hiertoe is het kabinet aan de slag gegaan met het kennisprogramma EIK. Daarbij kijken we naar de mogelijkheden om bijvoorbeeld tweejaarlijks inzicht te krijgen in de (systeem)kostenontwikkelingen in een klimaatneutraal en referentiescenario en de verdeling van deze kosten. En daarbij ook een beeld te hebben van onrendabele verduurzamingstoppen voor specifieke huishoudensgroepen, bedrijven en maatschappelijke instellingen. Hieruit volgt dan een eventuele noodzaak tot meer subsidiërend, normerend of beprijzend beleid. Zo krijgt het kabinet tijdig inzicht in de noodzakelijke investeringen om klimaatneutraliteit te bereiken en worden de maatschappelijke kosten van eventuele uitgestelde en oplopende vereiste overheidsuitgaven beperkt. Ook kan het kabinet zo integraal en beter de maatvoering en balans van verschillende instrumenten wegen. Bovendien kunnen, indien nodig, specifieke huishoudensgroepen, bedrijven en maatschappelijke instellingen zo gerichter ondersteund worden. Ook heeft EIK tot doel om beter de toekomstige overheidsinkomsten en -uitgaven binnen het klimaat- en energiedomein in kaart te brengen, zodat het kabinet tijdig inzicht krijgt in verwachte dekkingsopgaven en maatschappelijk optimale (alternatieve) dekkingen kan verkennen. De verschillende inzichten van EIK worden daarbij meegenomen in verschillende momenten in de beleidscyclus, zoals de toekomstige (actualisaties van het) NPE en het Klimaatplan, sectorale ontwikkelpaden en Klimaat- en Energienota's en de jaarlijkse voorjaarsbesluitvorming. Mede daarom is het kabinet ook met het EIK-consortium en Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) in gesprek hoe de verschillende kosteninzichten een plek kunnen krijgen in of naast de Klimaat- en Energieverkenning (KEV).

Bijlage

Toelichting methodologie en cijferbasis

Deze bijlage beschrijft de methodologie en uitgangspunten voor de kwantitatieve basis voor de actualisatie van het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE). De focus van deze actualisatie is gericht op 2040, als tussenstap naar 2050. Voor 2050 worden in deze actualisatie NPE alleen de ontwikkelrichtingen kwalitatief beschreven maar niet uitgewerkt voor de cijferbasis. De kwantitatieve onderbouwing in deze bijlage vormt de basis voor de figuren die in het hoofddocument en de verdiepingshoofdstukken zijn opgenomen.

Deze cijferbasis is een hulpmiddel om een samenhangend beeld te vormen van een energiesysteem dat past bij de huidige ontwikkelingen en beleidskeuzes uit het NPE. Het is een integraal beeld waarin vraag, aanbod en andere onderdelen van het systeem coherent op elkaar aansluiten. Daarmee ondersteunt de cijferbasis het opstellen van de visie van het kabinet op de koers voor het energiesysteem, zoals beschreven in deze actualisatie van het NPE. Daarnaast beoogt deze cijferbasis duiding te geven van welke ontwikkelingen relatief zeker zijn en ook inzicht te geven in belangrijke onzekerheden. De hier beschreven cijferbasis is dan ook geen blauwdruk voor het toekomstige systeem. Wel geeft het aan hoe onderdelen van het systeem samenhangen en welke vraagstukken daaruit naar voren komen. Die vraagstukken zijn in het hoofddocument en dit verdiepingsdocument uitgewerkt.

Voor het opstellen van het cijferbeeld is gebruik gemaakt van een grote variatie aan scenario's en (systeem)studies. Hiertoe behoren zowel scenario's die een benodigd systeem schetsen door terug te redeneren vanuit de opgave om Nederland in 2050 Klimaatneutraal te krijgen en informatie over de actuele ontwikkelingen die invloed hebben op de richting waarin het energiesysteem zich ontwikkelt, met name om beperkingen in de maakbaarheid mee te kunnen nemen. In deze cijferbasis wordt uitgegaan van verduurzaming van het systeem in lijn met de klimaatdoelen en is ook getracht om de uitdagingen in de uitvoering beter mee te nemen als grenzen waarbinnen het systeem zich kan ontwikkelen. De De Klimaat-en Energieverkenning van PBL is hier complementair aan: dit is een raming die in beeld brengt welke ontwikkelingen op basis van

reeds bestaand, aangekondigd en voorgenomen beleid naar verwachting tot stand zullen komen.

B.1 Methodologie

De toekomstige omvang en samenstelling van de vraag naar en het aanbod van energie kent een grote theoretische bandbreedte, maar per type eindgebruik zijn tegelijkertijd veel ontwikkelingen vrij robuust. Zo bevatten deze systeemstudies ook robuuste elementen die vrijwel in alle scenario's terugkeren, zoals een hoge mate van elektrificatie van het wegtransport en toepassing van (hybride) warmtepompen in de gebouwde omgeving, landbouw en onderdelen van de industrie en een sterke uitrol van hernieuwbare elektriciteitsbronnen. Voor de invulling van de energievraag in de internationale lucht-en scheepvaart zijn in alle scenario's grote hoeveelheden moleculen nodig, maar de invulling ervan verschilt per scenario en daarmee samenhangend ook het type grondstoffen dat in de brandstoffensector verwerkt wordt.

Externe scenario's van onder andere de gezamenlijke netbeheerders, TNO en PBL verkennen hoe het energiesysteem zich kan ontwikkelen onder uiteenlopende aannames over de ontwikkeling van de energievraag en mogelijkheden en grenzen in potentiëlen en technieken. De theoretische bandbreedte voor de inrichting van het toekomstige energiesysteem is zeer groot. Zo bestaan er scenario's waarin import van energie-intensieve hernieuwbare energiedragers een grotere rol speelt, tegenover scenario's met een sterke focus op binnenlandse productie. Eenzelfde spreiding geldt voor de omvang van de energie-intensieve industrie, die in het ene scenario groeit en in het andere kleiner is dan nu. Ook de verhouding tussen energiedragers varieert sterk: van een uitgesproken nadruk op waterstof (bijv 'Horizon Aanvoer' van Netbeheer Nederland) tot scenario's met vergaande nadruk op elektrificatie (TenneT's Target Grid).

In deze cijferbasis volgt een narratief met sterke elektrificatie in het finaal eindgebruik (robuust element in verschillende scenario's) in een competitieve (basis)industrie die ook in toenemende mate gebruikmaakt van geïmporteerde duurzame grondstoffen en tussenproducten. Dit is vergelijkbaar met de TNO scenariovariant "TRANSFORM – competitive and import"[1], hoewel in deze cijferbasis wordt uitgegaan van andere vraagontwikkelingen en van een groter potentieel voor CO_2-afvang en opslag.

Het cijferbeeld in deze bijlage is opgesteld met behulp van het Energietransitiemodel (ETM), wat betekent dat de elementen in deze bijlage uitsneden zijn uit een integraal beeld van het Nederlandse energiesysteem, inclusief de internationale verbondenheid daarvan. Daarbij is gebruik gemaakt van de best beschikbare informatie. Het cijferbeeld bouwt voort op bestaande recente scenario's die de laatste ontwikkelrichtingen en updates van prijzen hebben verwerkt, waaronder analyses van PBL, zoals de Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050, systeemstudies van TNO, de NBNL2025 scenario's en aanvullende energetische scenariovarianten die NBNL in 2026 gepubliceerd heeft. Daarnaast is er een breed scala aan aanvullende studies benut over specifieke thema's en sectoren, bevindingen uit optimalisatiestudies, gesprekken met sectorpartijen en beleidsinzichten. De aanvullend meegenomen inzichten betreffen onder andere groeiaannames voor specifieke sectoren

1 TNO (2024) Scenario's voor klimaatneutraal energiesysteem.

en potentiëlen voor en opbrengsten van opwek van hernieuwbare energie. Daar waar specifieke aannames uit bestaande studies en scenario's zijn overgenomen, is dit toegelicht in de lijst met uitgangspunten en aannames aan het eind van dit document.

Met name voor de industrie is het beeld van onderop opgebouwd vanuit sectorale analyses. Daarin is meegewogen hoe de concurrentiepositie van specifieke productiestappen binnen Nederland zich verhoudt tot productielocaties elders. Deze analyses zijn gebaseerd op recente studies en gesprekken met sectorpartijen, onder meer in het kader van de maatwerkafspraken. Op basis hiervan is een inschatting gemaakt van de energievraag en bekeken welk aanbod van energie daar het beste invulling aan kan geven, vanuit beschikbare bronnen, opschalingsmogelijkheden, systeemkosten en de gewenste beleidsrichting naar meer energieonafhankelijkheid, duurzaam en weerbaar systeem. Dit resulteert in de centrale verhaallijn die in deze cijferbasis wordt gepresenteerd, aangevuld met expliciete duiding van alternatieve ontwikkelrichtingen op onderdelen met een grote mate van onzekerheid.

De mogelijke ontwikkeling van de energievraag binnen de industrie met een sterkere sturing op het behouden van de eerste productiestappen in productieprocessen in Nederland is uitgewerkt in een variant op het basispad: het hoog-scenario. Door de grotere nadruk op primaire productiestappen in Nederland gaat deze variant uit van een beperktere rol voor de verwerking van geïmporteerde energierijke tussenproducten zoals methanol en meer verwerking van ruwe biogrondstoffen. Het hoog-scenario gaat ook uit van een grotere inzet van gasvormige waterstof in industriële processen, bijvoorbeeld in staalproductie en bijmenging van waterstof bij vergassing van biogrondstoffen. Deze hogere industriële vraag werkt door in de rest van het energiesysteem, doordat een grotere vraag naar groene waterstof ook de behoefte aan binnenlandse elektrolysecapaciteit en elektriciteitsproductie vergroot, evenals de behoefte aan de import van waterstof. Het hoog-scenario laat daarmee zien hoe een alternatieve industriële transitie met meer productiestappen binnen Nederland doorwerkt in de gehele energiemix. Een nog grotere industriële vraag dan geschetst in het hoog-scenario komt naar voren in een aantal scenario's in eerder gepubliceerde systeemstudies, maar dit zal in verband met beperkingen in het maximaal haalbare opschalingstempo voor hernieuwbare energiedragers en kernenergie betekenen dat er meer op fossiele energie, mogelijk in combinatie met CCS, geleund zal moeten worden.

Of de industriële vraag zich aan de bovenkant van de bandbreedte ontwikkelt of juist onder het basispad uitkomt, hangt uiteindelijk sterk af van de mate waarin een gelijk speelveld voor de Nederlandse industrie tot stand komt. De kostenpositie van Nederlandse productie (waaronder kosten en beschikbaarheid van energiedragers) ten opzichte van andere landen is hierin bepalend, evenals de mate waarin er voldoende vraag naar duurzame producten wordt gecreëerd. Daarnaast veronderstellen zowel het basispad als het hoog-scenario dat de noodzakelijke randvoorwaarden op tijd op orde zijn, waaronder het oplossen van de stikstofproblematiek en netcongestie, tijdige beschikbaarheid van infrastructuur en stabiele importketens. Blijven deze randvoorwaarden uit of komt de vraagcreatie onvoldoende van de grond, dan komt de industriële vraag mogelijk onder het basispad uit of dreigen klimaatdoelen niet te worden gehaald. Een dergelijk neerwaarts scenario is hier niet gekwantificeerd, maar onderstreept het belang van de beleidsagenda zoals uiteengezet in het hoofddocument van het NPE.

De figuren die worden getoond in de volgende hoofdstukken van deze cijferbasis gaan uit van het basispad, tenzij expliciet wordt aangegeven dat het hoog-scenario ook wordt getoond.

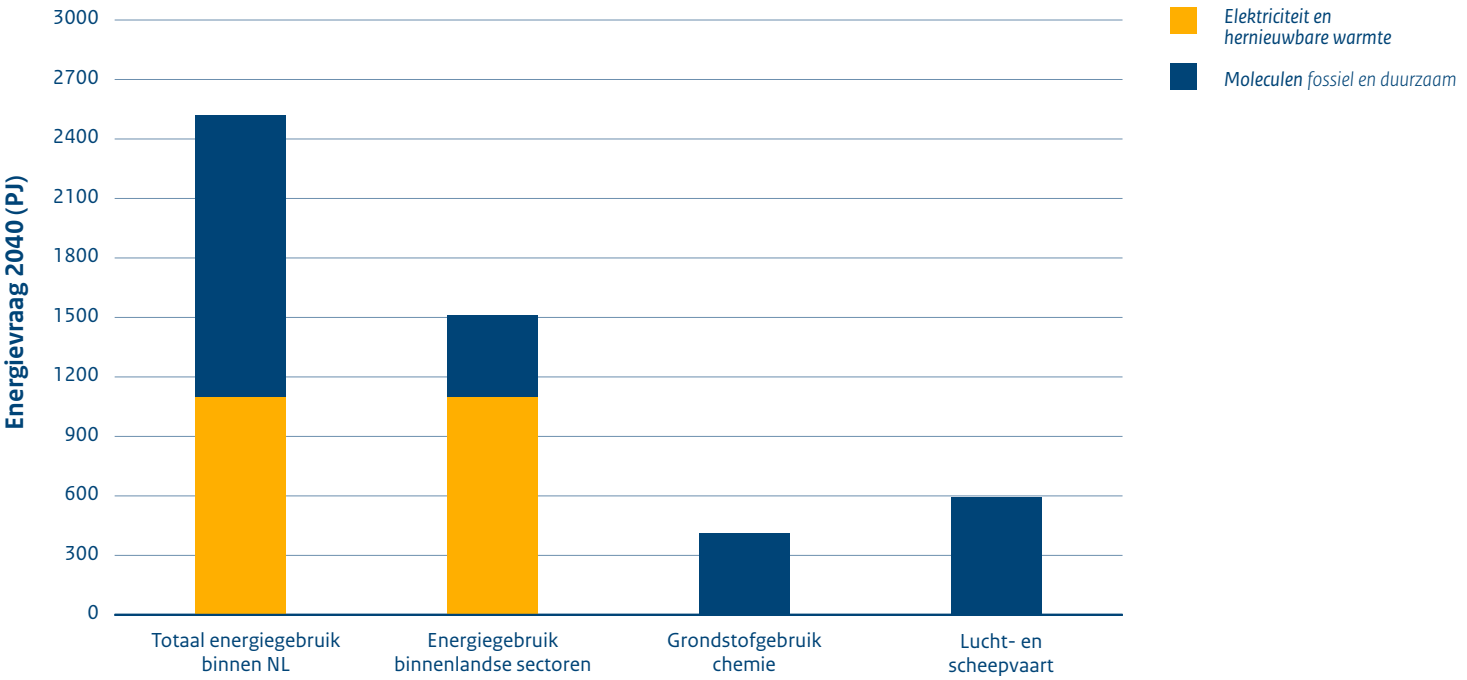
B.2 Illustratieve beelden van het gehele energiesysteem

B.2.1 Ontwikkeling van het energiesysteem vanuit vraagperspectief

Deze paragraaf beschrijft het overkoepelende beeld voor de verandering van ons energiesysteem richting 2040[2]. Zoals beschreven in hoofdstuk B.1 zijn de ontwikkelingen in de eindgebruikssectoren daarbij als startpunt genomen en deze komen dan ook als eerste naar voren in dit hoofdstuk. De vraag naar energie in Nederland bestaat uit drie hoofdonderdelen namelijk het finaal energiegebruik, het gebruik van energiedragers als grondstof (finaal non-energetisch gebruik) en de energievraag van de internationale lucht- en scheepvaart, de zogeheten internationale bunkers. Naast de drie hoofdonderdelen van eindgebruik is er in Nederland ook een groot intermediair gebruik, wat betekent dat er tussen het primaire energieaanbod en de eindgebruiker veel energieomzettingen plaatsvinden. Dit geldt vooral voor de verwerking van ruwe aardolie in de koolstofverwerkende industrie – de raffinage en chemie - naar finale energiedragers en chemische producten waarvan een groot deel wordt geëxporteerd naar buurlanden en landen buiten Europa. Het finaal energiegebruik is de grootste verbruikscategorie van de drie vormen van eindgebruik. Het gebruik van energiedragers als grondstof en de energievraag voor lucht- en scheepvaart zijn ook aanzienlijk, wat samenhangt met de relatief grote raffinage- en chemiesector in Nederland en de bunkerpositie van de Rotterdamse haven. Dit maakt ook dat de uitdaging op het vlak van de verduurzaming van het aanbod van “moleculaire energiedragers”, met name koolstofdragers, in Nederland extra groot is.

Elektriciteit wordt de dominante energiedrager voor het finaal energiegebruik, maar de transitieroute verschilt sterk per sector. In de gebouwde omgeving, binnenlandse mobiliteit, de landbouw en de cluster 6-industrie is elektrificatie de voornaamste route (figuur B.1). De energie-intensieve industrie blijft een belangrijke rol spelen in de verwerking van moleculen voor de productie van materialen en chemicaliën in de chemie en de productie van brandstoffen die voornamelijk nog worden ingezet in de lucht- en scheepvaart. Als grondstof voor de industrie zullen moleculen per definitie essentieel blijven. In de lucht -en scheepvaart zullen moleculen in 2040 vrijwel volledig de energievraag invullen. Hiermee komt het aandeel moleculen in het energiesysteem als geheel net boven de helft uit, terwijl moleculen in het finale eindgebruik nog slechts zo’n 30% van de vraag vertegenwoordigen.

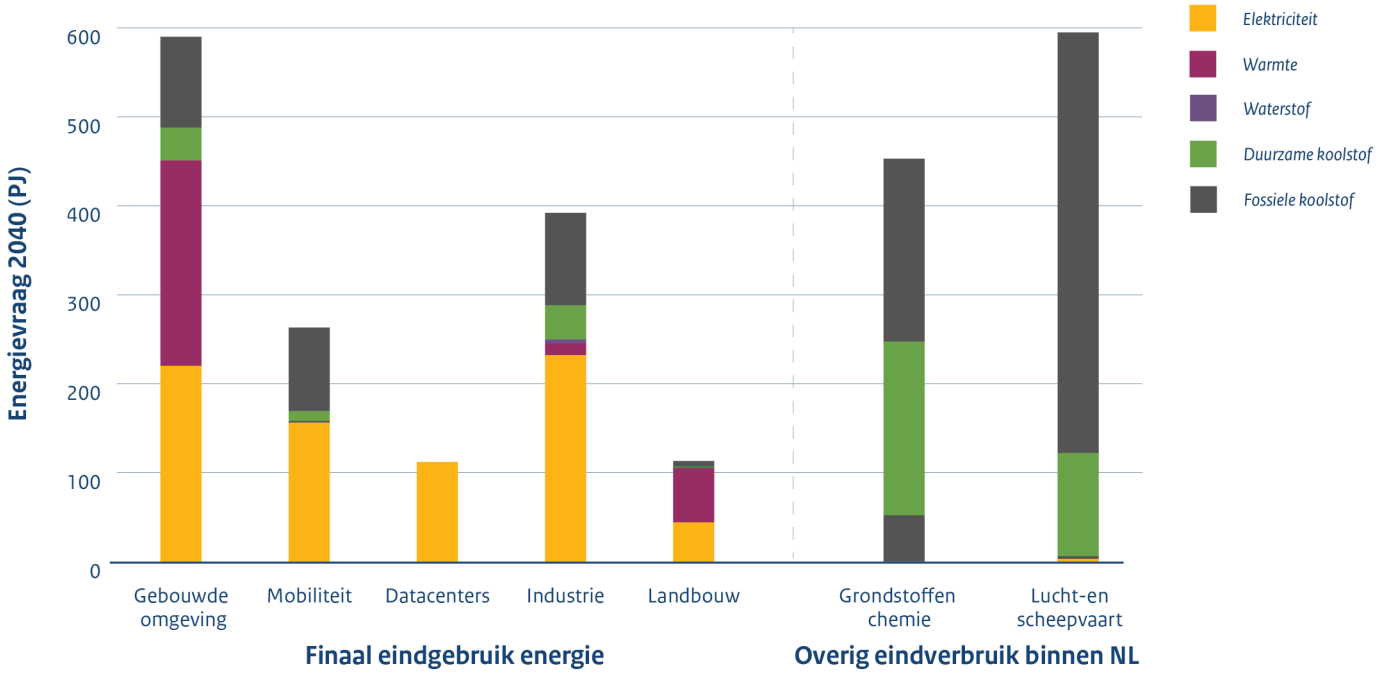
2 Aan de hand van het basispad.



Figuur B.1 *Inzet van elektriciteit & hernieuwbare warmte tegenover inzet van moleculen voor verschillende segmenten van het energiesysteem in 2040.*

Naast de dominante rol van elektriciteit, speelt hernieuwbare warmte in de gebouwde omgeving, de landbouw en de "lichte industrie" een belangrijke rol door de benutting van omgevingswarmte uit lucht en (oppervlakte)water, door inzet van warmtepompen. Gas (methaan) speelt in de gebouwde omgeving een aanzienlijk kleinere rol dan vandaag de dag, maar de vraag in deze sector is nog steeds significant en tegelijkertijd groeit het aandeel groen gas in de aanbodmix. De resterende gasvraag komt enerzijds doordat nog niet alle gebouwen verduurzaamd zijn en anderzijds doordat een deel van de verduurzaamde gebouwen gebruik maakt van hybride warmtepompen. In de industrie speelt gas met name een rol als back-up flexibiliteitsbron bij (hybride) geëlektrificeerde processen en in de staalsector als brandstof en reductant bij productie van primair ijzer. In de binnenlandse mobiliteit is in 2040 reeds een aanzienlijk deel (zo'n 71-88%[3]) geëlektrificeerd, en voor het resterende gebruik wordt nog steeds gebruik gemaakt van fossiele olieproducten in combinatie met biobrandstoffen.

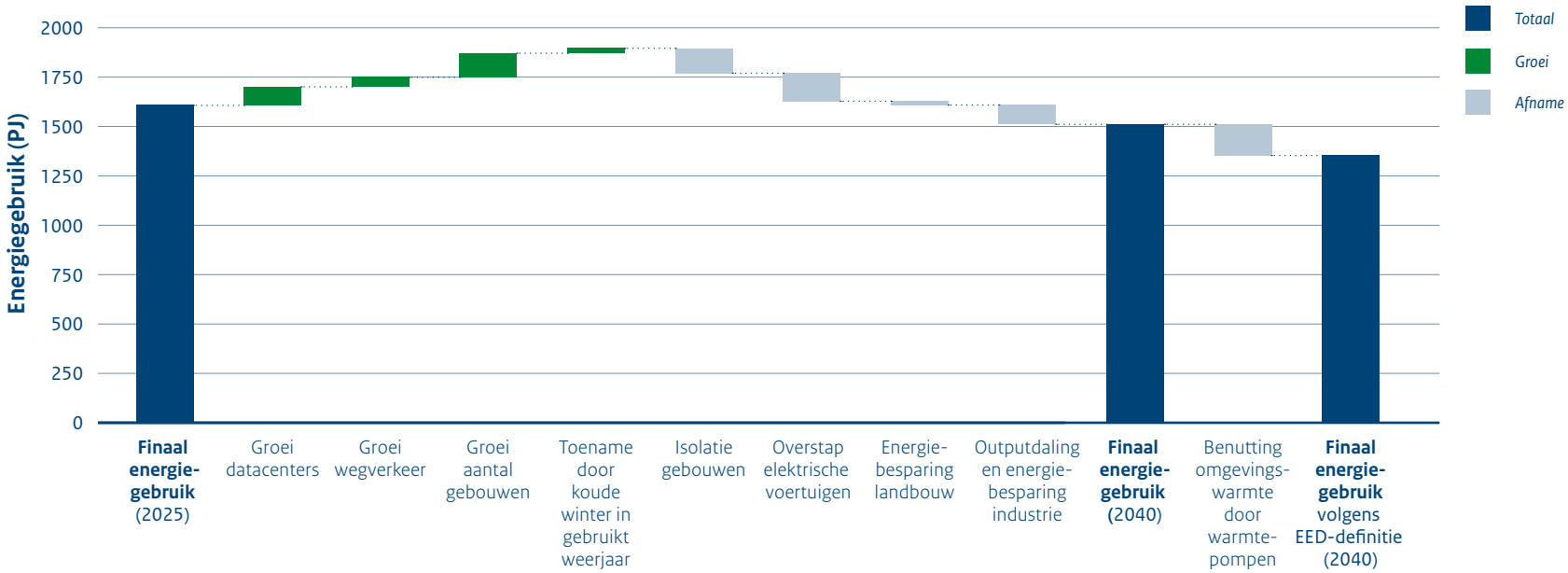
3 De elektrificatiegraad verschilt per modaliteit, voor meer details zie paragraaf uitgangspunten en aannames.



Figuur B.2 *Illustratief overzicht van de energiemix in het finaal eindgebruik in 2040.*

Met name in de binnenlandse scheepvaart zal de rol van moleculen in 2040 nog dominant zijn.

Naast de verduurzaming van de energiemix is energiebesparing een belangrijke pijler om sneller in onze eigen energiebehoefte te kunnen voorzien en tot een klimaatneutraal en minder importafhankelijk energiesysteem te komen. Inzet op energiebesparing leidt ertoe dat in meerdere onderdelen van de finale energievraag de totale vraag aanzienlijk afneemt of dat er flinke relatieve afnames te zien zijn. Sterke afnames zijn met name te zien in de mobiliteit, door de hoge efficiëntie van elektrische voertuigen en in de gebouwde omgeving door isolatie van woningen en andere gebouwen (figuur B.3). Het valt op dat het geschetste energiegebruik in de gebouwde omgeving relatief hoog ligt. Dit komt met name doordat het gebruikte energietransitiemodel gebruikmaakt van een consistente dataset voor vraagsectoren en aanbodbronnen op basis van één weerjaar, in dit geval 2012, wat een jaar met een relatief koude winter was.



Figuur B.3 *Ontwikkeling van de finale energievraag[4] (inclusief omgevingswarmte) tussen 2025 en 2040 (basispad) en de finale energievraag exclusief omgevingswarmte.*

Richting 2040 daalt het totale finale energiegebruik licht door energiebesparingen die gedeeltelijk gecompenseerd worden door nieuwe typen van energievraag. De grootste energiebesparing wordt verwacht in de mobiliteit, waar de overstap op elektrische voertuigen tot een grote efficiëntieslag leidt. In de gebouwde omgeving vinden aanzienlijke besparingen plaats door isolatie, maar is ook sprake van vraaggroei door een toename van het aantal woningen en andere gebouwen en door de toenemende vraag naar koeling bij huishoudens. Daarnaast is in het basispad van deze cijferbasis uitgegaan van een vraagvermindering in de industrie die voortkomt uit een combinatie van efficiëntieverbetering en een (lichte) daling in productieniveau. Deze besparingen, die gezamenlijk substantieel zijn, worden echter weer gedeeltelijk gecompenseerd door het ontstaan van nieuwe economische activiteiten zoals datacenters en AI faciliteiten. Figuur B.3 geeft aan hoe de onderliggende ontwikkelingen op sectorniveau optellen tot de totale verandering in de finale energievraag tussen 2025 en 2040.

4 Om de cijfers van 2025 en 2040 vergelijkbaar te maken is een deel van de energie-omzettingen (transformatiesector) van kolen in de staalsector in 2025 opgeteld bij het finaal gebruik, omdat dit in het ETM allemaal onder het finaal energiegebruik van de staalsector valt. In werkelijkheid was de finale energievraag in 2025 zo'n 70 PJ lager en ook in 2040 zal de werkelijke finale vraag op basis van officiële definities voor energiestatistieken lager zijn dan hier getoond.

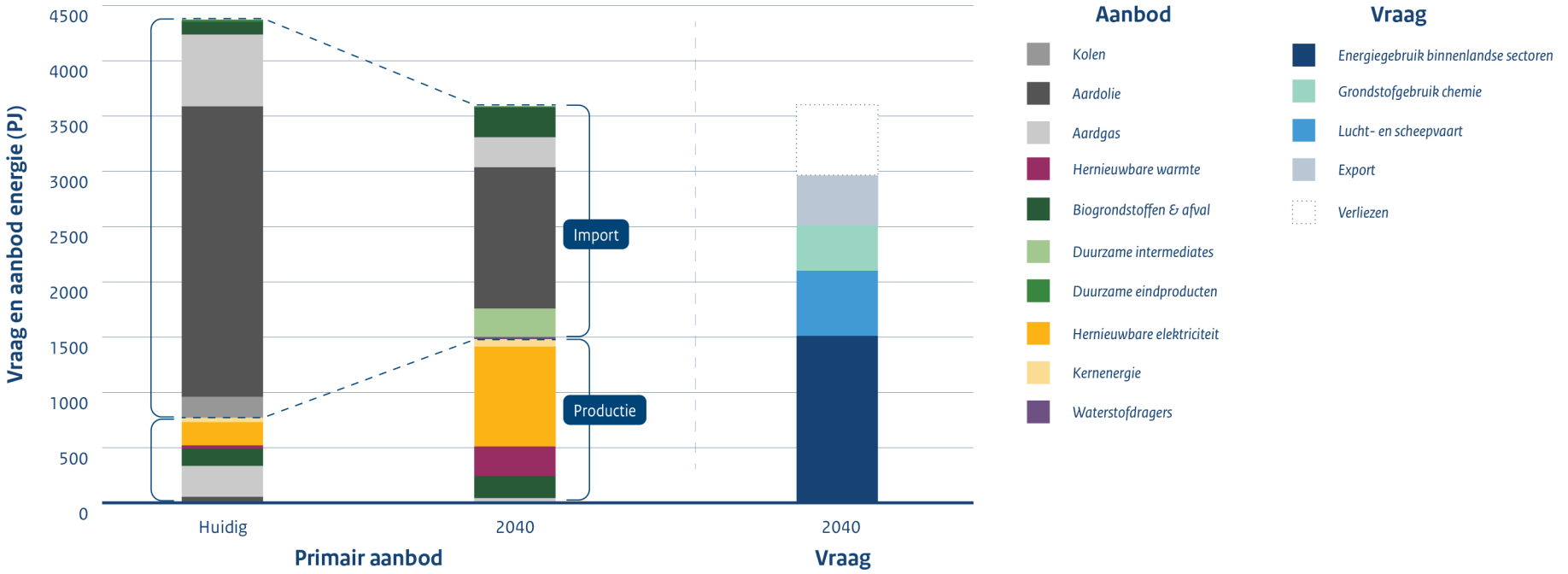
Bij een sterkere groei van datacenters zou de daling in finaal energiegebruik uit kunnen blijven, terwijl bij sterkere krimp van industriële activiteit de finale energievraag sterker zou kunnen dalen. In dit cijferbeeld is uitgegaan van een flinke groei van datacenters van 18 PJ nu naar zo'n 110 PJ in 2040, maar ten opzichte van de scenario's van Netbeheer Nederland kan dit cijferbeeld worden gezien als een conservatieve inschatting. Naast datacenters is de toekomstige omvang van de industrie een grote onzekere factor die veel invloed heeft op de totale finale energievraag. In deze cijferbasis is ervan uitgegaan dat een groot deel van de bestaande industrie binnen Nederland verduurzaamt. Wel is er een aanzienlijke productiedaling aangenomen voor de fossiele raffinagesector en bestaande activiteiten binnen de chemie, deels gecompenseerd door groei van nieuwe duurzame activiteiten. Echter, de krimp van deze sectoren heeft een relatief beperkte impact op het finaal energiegebruik.

B.2.2 Ontwikkelingen energieaanbod

Gedurende de energietransitie verandert de energiemix ingrijpend, terwijl het totale volume van de finale vraag slechts licht daalt. De primaire energievraag[5] daalt echter wel substantieel, met name door een kleinere raffinagesector als gevolg van de gewijzigde brandstofvraag vanuit duurzame mobiliteit. De dominante rol van fossiele koolstofdragers neemt af en de bijdrage van elektriciteitsbronnen neemt toe en deze vormen een steeds groter aandeel in de mix. Ook de rol van duurzame warmte groeit sterk. Duurzame koolstofdragers nemen een deel van de fossiele rol over maar blijven in omvang beperkt vergeleken met de huidige omvang van vraag naar fossiele energiedragers, door grote mate van elektrificatie in finaal energiegebruik en door het ontbreken van ambitieuze (Europese en internationale) normen voor verduurzaming van het molecuulaanbod. Dit geldt met name voor grondstoffen in de chemie en brandstoffen voor de internationale scheepvaart, waardoor fossiele energiedragers voor deze toepassingen in 2040 nog steeds een aanzienlijke rol spelen.

De afgelopen jaren is de importafhankelijkheid van Nederland toegenomen, met name door de afbouw van binnenlandse aardgasproductie. Voor fossiele energiedragers als olie en kolen was Nederland altijd al op import aangewezen. De energiecrisis door de inval van Rusland in Oekraïne en de effecten van de recente oorlog in het Midden-Oosten maken duidelijk hoe kwetsbaar Nederland geworden is voor mondiale aanbod- en prijsschokken en hoe sterk de afhankelijkheid is van een beperkt aantal grote exporterende landen. Een afbouw van de rol van fossiele energiedragers in de energiemix kan deze kwetsbare afhankelijkheid verkleinen en de weerbaarheid van de samenleving en strategische autonomie van de economie vergroten.

5 Energievraag vóór omzettingen.

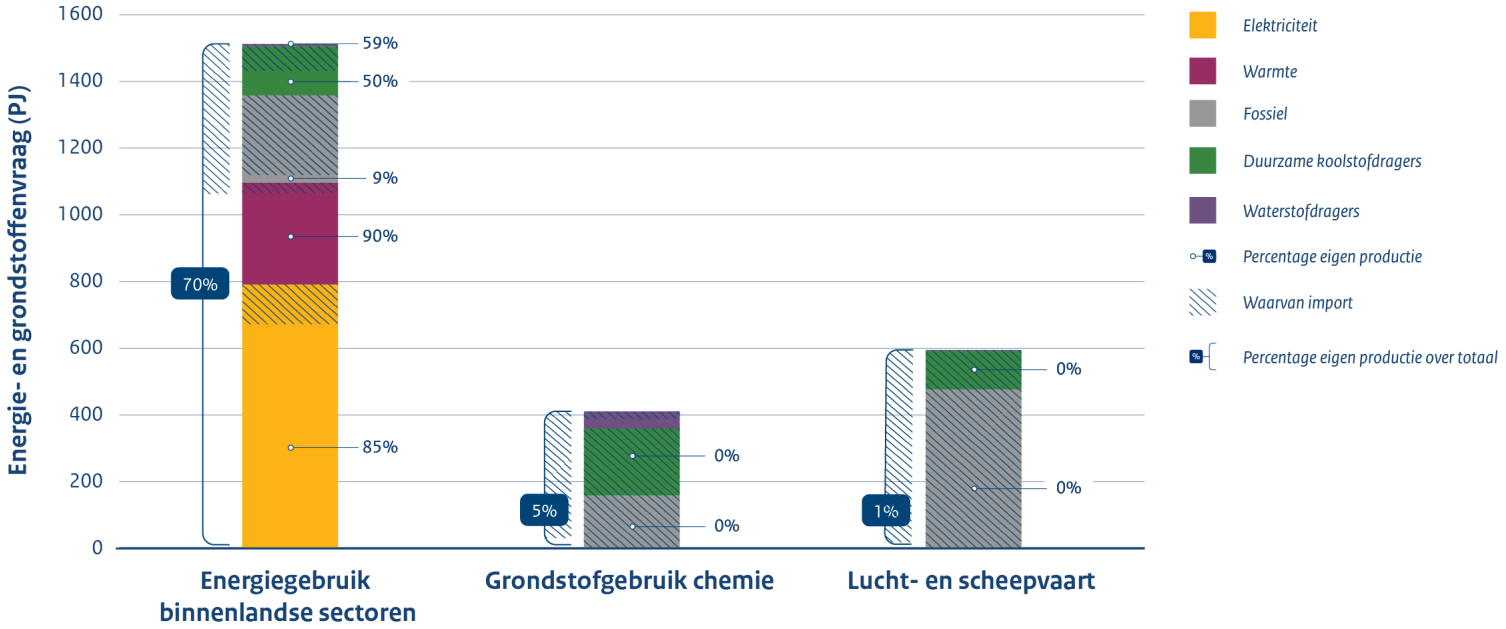


Figuur B.4 Overzicht van de verandering van het primair aanbod[6] in Nederland (inclusief aanbod voor bunkers) tussen 2025 en 2040 en de verschuiving van import naar meer binnenlandse productie[7].

Richting 2040 zal het aandeel van binnenlandse productie in het totale primaire energieaanbod aanzienlijk toenemen en binnen het aanbod voor de finale energievraag zal de toename nog sterker zijn. Het aandeel van binnenlandse productie voor het totale primaire aanbod groeit van zo'n 22% in 2025 naar bijna zo'n 43% in 2040. Voor het voorzien in de binnenlandse energievraag zal vooral geïmporteerd aardgas nog een aanzienlijke rol spelen in 2040, hoewel een veel kleinere rol dan nu. Aardolie, aangevuld met een groeiende hoeveelheid geïmporteerde duurzame moleculen speelt een rol als grondstof voor de brandstofproductie en de chemie, maar veel minder als energiebron voor energiegebruik in de binnenlandse mobiliteit.

6 Het primaire aanbod hier getoond komt grotendeels overeen met het totaal primair energieaanbod (TPES) wat betekent dat doorvoerstromen, die in Nederland een substantiële omvang hebben hier niet getoond zijn. Afwijkend van de TPES zijn wel de imports van fossiele en duurzame koolstofdragers die in de raffinage worden verwerkt en geëxporteerd weergegeven.

7 NB – in deze figuur is kernenergie meegenomen als binnenlandse productie, omdat de geïmporteerde nucleaire brandstof relatief gemakkelijk in grote hoeveelheden opgeslagen kan worden.

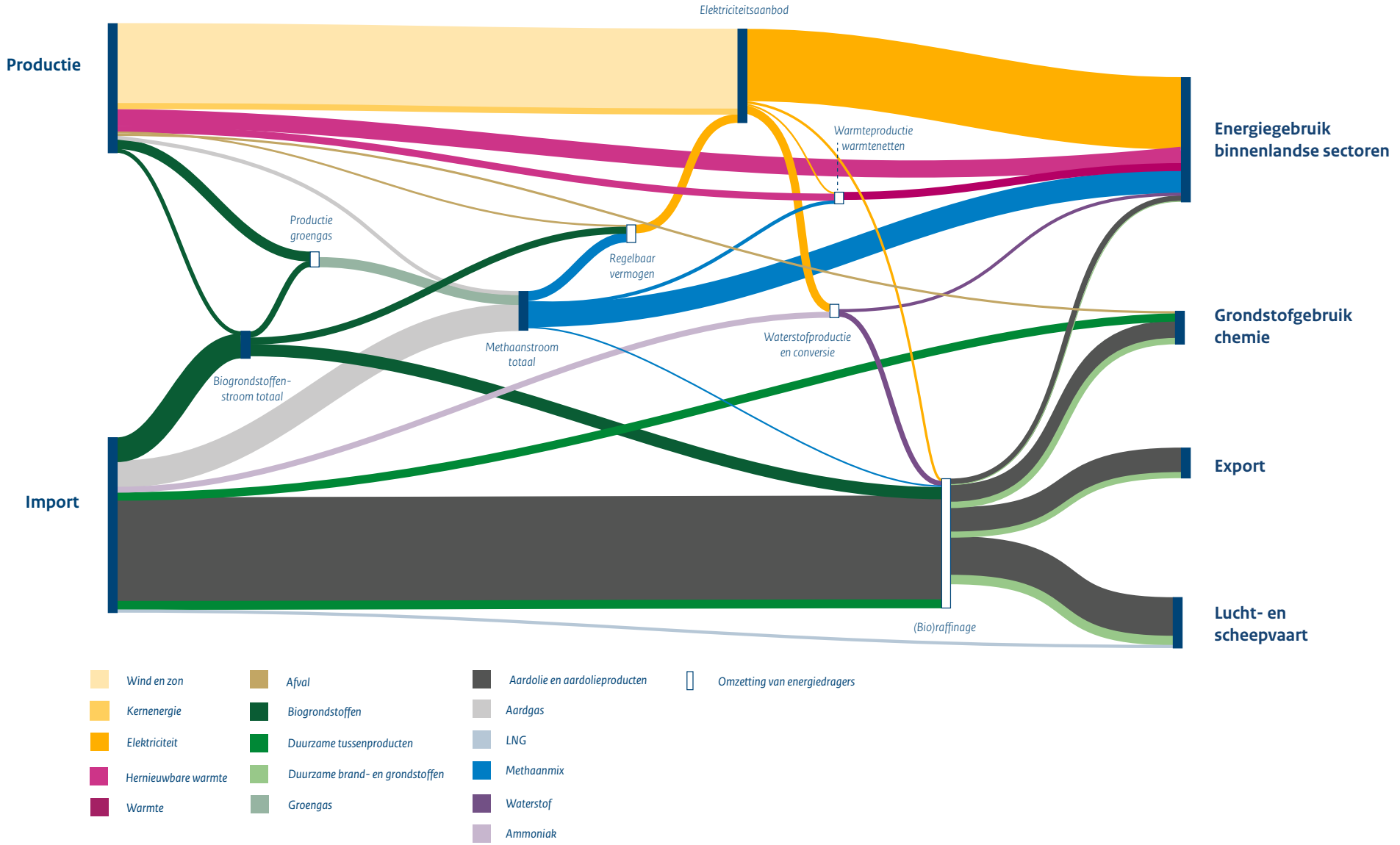


Figuur B.5 Aandeel van energieverbruik uit eigen productie per segment van de energievraag in 2040[8].

De precieze mix van duurzame moleculen is nog erg onzeker, maar het is waarschijnlijk dat Nederland naast ruwe biogrondstoffen ook duurzame energierijke tussenproducten zal importeren, zoals methanol, ammoniak, nafta en pyrolyseolie, elders geproduceerd uit biogrondstoffen, reststromen of CO_2 en elektriciteit.

Door het reeds ingezette beleid en de richtinggevende keuzes uit het NPE kan Nederland in 2040 het merendeel van de finale energievraag (~70%) voorzien middels binnenlandse productie (figuur B.5), waar dat in 2025 slechts op 36% lag.

8 Om voor het finaal energiegebruik een binnenlandsproductie aandeel te berekenen is voor een aantal energiedragers een pro-rata verdeling toegepast over alle gebruikstoepassingen. Dit betekent dat het aandeel binnenlands aardgasaanbod en groengas in de methaanmix pro-rata is toegeschreven aan het methaangebruik in de gebouwde omgeving. Voor de achterliggende molecuulvraag in de productie van elektriciteit en centrale warmteproductie in warmtenetten zijn ook de productie/importverhoudingen op systeemniveau aangehouden.
In de internationale lucht-en scheepvaart worden ook nog zeer beperkte hoeveelheden elektriciteit en waterstof(dragers) gebruikt, maar deze zijn door de kleine volumes niet goed zichtbaar in het staafdiagram. De bijbehorende import productieverhoudingen zijn voor de overzichtelijkheid weggelaten. Deze dragers tellen wel mee in de overkoepelende import/export-verhouding.



Figuur B.6 *Illustratieve weergave van alle energiestromen in het Nederlandse energiesysteem in 2040, op basis van het NPE2026 basispad.*[9]

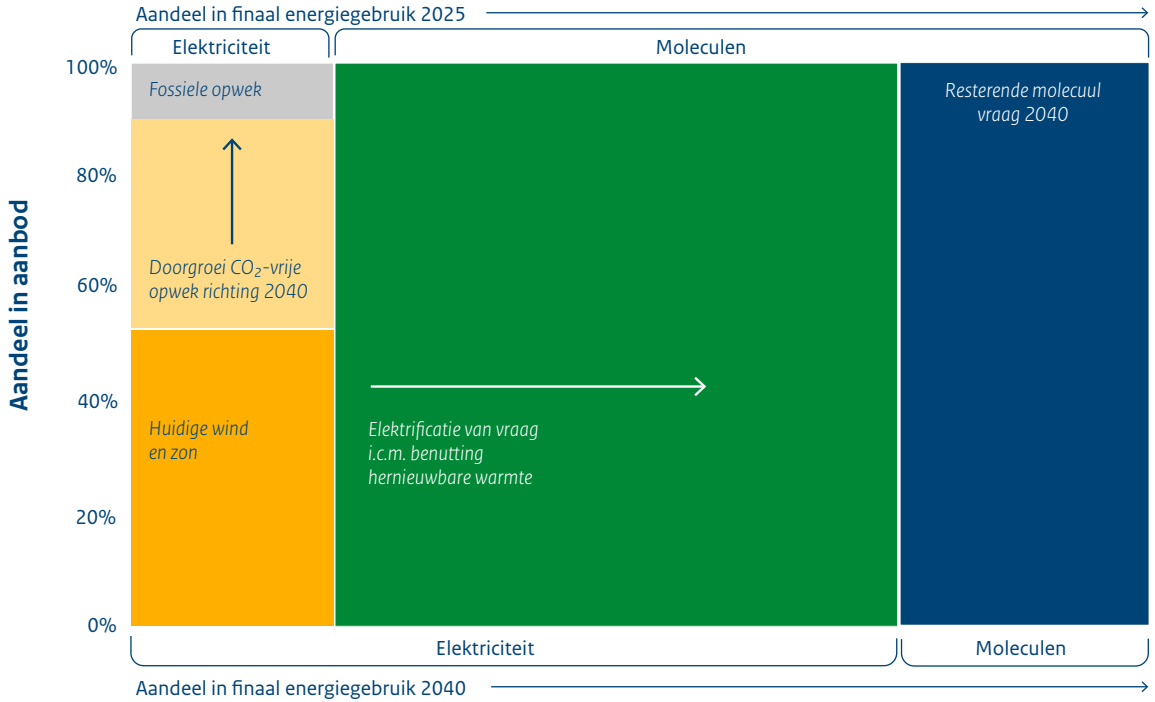
9 Voor de leesbaarheid van deze figuur zijn energieverliezen bij energieomzettingen niet als uitgaande stroom weergegeven. Het verschil tussen het totaal van inputstromen en outputstromen bij omzettingsknooppunten is het energieverlies.

Dit betekent dat Nederlandse huishoudens, bedrijven en maatschappelijke instellingen in 2040 al veel minder afhankelijk zijn van geïmporteerde energie en daardoor veel minder kwetsbaar voor prijsschokken. De invulling van de grondstoffenvraag en de brandstoffenvraag voor de internationale lucht- en scheepvaart ziet er anders uit in dit opzicht. Deze blijven voorlopig voor het overgrote deel afhankelijk van import. Deels is dit import van fossiele energie zoals we die nu ook hebben. Deels is het import van duurzame energiedragers, die vanwege de beperkte ruimte in Nederland en verwachte lagere kostprijs voor de productie van duurzame moleculen buiten Nederland hierheen geïmporteerd worden.

Figuur B.6 op de vorige pagina geeft een overzicht van het gehele energiesysteem in 2040 in de vorm van een stroomdiagram, op basis van het NPE2026 basispad.

B.3 Elektriciteitsketen

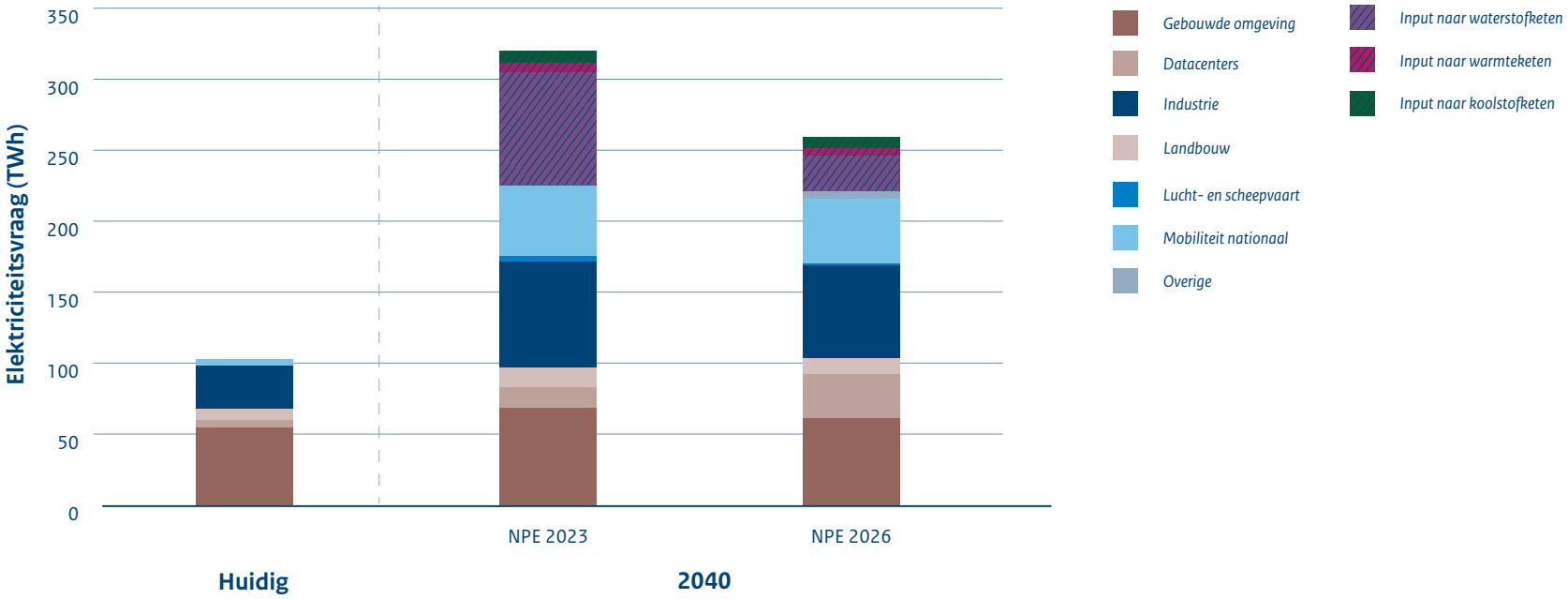
Zoals in hoofdstuk 2 beschreven wordt elektriciteit de dominante energiedrager voor de invulling van de finale energievraag, waarbij het in combinatie met de benutting van hernieuwbare warmte een groot deel van de verduurzaming van de gebouwde omgeving, mobiliteit en industrie zal verzorgen. Dit is dan ook de keten waar de sterkste groei nodig is en dus ook de grootste uitdagingen spelen in de realisatie van de opschaling, zowel ruimtelijk als qua tempo. Het aanbod uit wind, zon en kernenergie moet enerzijds doorgroeien om het aandeel van fossiele opwek in de mix drastisch te verlagen en tegelijkertijd is er überhaupt meer aanbod nodig om de benodigde elektrificatie te kunnen faciliteren (Figuur B.7). Tegelijkertijd is op dit moment juist de vraaggroei één van de belangrijkste uitdagingen in de elektriciteitsketen (zie hoofdstuk 4.2 verdiepingsdocument).



Figuur B.7 *Benodigde ontwikkeling binnen de elektriciteitsketen.*

B.3.1 Vraagontwikkeling

Om de overstap van fossiele energiedragers naar binnenlands geproduceerde energie te faciliteren en op koers te blijven voor onze klimaatdoelen zal de vraag naar elektriciteit tussen nu en 2040 met zo'n 140% (150 TWh) moeten stijgen. Dit betekent een stijging van de directe finale elektriciteitsvraag naar ongeveer 220 TWh (+110%), door groei van elektrische voertuigen, warmtepompen, E-boilers, elektrische industriële toepassingen en een sterke groei van datacenters (figuur B.8).

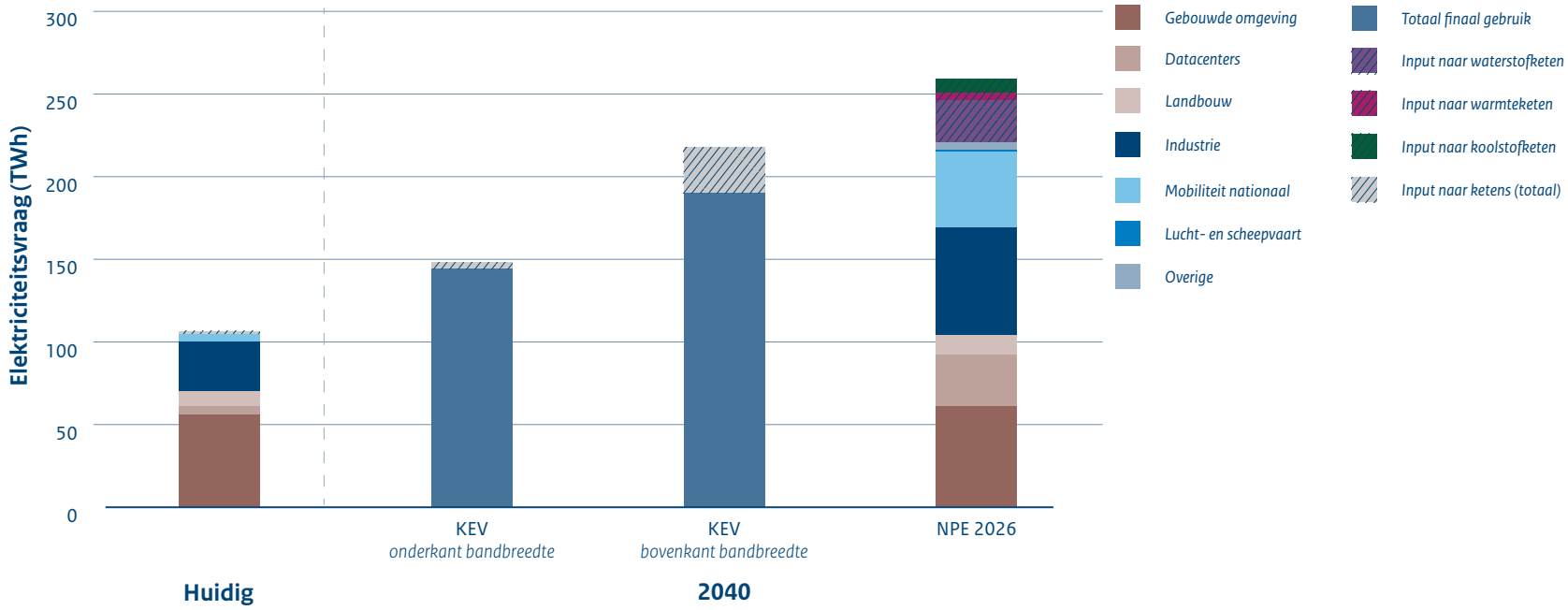


Figuur B.8 *Vergelijking tussen huidige elektriciteitsvraag (2025), verwachte vraag in 2040 vanuit NPE2023 en deze NPE-actualisatie. Opgevulde blokken geven directe elektriciteitsvraag weer en gearceerde blokken inzet van elektriciteit in de andere ketens.*

Daarnaast wordt er een stijging van zo'n 35 TWh voor inzet in andere ketens (intermediair gebruik) verwacht. Het leeuwendeel daarvan betreft inzet voor waterstofproductie middels elektrolyse en de rest is bestemd voor warmteproductie in collectieve warmtenetten en voor processen in de brandstofproductie.

Ten opzichte van het NPE 2023 zijn er echter ook aanzienlijke veranderingen in de totale verwachte omvang en samenstelling van de elektriciteitsvraag in 2040. Hoewel elektriciteit nog steeds de ruggengraat van het finale energiegebruik vormt, gaat dit cijferbeeld uit van een lagere elektriciteitsvraag in de industrie en binnenlandse mobiliteit (figuur B.8), met name door lagere groeiaannames. Daarnaast komt er in dit cijferbeeld aanvullende directe elektriciteitsvraag bij vanuit nieuwe datacenters. De omvang van deze groei is erg onzeker en zal ook sterk afhangen van het gevoerde beleid op de groei van binnenlandse datacenters.[10] De groeiprognose voor datacenters in dit cijferbeeld is een redelijk voorzichtige inschatting ten opzichte van de bandbreedte

10 Kamerbrief Geïntegreerde aanpak datacenters, verwacht najaar 2026.



Figuur B.9 *Vergelijking tussen huidige elektriciteitsvraag (2025), verwachte vraag in 2040 op basis van de onderkant en bovenkant van de prognoses in de KEV2026 vergeleken met deze NPE-actualisatie. Opgevulde blokken geven directe elektriciteitsvraag weer en gearceerde blokken inzet van elektriciteit in de andere ketens.*

uit de scenario's van de netbeheerders. Voor de binnenlandse mobiliteit en de industrie is daarentegen van redelijk ambitieuze elektrificatie van het bestaand energiegebruik uitgegaan.

De inzet van elektriciteit in andere ketens ligt op een lager niveau dan in het NPE uit 2023, met name door lagere verwachte vraag naar hernieuwbare waterstof (zie Hoofdstuk 4). Hierdoor daalt de verwachte elektriciteitsvraag voor elektrolyse in dit cijferbeeld naar ongeveer 30% van de verwachting uit NPE2023.

Het huidige elektrificatietempo is onvoldoende om de klimaatdoelen te halen op een energetisch- en kosten-efficiënte manier, maar de mate van versnelling die benodigd is lijkt niet ondenkbaar. De marktvraag naar elektriciteit die nu zichtbaar is, biedt onvoldoende basis om door te groeien naar het vanuit duurzaamheid, betrouwbaarheid en betaal-baarheid wenselijke systeem van vraag en aanbod van elek-triciteit. De update van de Klimaat-en Energieverkenning van PBL (2026) gaat uit van een energievraag van 148-218 TWh, tegenover zo'n 260 TWh in deze cijferbasis. Een versnelling van het elektrificatietempo, en een navenante uitbreiding van

de elektriciteitsinfrastructuur zijn dus vereist. Daarnaast zal een gestage doorgroei van het elektriciteitsaanbod nodig zijn. Tegelijkertijd lijkt de ordegrootte van de benodigde versnelling haalbaar, hoewel versnelling in de periode tot en met 2035 uitdagend zal zijn in verband met netcongestie.

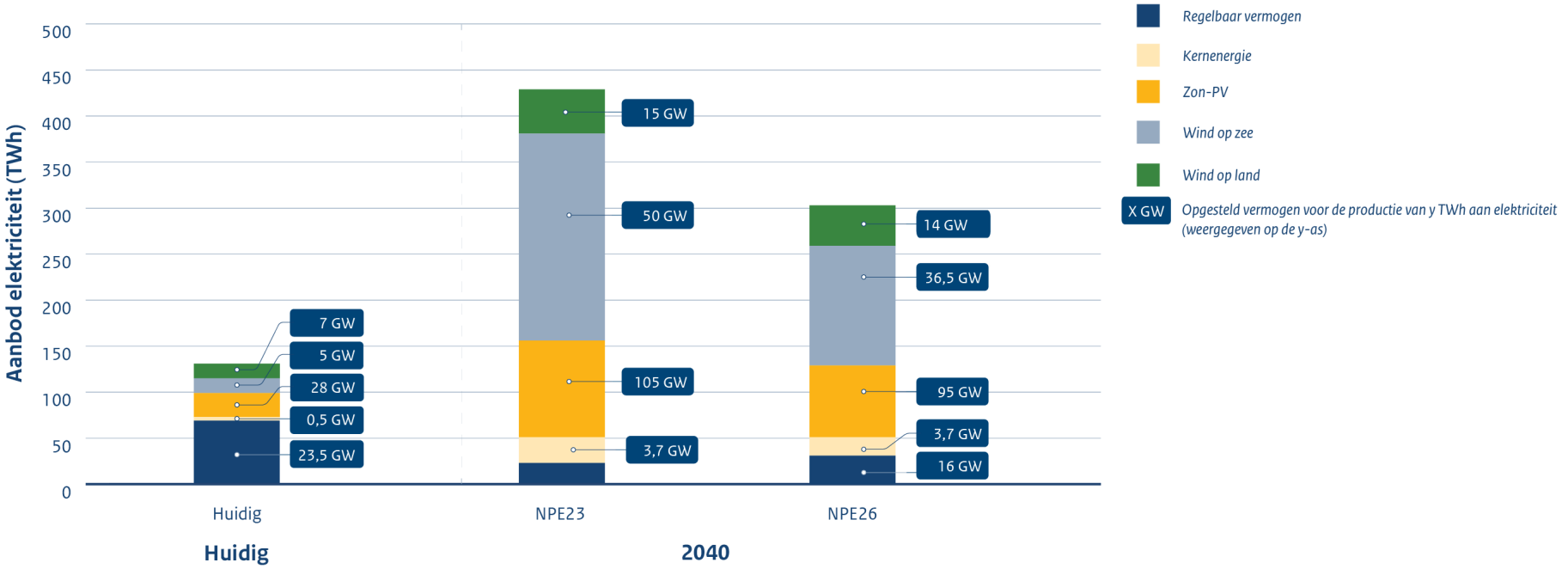
In het cijferbeeld is rekening gehouden met import- en exportstromen als bron van flexibiliteit om tijdelijke overschotten en tekorten aan elektriciteit te kunnen oplossen. Eventuele netto importbehoeftes van buurlanden zijn niet meegenomen in de dimensionering van het Nederlandse aanbod. Hierbij is het wel van belang dat de elektriciteitsmarkt Europees is en dat schaarste in aanbod op Europees niveau ook invloed kan hebben op de elektriciteitsprijzen in Nederland, zelfs wanneer er op jaarbasis in Nederland in principe voldoende aanbod beschikbaar is om de gehele vraag in Nederland te dekken. Het is mogelijk dat Duitsland en België op termijn een netto-importbehoefte voor elektriciteit zullen hebben, maar dit is ook nog aan grote onzekerheden onderhevig, zoals over hun inzet op eigen elektriciteitsproductie. Dit uitgangspunt is ook een belangrijk verschil ten opzichte van het in het NPE2023 opgenomen cijferbeeld. De lagere aanbodbehoefte die hieronder geschetst wordt, volgt daarmee niet alleen uit bijgestelde aannames over de binnenlandse vraag, maar ook uit de bijgestelde uitgangspunten ten aanzien van export om te voorzien in de elektriciteitsvraag van buurlanden.

B.3.2 Elektriciteitsaanbod

Om de gestage groei van de elektriciteitsvraag op duurzame wijze te kunnen invullen evenals de reeds bestaande vraag, is een stevige groei van CO_2-vrij aanbod nodig. Zoals beschreven in het NPE van 2023 is windenergie op zee hierbij de grootste pijler, gevolgd door zon-PV, windenergie op land en kernenergie. Het grootste verschil met het NPE uit 2023 is een bijstelling naar beneden van de hoeveelheid windenergie op zee. Dit houdt verband met de grenzen aan de aanlandingen voor windenergie op zee die voor 2040 te realiseren zijn, de naar beneden bijgestelde vraag naar hernieuwbare waterstof en nieuwe inzichten ten aanzien van opbrengsten van windparken op zee. In anticipatie daarop zijn in 2025 de ontwikkelingen voor demonstratieprojecten voor waterstofproductie op zee ook voorlopig gepauzeerd.[11]

Het cijferbeeld bij dit NPE gaat uit van een groei van CO_2-vrij aanbod van 68 TWh in 2025 naar zo'n 305 TWh in 2040. Het NPE2023 ging uit van een totale CO_2-vrije opwek van zo'n 405 TWh in 2040. Het grootste deel van deze daling is te zien in een lager aangenomen opgesteld vermogen van met name windenergie op zee en zon-PV. Daarnaast is voor windenergie op zee in deze actualisatie van het NPE uitgegaan van een lagere jaaropbrengst van windenergie op zee, vanwege nieuwe inzichten omtrent zogeffecten en operationele verliezen.

11 Klimaat-en Energienota 2025. https://www.rijksoverheid.nl/documenten/2025/09/16/klimaat-en-energienota-2025



Figuur B.10 *Illustratieve elektriciteitsproductiemix in 2040 op basis van deze actualisatie (midden), vergeleken met NPE2023 (rechts) en het huidige productiepark (2025). De hoeveelheden in de balken geven de hoeveelheid elektriciteitsproductie weer, terwijl de getallen de productiecapaciteit[12] in GW weergeven.*

Het totale opgestelde hernieuwbaar vermogen neemt in dit cijferbeeld sterk toe, van circa 38 GW nu naar ruim 145 GW in 2040 (figuur B.10). De grootste toename in vermogen betreft het vermogen van zon-PV[13] dat ruim verdrievoudigt tussen nu en 2040. Daarnaast is een aanzienlijke doorgroei van windenergie op zee aangenomen in dit cijferbeeld van zo'n 4,8 GW nu naar 36,5 GW in 2040. Voor windenergie op land verdubbelt het opgesteld vermogen ongeveer tussen nu en 2040, onder andere door het vervangen van verouderde turbines door nieuwe grotere turbines. Het nucleaire vermogen neemt toe van 0,5 GW nu naar 3,7 GW in 2040.

Het grootste deel van de elektriciteitsvraag is geografisch verspreid over het land, wat vraagt om een zo breed mogelijke

12 Opgesteld vermogen van regelbaar vermogen gebaseerd op cijfers uit 2023 o.b.v. Tennet (2025) Monitor leveringszekerheid.

13 Met het vermogen voor zon-PV wordt hier het geïnstalleerd vermogen van PV modules (zonnepanelen) bedoeld en dus niet het op het net aangesloten vermogen. Dit zal aanzienlijk lager liggen.

spreiding van het aanbod, om daarmee de benodigde uitbreidingen van het elektriciteitsnet en bijbehorende ruimtelijke impact en kosten zoveel mogelijk binnen de perken te houden. Dit betekent dat een ambitieuze inzet op een sterke doorgroei van hernieuwbaar op land de inpasbaarheid van nieuwe hernieuwbare opwek in het systeem en de infrastructuur verhoogt en het haalbaarder maakt tijdig voldoende betaalbaar CO_2-vrij aanbod te realiseren. Als het niet lukt om de hier aangenomen doorgroei van hernieuwbaar op land te realiseren, zal dat binnen dit cijferbeeld gecompenseerd moeten worden door een grotere bijdrage van de duurdere centrale bronnen windenergie op zee en kernenergie die beide grotere uitdagingen rondom inpassing in het elektriciteitsnet met zich meebrengen. Op termijn zouden SMR's mogelijkerwijs ook kunnen worden toegepast als lokale energiebron, maar dit wordt verondersteld nog geen bijdrage te kunnen leveren aan het elektriciteitsaanbod in 2040.

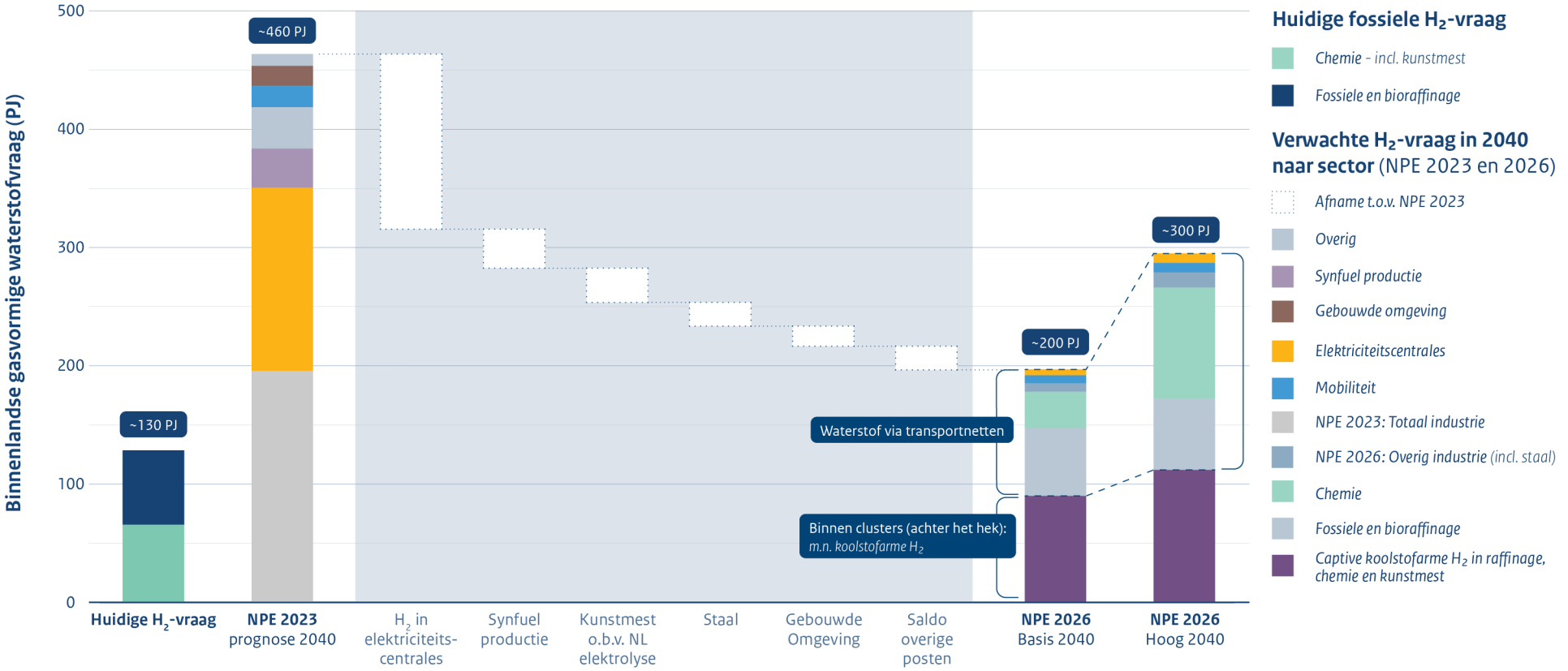
Een andere belangrijke verandering die zichtbaar is in dit bijgewerkte cijferbeeld is dat in deze actualisatie in tegenstelling tot het NPE2023 niet wordt uitgegaan van een volledige CO_2-vrije elektriciteitsopwekking in 2040. Dit betekent dat er in dit cijferbeeld nog een gedeelte van de elektriciteit wordt opgewekt in gascentrales. Deze actualisatie gaat er vanuit dat de rol van waterstofcentrales in 2040 nog zeer beperkt zal zijn. In dit cijferbeeld is illustratief een rol voor de inzet van biogrondstoffen in voormalige kolencentrales meegenomen, waarbij er vanuit is gegaan dat de helft van het vermogen voorzien is van CO_2-afvang en daarom veel draaiuren maakt en de andere helft enkel als regelbaar vermogen opereert. De verwachting is dat er in 2040 nog zo'n 10-16 GW aan regelbaar vermogen nodig zal zijn, maar dat de inzet van deze centrales relatief beperkt zal zijn, met name door de grote rol die batterijen zullen spelen in het balanceren van overschotten en tekorten op dag-en weekschaal.

De exacte behoefte aan regelbaar vermogen is erg onzeker, o.a. door de mate van flexibiliteit aan de vraagkant. De behoefte aan regelbaar vermogen van 16 GW die hier is aangenomen zit aan de bovenkant van de bandbreedte, en ligt mogelijk lager bij het geschetste productiepark aan hernieuwbaar en nucleair aanbod.

B.4 Waterstofketen

B.4.1 Waterstofvraag

Figuur B.11 toont de bijgestelde inschatting voor de gasvormige waterstofvraag in Nederland in 2040, afgezet tegen de cijferbasis uit NPE 2023, een hoog-scenario met een groter industrieel raffinage- en chemiecluster in Nederland, en de huidige fossiele waterstofvraag als referentiepunt. De totale verwachte vraag voor 2040 daalt van circa 460 PJ in NPE 2023 naar circa 200 PJ in het NPE 2026 basispad, een bijstelling van ongeveer 260 PJ. Wat resteert in 2040 is een waterstofvraag die geconcentreerd is op de moeilijkst te verduurzamen industriële kern. Van de circa 200 PJ basisvraag betreft ongeveer 90 PJ koolstofarme waterstof die binnen industriële clusters wordt geproduceerd en verbruikt, het zogenaamde 'captive' segment. Deze categorie betreft vooral koolstofarme waterstofstromen die op lange termijn niet worden uitgefaseerd. Met ingroei van duurzame koolstof als feedstock verandert de bijbehorende CCS geleidelijk van fossiele afvang naar koolstofverwijdering. Het gaat vooral om restgassen die als onvermijdelijk bijproduct vrijkomen uit raffinage- en chemieprocessen, en onder andere koolstofarme waterstof uit nieuwe routes als afvalvergassing. Deze stromen worden doorgaans vooral achter het hek van de industriële complexen geproduceerd en verbruikt, zonder beroep op het landelijke transportnet. De overige circa 110 PJ in het basispad

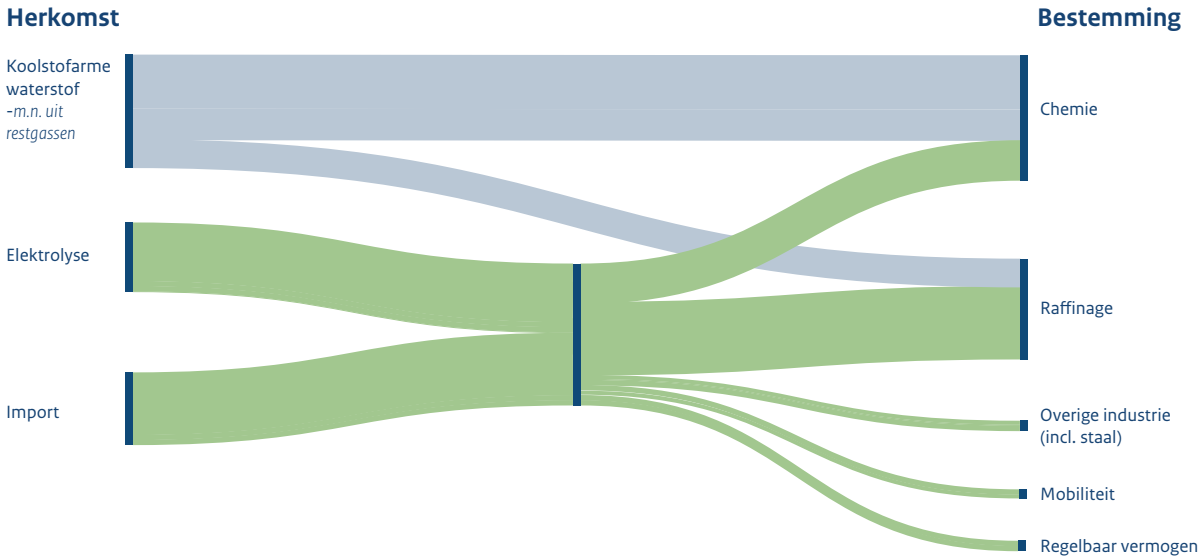


Figuur B.11 *Illustratieve ontwikkeling waterstofketen in 2040 op basis van deze actualisatie (midden en hoog), vergeleken met NPE2023 en de huidige waterstofvraag.*

betreft transportbehoevende waterstof die via waterstoftransportnetten of via directe aansluitingen moet worden geleverd.

Het hoog-scenario van circa 300 PJ illustreert hoe deze prognose verder kan groeien wanneer internationale mandaten voor synthetische brandstoffen sneller opschalen, de Nederlandse kostenpositie voor waterstofproductie gunstig uitpakt, er sterker wordt gestuurd op het in Nederland houden van de eerste processtappen vanwege strategische autonomie. De extra vraag concentreert zich in dat geval vooral in chemie en staal.

Herkomst en bestemming binnenlandse waterstofvraag 2040 (indicatief)
Figuur exclusief export en zonder de directe inzet van geïmporteerde waterstofdragers



Figuur B.12 *Illustratieve aanbodstromen waterstofketen in 2040.*

De daling in vraag ten opzichte van NPE2023 wordt vrijwel volledig gedreven door lagere vraag bij twee toepassingen: de inzet van waterstof in gascentrales voor regelbaar vermogen daalt met circa 140 PJ, en de productie van synthetische brandstoffen op basis van Nederlandse elektrolyse daalt fors. Synthetische brandstoffen worden in het bijgestelde beeld grotendeels geïmporteerd in plaats van in Nederland geproduceerd of in Nederland geproduceerd uit een geïmporteerd energierijk tussenproduct, zoals e-methanol. Daarnaast laat de finale vraag een daling zien doordat er voor 2040 geen substantiële rol wordt voorzien voor de gebouwde omgeving en doordat de directe inzet voor mobiliteit en warmte naar beneden is bijgesteld.

De huidige fossiele waterstofvraag van circa 130 PJ verdient daarbij aparte aandacht, omdat deze niet zomaar als statisch vertrekpunt kan worden gezien. De fossiele raffinage, die nu ongeveer 60 PJ van het totaal vertegenwoordigt, krimpt richting 2040 mee met de afnemende vraag naar olieproducten. Bioraffinage neemt deze rol deels over en is per eenheid eindproduct waterstofintensiever, maar deze nieuwe capaciteit ontstaat niet vanzelf: het vereist actieve opbouw van koolstofketens en nieuwe industriële vestigingen. Voor de verduurzaming van kunstmestproductie wordt richting 2040 uitgegaan van CCS, waterstof uit afvalvergassing en import van hernieuwbare of koolstofarme ammoniak. De verwachting is dat er in Nederland

geen significante rol is weggelegd voor ammoniakproductie uit hernieuwbare waterstof via binnenlandse elektrolyse. De waterstofvraag in de chemie groeit juist sterk door, naar ~30 PJ in het basispad en ~100 PJ in het Hoog-scenario. Het netto-effect van deze tegengestelde bewegingen bepaalt hoe groot de transportbehoevende waterstofvraag in 2040 daadwerkelijk wordt.

B.4.2 Waterstofaanbod

In deze cijferbasis wordt uitgegaan van een situatie waarin de transportbehoevende waterstof in 2040 grotendeels hernieuwbaar is, in een beeld met het doortrekken van het hernieuwbaar-aandeel voor de industrie en transport richting 2040. Hiermee zou bestaande fossiele waterstofproductie grotendeels uitgefaseerd worden, en bestaande SMRs met CCS ook ingezet kunnen worden voor het maken van koolstofarme waterstof uit restgassen in de petrochemie. De transportbehoevende waterstof kan op verschillende manieren worden ingevuld, afhankelijk van de mate waarin Nederland inzet op binnenlandse productie via elektrolyse versus import via pijpleidingen of reconversie van geïmporteerde ammoniak. Figuur B.12 toont een stroomdiagram van de mogelijke ontwikkeling van waterstofaanbodstromen richting 2040.

Omdat de verdeling tussen Nederlandse productie en import nog onzeker is, wordt vooralsnog uitgegaan van een beeld waarin beide ongeveer even groot zijn. Op basis van huidige prognoses is het nog niet duidelijk of binnenlandse productie of import van gasvormige waterstof uiteindelijk significant goedkoper wordt. Inzetten op een combinatie is vanuit diversificatie en leveringszekerheid daarom de meest robuuste strategie. In dit cijferbeeld is een groei opgenomen van ten minste 3 tot 4 GW elektrolyse in 2035, met verwachte verdere groei daarna. Tabel B.1 geeft, uitgaande van circa 10 PJ waterstof per GW elektrolyse per jaar, een indicatie van de Nederlandse elektrolysecapaciteit die nodig zou zijn bij verschillende verdelingen. Dit beeld ligt aanzienlijk lager dan de geschetste ontwikkeling in NPE 2023, waarin nog werd uitgegaan van een opschaling in het basispad richting 15 tot 20 GW elektrolyse in 2040. Deze tabel is dan ook nadrukkelijk geen beleidsdoel, maar een illustratie van wat verschillende verdelingen zouden betekenen, gegeven de grote mate van onzekerheid in zowel de waterstofvraag als de concurrentiepositie van eigen productie en import. Deze capaciteit kan hoger uitvallen dan onderstaande tabel weergeeft als gevolg van de vraag uit buurlanden, wat kan leiden tot een hogere binnenlandse elektrolysecapaciteit of meer import.

Tabel B.1 *Nederlandse elektrolysecapaciteit bij verschillende verdelingen tussen productie in Nederland en import (afgerond).*

NL productie vs. import	Basispad (~110 PJ)	Hoog-scenario (~180 PJ)
75% NL / 25% import	~ 8 GW	~ 14 GW
50% NL / 50% import	~ 6 GW	~ 9 GW
25% NL / 75% import	~ 3 GW	~ 5 GW

Het beeld hierboven veronderstelt dat de transportbehoevende waterstof in 2040 grotendeels van hernieuwbare oorsprong is. Wanneer de opschaling van groene waterstof achterblijft, bijvoorbeeld door vertraging in de uitrol van

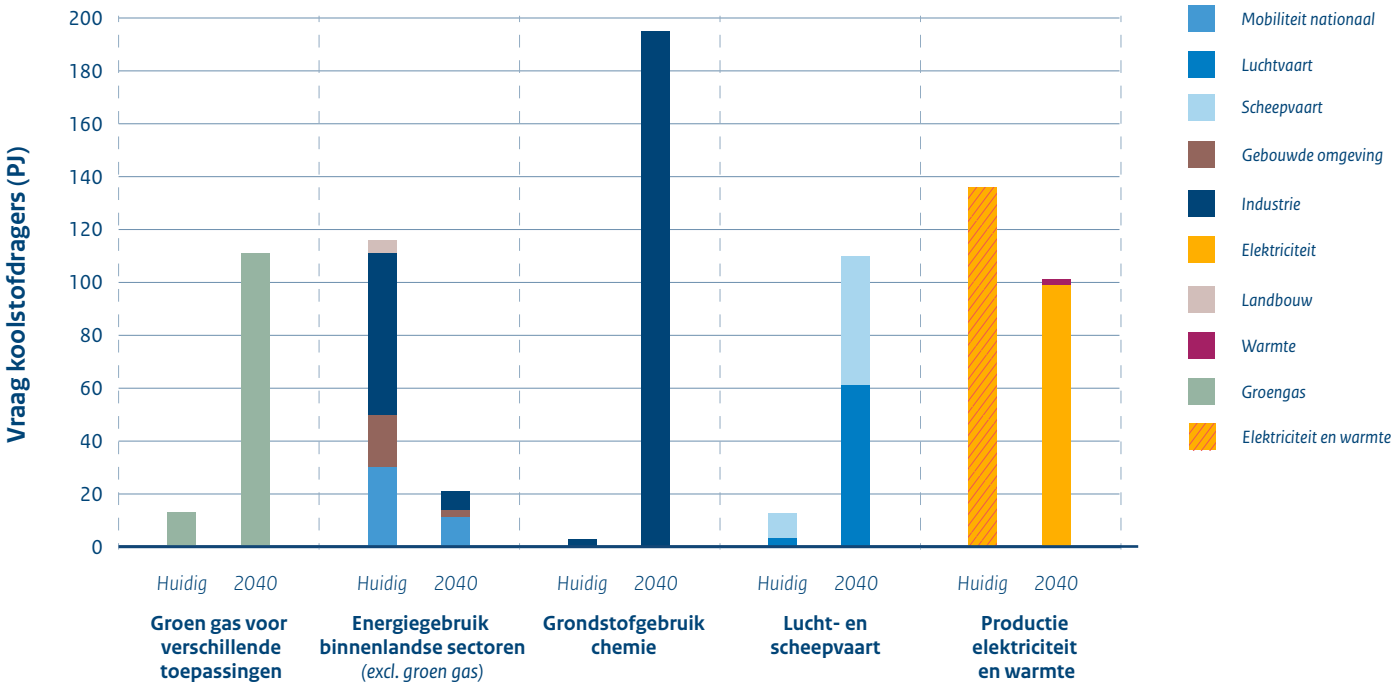
waterstofinfrastructuur, elektrolyse of wind op zee, neemt het gebruik van koolstofarme waterstof uit aardgas met CO_2-afvang minder snel af dan in het basispad. Het gaat dan om bestaande grijze waterstofproductie-installaties in de industriële clusters, Steam Methane Reformers (SMR's) die nu via aardgas waterstof produceren voor onder andere kunstmest en raffinage. Een aanzienlijk deel van deze installaties zal richting 2040 al van CCS zijn voorzien om hun CO_2-uitstoot af te vangen. In het basisscenario waarin groene waterstof voldoende opschaalt zouden deze installaties na verloop van tijd kunnen worden hergebruikt voor het verduurzamen van restgasstromen, doordat de huidige rol in de hoofdproductie dan door hernieuwbare waterstof wordt overgenomen. Wanneer hernieuwbare productie langzamer opschaalt, blijven deze installaties echter langer in hun oorspronkelijke rol actief en kan bovendien vraag ontstaan naar additionele capaciteit van koolstofarme productie-installaties, om alsnog restgasstromen te kunnen verduurzamen. Een dergelijke ontwikkeling levert nog steeds substantiële CO_2-reductie ten opzichte van de huidige grijze waterstof, waardoor de klimaatimpact beperkt blijft, maar verlengt wel de Nederlandse afhankelijkheid van aardgas. Een neveneffect is dat de behoefte aan Nederlandse elektrolyse-capaciteit en daarmee aan wind op zee specifiek voor dit doel lager uitvalt dan in een ambitieuzer hernieuwbaar pad.

B.5 Duurzame koolstofketen

Hoewel de rol van moleculen in de finale energievraag sterk zal dalen, zal met name in de internationale lucht- en scheepvaart in 2040 en in de chemie nog een aanzienlijke vraag zijn naar moleculen. Deze molecuulvraag die met name uit koolstofdragers bestaat zal voor een aanzienlijk gedeelte duurzaam worden ingevuld, hoewel het merendeel van de energiemix nog fossiel zal zijn. In de chemie zal structureel vraag blijven naar duurzame koolstoffen, voor de productie van duurzame materialen en chemicaliën. Ten slotte zal er in het energiesysteem nog een belangrijke rol voor moleculen zijn weggelegd als back-up in periodes met te weinig duurzaam elektriciteitsaanbod. Daarom zullen moleculen ook een beperkte maar essentiële rol blijven spelen als brandstof in regelbaar vermogen, back-up voor industriële proceswarmte en als piekvoorziening voor collectieve warmtenetten. Een aanzienlijk gedeelte van deze molecuulvraag zal in 2040 al duurzaam worden ingevuld. Hiermee zal de inzet van duurzame koolstofdragers naar verwachting aanzienlijk groeien richting 2040.

B.5.1 Vraag naar duurzame koolstofdragers

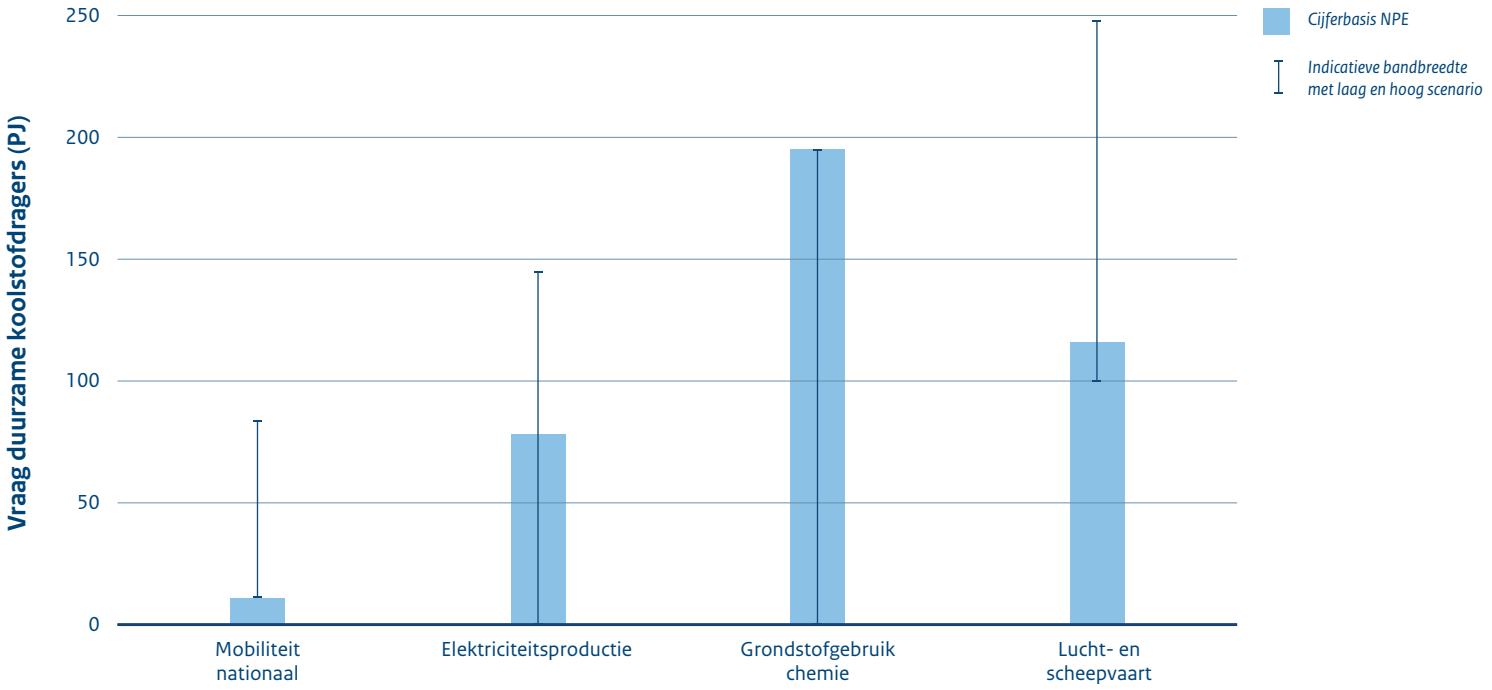
Figuur B.13 hieronder geeft een overzicht van de toepassingen van duurzame koolstofdragers in het energiesysteem in 2040. Voor de meeste toepassingen is weergegeven om welk type eindgebruik het gaat, behalve voor groen gas waarvoor in deze cijferbasis geen verdeling over sectoren wordt gemaakt. Tot 2035 geldt een bijmengverplichting voor groen gas voor de gebouwde omgeving. Voor de periode daarna is de precieze verdeling van groen gas over verschillende toepassingen nog onzeker en is geen beleidsmatige sturing op de inzet van groen gas vastgesteld. Directe inzet van duurzame koolstofdragers als energiedrager in eindgebruikssectoren daalt ten opzichte van het huidige niveau tot een vrij laag niveau, waarbij de mobiliteit naar verwachting de grootste eindgebruiker is. De mate waarin er in de mobiliteit nog biobrandstoffen nodig zullen zijn hangt sterk samen met het elektrificatietempo dat in deze sector gerealiseerd wordt. Verder is er een aanzienlijke groei in vraag voor de internationale lucht- en scheepvaart, waarbij het vraagvolume voor de zeevaart het meest onzeker is. Deze onzekerheid komt



Figuur B.13 *Opbouw vraag naar fossiele en duurzame koolstofdragers per vraagsegment en voor de productie van groengas voor inzet voor verschillende toepassingen in 2040.*

voort uit onzekere ontwikkeling van het totale vraagvolume in de zeevaart, wat tussen verschillende studies varieert tussen de 134 PJ en 420 PJ 13 in 2040 en de onduidelijkheid of er bovenop de huidige EU-normen ambitieuzere verduurzamingsnormen in internationaal (IMO) verband gemaakt zullen worden. De huidige normen hebben een relatief laag ambitieniveau vergeleken met klimaatdoelen voor binnenlands energiegebruik en de normen sturen op broeikasgasemissie-intensiteit. Dit laatste betekent dat een overstap op fossiele energiedragers met een lagere emissie-intensiteit zoals LNG, voorlopig ook een gedeelte van de oplossing kan zijn.

De omvang van de totale vraag naar duurzame koolstofdragers in 2040 en daarna erg onzeker, waarbij bandbreedtes voor grondstoftoepassingen, internationale lucht-en scheepvaart en inzet voor regelbaar vermogen het grootst zijn.
Figuur B.14 illustreert deze onzekerheid voor verschillende eindtoepassingen, waarbij de getoonde spreiding niet de volledige theoretische bandbreedte weergeeft, maar een realistische bandbreedte op basis van huidige markt- en beleidsontwikkelingen. De kleinste spreiding zit in de toepassing van duurzame koolstof in de finale energievraag, waarbij de mobiliteit de grootste vraagsector is. De NPE2026 cijfers in alle voorgaande grafieken gaan uit van



Figuur B.14 *Onzekerheid in vraag naar duurzame koolstofdragers in 2040 per vraagsegment.*

sterke elektrificatie in de binnenlandse mobiliteit, waarbij het wegvervoer op zo'n 70-90% elektrifcatie uitkomt in 2040. Echter, wanneer elektrificatie van het wegverkeer minder snel verloopt en nog steeds wordt aangestuurd op snelle emissiereductie in deze sector, is een grotere rol van biobrandstoffen als transitietoepassing noodzakelijk.

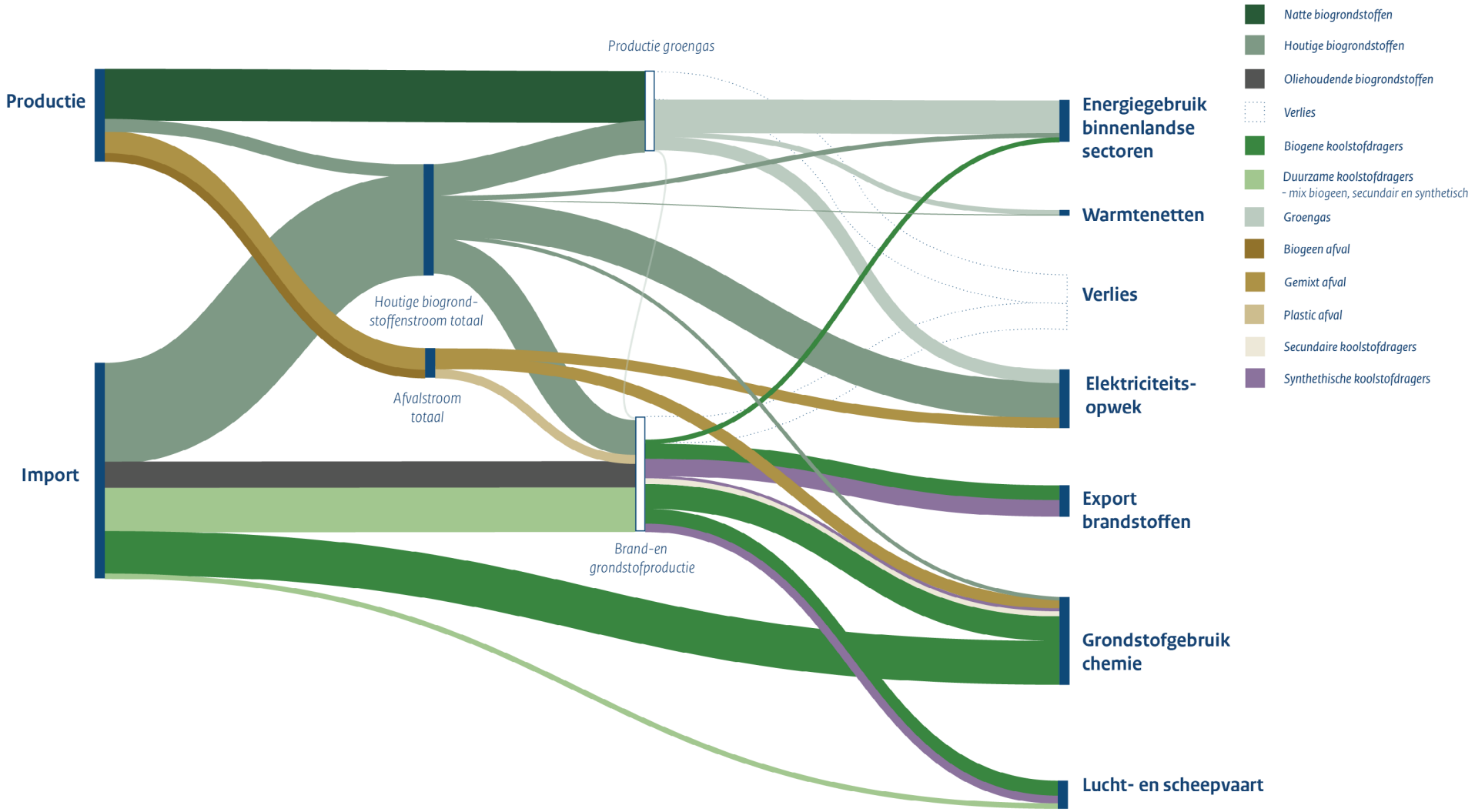
Groen gas zal in 2040 erg gewild zijn voor een brede set aan toepassingen, maar de omvang van groen gas aanbod in 2040 is erg onzeker en hangt sterk af van beleid. De vraag is in potentie dus even groot als de totale methaanvraag, maar de mate waarin de totale resterende methaanvraag zal worden ingevuld met groen gas zal sterk afhangen van de toekomstige beleidsambities voor productie van groen gas en van de beschikbaarheid van biogrondstoffen en kostprijs voor productie van groen gas.

De inzet van biogrondstoffen in de elektriciteitsketen is hoogst onzeker en hangt samen met de aantrekkelijkheid van BECCS als koolstofverwijderingsoptie na de herziening van het EU-ETS en de rangschikking van biogrondstoffengebruik voor piektoepassingen en regelbaar vermogen in de update van het Duurzaamheidskader biogrondstoffen. In figuur B.14 is daarbij uitgegaan van een bandbreedte van 0-145 PJ, waarbij de bovenkant van de bandbreedte is gebaseerd op de ombouw van de twee grote kolencentrales (3,2 GW) naar 100% biogrondstoffenstook in combinatie met toepassing van CCS op de helft van de productie-eenheden. In het basispad dat in deze bijlage is geschetst is illustratief de ombouw van één grote kolencentrale meegenomen. Hiermee zou de inzet van duurzame koolstofdragers in de elektriciteitssector niet toenemen boven het huidige niveau.

Voor de internationale lucht- en scheepvaart is in deze cijferbasis uitgegaan van de bestaande normen voor de verduurzaming van deze sectoren op EU-niveau. Wanneer voor de zeevaart alsnog ambitieuzere normen worden aangenomen in de context van de International Maritime Organisation, zou de vraag naar duurzame koolstofdragers in principe nog sterk kunnen toenemen.

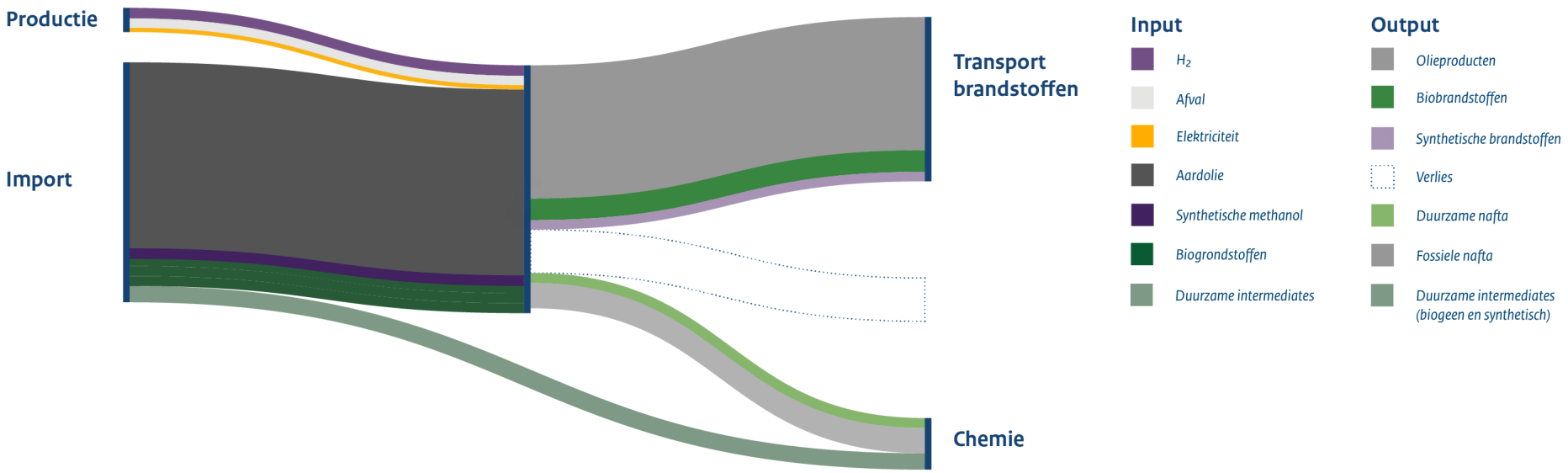
Deze cijferbasis gaat uit van (EU-)beleid dat er op succesvolle wijze voor zorgt dat de concurrentiepositie voor duurzame industriële productie in Nederland verbetert, maar zonder dergelijk beleid zal de vraag naar duurzame koolstof in de chemie veel lager zijn. Nederland heeft een goede uitgangspositie om zijn koolstofverwerkende industrie te behouden en binnen Europa een belangrijke producent van duurzame brandstoffen en chemicaliën te worden. Hoewel fossiele stromen in deze sectoren in 2040 nog steeds dominant zullen zijn, spelen duurzame koolstofdragers al een aanzienlijk grotere rol dan vandaag de dag. In deze cijferbasis is ervan uitgegaan dat de Nederlandse brandstofproducenten een goede uitgangspositie hebben voor de productie van duurzame luchtvaartbrandstoffen en hierbij de huidige exportrol voor deze brandstoffen behouden. Voor de chemie is een ambitieus verduurzamingspad geschetst waarbij ongeveer de helft van de grondstoffen voor de (organische) chemie uit duurzame koolstofdragers bestaat in 2040. Om dit te realiseren is aanvullende normering op EU-niveau voor afname van duurzame chemicaliën in eindproducten (vraagcreatie) essentieel. Op basis van alleen bestaand beleid zouden er in 2040 nog steeds nagenoeg geen duurzame koolstofdragers in de chemie worden ingezet.

Figuur B.15 geeft een illustratief overzicht van de duurzame koolstofketen in 2040, in de vorm van een stroomdiagram en toont dat een groot deel van de duurzame koolstofdragers afkomstig is uit import. Deze dominante rol van import is ook in lijn met NPE2023 en de analyses uit de Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050 van PBL. Het grootste deel van de binnenlandse productie van duurzame koolstof wordt ingezet voor de productie van groen gas. Hoewel een deel van de duurzame koolstofdragers rechtstreeks naar de eindgebruikers gaat, wordt het leeuwendeel eerst nog verwerkt in een omzettingsstap, waarbij groen gasproductie en de (bio) brandstoffenproductie de grootste omzettingsknooppunten zijn. Aan de vraagkant zijn de chemie, de internationale lucht- en scheepvaart en regelbaar vermogen in de elektriciteitssector de grootste energievragers. Daarnaast is ook de groeiende rol van Nederland als exporteur van duurzame brandstoffen geschetst. Figuur B.16 schetst hetzelfde beeld als figuur B.15, maar dan met meer detail voor de koolstofverwerkende industrie, dat wil zeggen de chemie en de brandstoffensector.



Figuur B.15 *Stroomdiagram met illustratief overzicht van duurzame koolstofstromen in het Nederlandse energiesysteem in 2040*[14].

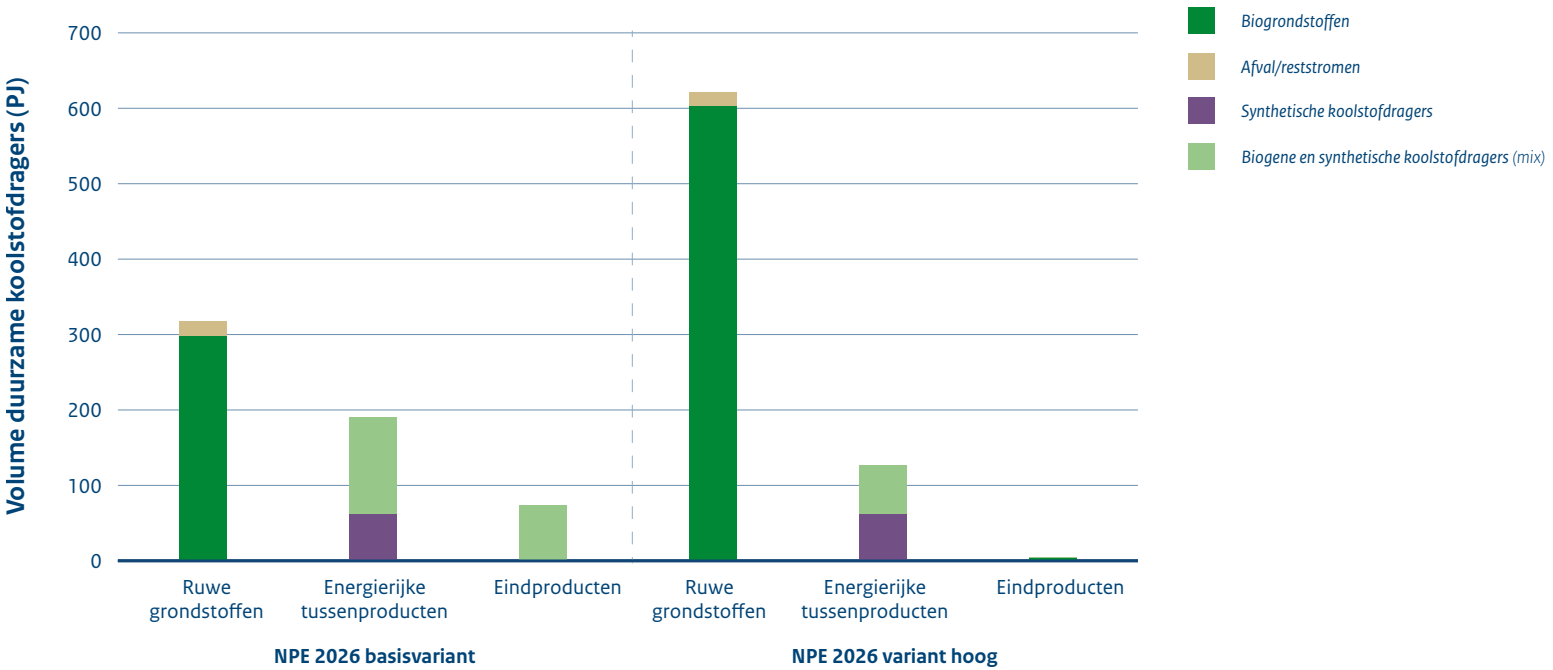
14 In deze figuur is de inzet van groen gas per type eindgebruik *pro rata* verdeeld op basis van het totale methaanverbruik van elk type eindgebruik.



Figuur B.16 *Illustratief overzicht van de koolstofstromen in de koolstofverwerkende industrie in 2040.*

B.5.2 *Aanbod duurzame koolstofdragers*

Figuur B.17 toont in meer detail een illustratieve verdeling van het type duurzame koolstofdragers in 2040. Hierbij zal naar verwachting het merendeel van de duurzame koolstof die in Nederland gebruikt en verwerkt wordt "ruwe" grondstoffen betreffen, hieronder worden onder andere afval, ruwe biogrondstoffen, maar ook licht bewerkte *commodities* zoals houtpellets of getorrificeerde biomassa verstaan. Verder kunnen naast de verwerking van ruwe grondstoffen mogelijk ook activiteiten op gang komen waarbij geïmporteerde energierijke bouwstenen, zoals methanol, bionafta en pyrolyse-olie in Nederland verwerkt worden tot eindproducten, zoals transportbrandstoffen en (hoogwaardige) chemicaliën. Daarnaast zal naar verwachting het merendeel van de duurzame koolstofdragers een biogene oorsprong hebben. In het basispad is er vanuit gegaan dat een groeiend deel van de productie van duurzame eindproducten gebeurt op basis van verwerking van energierijke tussenproducten zoals methanol. In het hoog-scenario daarentegen wordt uitgegaan van meer verwerking van ruwe biogrondstoffen in Nederland via de vergassingsroute en daarmee een minder grote rol voor geïmporteerde energierijke tussenproducten. De Visie Opschaling Aanbod Duurzame Koolstofdragers gaat in meer detail in op het aanbod aan duurzame koolstofdragers.

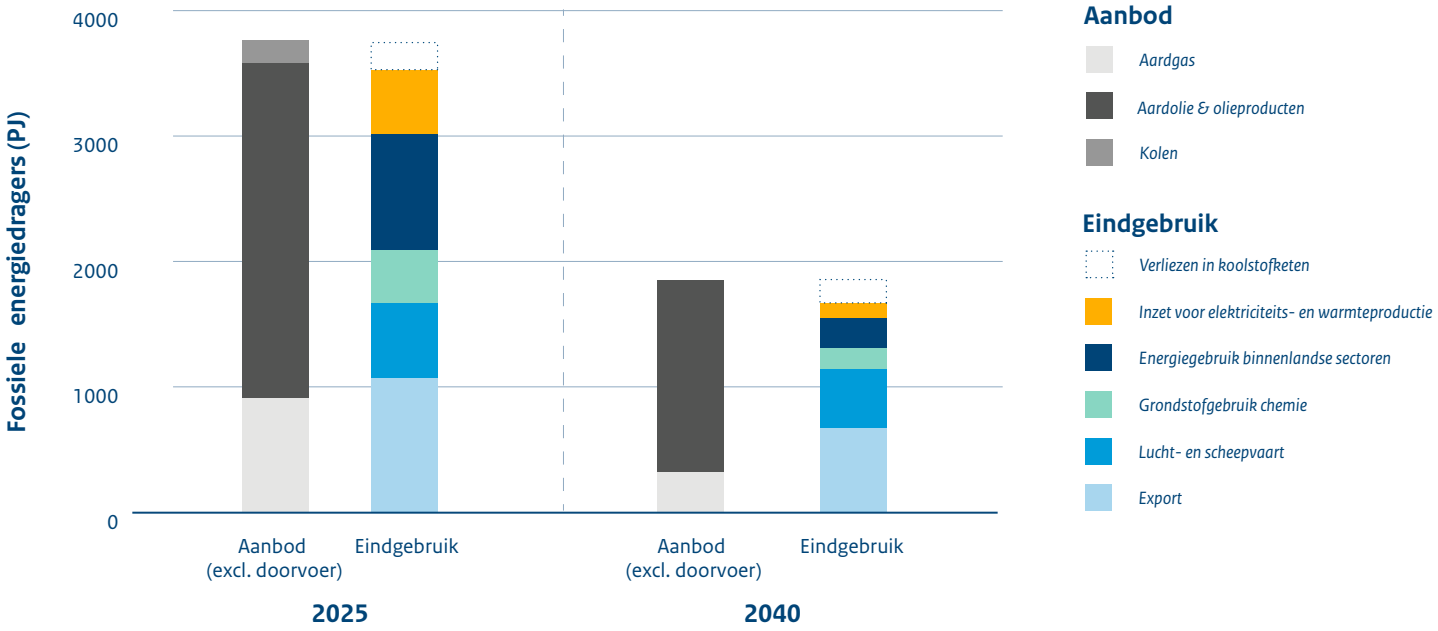


Figuur B.17 *Overzicht van benodigd aanbod aan duurzame koolstofdragers, inclusief indicatieve uitsplitsing per type koolstofdrager (ruwe grondstof, energierijke bouwstenen, eindproducten)*[15].

B.6 Verantwoorde afbouw fossiel

Tussen nu en 2040 zal de rol van fossiele energiedragers in het energiesysteem significant afnemen, waarbij de absolute daling het grootst is bij aardolie en de relatieve daling het grootst bij gas. Figuur B.18 toont de afbouw van het gebruik van fossiele energiedragers tussen nu en 2040 op basis van de in deze actualisatie geschetste ontwikkelingen. Hier is een sterke afname zichtbaar, waarbij het verbruik van kolen (nagenoeg) volledig verdwenen is, inzet van aardolie en aardolieproducten ongeveer halveert en de inzet van fossiel aardgas met zo'n 55% afneemt. Het tempo van de afbouw van het gebruik van ruwe aardolie is erg onzeker en hangt af van het tempo waarin de fossiele raffinagecapaciteit in Nederland wordt afgebouwd, hetgeen onder meer samenhangt met het tempo van elektrificatie van het wegvervoer in Noordwest-Europa. De mate waarin de hier geschetste afbouw van fossiel aardgas gerealiseerd kan worden hangt enerzijds af van hoe snel gasvraag vervangen wordt door andere energiedragers, met name elektriciteit en anderzijds van het tempo waarin voor het resterende gasgebruik het aanbod van groen gas kan worden opgeschaald.

15 Ruwe grondstoffen: *bijvoorbeeld* houtige biomassa, plantaardige oliën, plastic afval; Energierijke bouwstenen: *bijvoorbeeld* pyrolyseolie, (bio/synthetische)-naptha, (bio/synthetische) methanol; Eindproducten: *bijvoorbeeld* duurzame kerosine, bioethanol, biodiesel/.



Figuur B.18 Overzicht van de afbouw van de inzet van fossiele energiedragers in het Nederlandse energiesysteem tussen 2024 en 2040. De figuur toont het netto aanbod (exclusief doorvoer) en de vraag naar deze dragers in finaal eindgebruik, grondstoffengebruik, internationale scheepvaart en inzet in de elektriciteits-en warmteketen.[16]

Deze cijferbasis gaat uit van een totale methaanvraag van zo'n 405 PJ, waarvan nog zo'n 290 PJ met fossiel aardgas wordt ingevuld. In de prognoses van de KEV2026 varieert de methaanvraag in 2040 tussen de 485 en 733 PJ. Binnen de verschillende vormen van eindgebruik zijn internationaal transport en grondstofgebruik de grootste resterende gebruikers van fossiele energie.

In het finaal eindgebruik vertegenwoordigen fossiele energiedragers nog minder dan 10% van de totale energievraag. In de elektriciteitssector is nog beperkte inzet van aardgas.

16 Verliezen betreffen zowel verliezen bij omzettingen binnen de koolstofketen, met name in de fossiele raffinage, maar ook verliezen in elektriciteitscentrales en bij centrale warmteproductie voor warmtenetten.

B.7 Gedetailleerde uitgangspunten en aannames cijferbeeld

B.7.1 Algemene uitgangspunten NPE-cijferbeeld

Bij het opstellen van dit cijferbeeld is gebruik gemaakt van een aantal algemene uitgangspunten voor nationaal en EU-beleid:

- Het beeld geeft met 2040 een tussenstap richting een klimaatneutraal Europa en Nederland in 2050.
- Het beeld gaat uit van het Europese reductiepad van netto 90% emissiereductie in 2040 ten opzichte van 1990, met mogelijkheid om tot 5% gebruik te maken van hoogwaardige internationale kredieten, als richting voor de centrale verhaallijn.
- Voorstellen voor herziening van EU beleid en nieuwe EU-energiebeleidsmaatregelen voor 2040 zijn niet in deze cijferbasis meegenomen.
- Dit cijferbeeld gaat uit van minimaliseren van fossiel gebruik richting 2050, maar niet van volledige uitfasering.
- Voor de verduurzaming van internationaal transport is uitgegaan van de geldende internationale en Europese beleidskaders voor luchtvaart en scheepvaart.
- Er wordt impliciet uitgegaan van het bestaan van een markt voor koolstofverwijdering in 2040, waardoor negatieve emissies een waarde hebben in het systeem, waarbij de aanname is dat emissies en koolstofverwijdering tussen sectoren gesaldeerd kunnen worden.
- Het beeld gaat niet uit van een nationaal streefdoel voor een CO_2-vrije elektriciteitsketen.

B.7.2 Aannames ontwikkeling economische activiteit en vraagontwikkeling

De mate waarin de activiteitsniveaus van de verschillende sectoren zich ontwikkelen is een bepalende factor voor de omvang van de energievraag. Voor de groei van het aantal woningen en het totaal vloeroppervlak van gebouwen en diensten is uitgegaan van vraaggroei prognoses uit de KEV2025. In deze NPE-actualisatie is niet in detail gekeken naar de ontwikkeling van de energievraag in de landbouw, maar is de omvang van de energievraag uit het NBNL-scenario Koersvaste Middenweg aangehouden. Wel is de rol van biogrondstoffen in de invulling van de energievraag in deze sector aangepast in lijn met NPE 2023.[17] Voor de industrie verschilt het beeld voor de verschillende subsectoren, zoals beschreven in het industriehoofdstuk in deze actualisatie.

Voor de fossiele raffinage wordt van een substantiële krimp uitgegaan, waarbij wel een groei van duurzame raffinage-activiteiten is aangenomen. Deze krimp van fossiele raffinage is geen gevolg van afbouwbeleid, maar van de daling van vraag naar brandstoffen voor wegtransport in Nederland en omringende landen. Op dit moment vertegenwoordigen brandstoffen voor wegtransport zo'n 55-60% van de raffinageoutput. Daarmee past de geschetste outputafname van zo'n 50% bij de geschetste elektrificatiegraad van zo'n 70-90%. Dat de raffinageoutput sterk zal gaan afnemen staat vast, maar het exacte tempo is onzeker en hangt niet alleen af van de transitie van wegtransport in Nederland maar ook in de rest van Europa. In deze cijferbasis zijn geen expliciete aannames gedaan over hoe de daling van de raffinageoutput tot stand komt en of dit een gevolg is van een gemiddelde productieafname in de gehele sector of sluiting van specifieke productielocaties. Voor

17 In het NBNL Koersvaste Middenweg Scenario is een groei te zien van de inzet van biogrondstoffen in de landbouw, ook voor meer laagwaardige toepassingen. In het NPE2023 en deze cijferbasis gaan we van een kleinere rol van biogrondstoffen in deze sector uit.

de opschaling van hernieuwbare brandstofproductie is er vanuit gegaan dat Nederland een goede uitgangspositie heeft, met name voor de productie van duurzame brandstoffen voor de luchtvaart. Hierbij is aangenomen dat Nederland de huidige exportpositie in kerosine behoudt, waarbij duurzame kerosine in deze exports ingroeit in lijn met mandaten uit ReFUel Aviation.

Voor de chemiesector wordt uitgegaan van een zeer beperkte daling van de output als geheel. De daling betreft vooral een daling in krakercapaciteit, die deels weer gecompenseerd wordt door een toename van andere productieroutes. Een beperkt deel van de kunststoffenproductie verschuift naar mechanische recycling, waardoor dit deel uit de output van chemieproductie wegvalt. Voor industrie in cluster zes en staal wordt aangenomen dat het activiteitenniveau gelijk blijft aan recente productieniveaus.

In het mobiliteitshoofdstuk wordt het beeld geschetst van de ontwikkeling van de energievraag en -mix van de sector mobiliteit richting 2040. Het vertrekpunt voor zowel de binnenlandse als internationale mobiliteit is de raming van PBL in de Klimaat- en Energieverkenning 2026 (KEV26) op basis van vastgesteld en voorgenomen beleid. Omdat de energievraag en -mix in 2040 anders kan uitvallen dan geraamd in de KEV26, zijn voor de binnenlandse mobiliteit in het mobiliteitshoofdstuk mogelijke ontwikkelingen geschetst. Op die manier kan tijdig worden geanticipeerd op een andere energievraag en -mix. Op basis van die ontwikkelingen zijn twee scenario's opgesteld om een bandbreedte te schetsen van een hogere of lagere inzet van zowel elektriciteit als biobrandstoffen in 2040. Voor de internationale mobiliteit zijn geen aanvullende scenario's opgesteld, omdat er doorgaans minder informatie over ontwikkelingen per energiedrager in 2040 beschikbaar is. Voor de invulling en de omvang van de energievraag van de internationale lucht-en scheepvaart is aangesloten bij het midden-scenario uit KEV2026. Bij de bovenkant van de bandbreedte is er vanuit gegaan dat de vraag naar duurzame koolstofdragers zou kunnen stijgen van zo'n 119 PJ in het basispad naar 164 PJ in 2040.

Voor de mobiliteit is het basispad voor wegvervoer gebaseerd op het middenscenario van de EV Outlook van E-laad wat betreft de groeicijfers[18] en de elektrificatiegraad van het wegtransport, die variëert tussen de 71% voor vrachtwagens en 88% voor personenauto's.[19] Daarnaast is de resterende brandstofvraag berekend, door eerst het totaal aantal voertuig-kms te berekenen op basis van het aandeel elektrische voertuigen in de totale voertuigvloot en de voertuigkilometers per voertuig en dat te combineren met brandstofgebruik per voertuigkm op basis van KEV2026 cijfers. Daarbij zijn de verhoudingen tussen benzine en benzine-achtige brandstoffen enerzijds en diesel en dieselachtige brandstoffen anderzijds gebaseerd op de verhoudingen in het midden scenario uit de KEV2026. In het in deze cijferbijlage geschetste basispad is uitgegaan van een lage biobrandstofbijmenging van 10% (v/v) bioethanol in de benzine en 28,4% biodiesel in diesel in lijn met Besluit Energie Vervoer. In een alternatief scenario volgt elektrificatie het lage elektrificatiepad uit KEV2026 in combinatie met hoge bijmenging van biobrandstoffen in lijn met pakket B uit het Van Kempen rapport, dat wil zeggen 60% bijmenging van biodiesel in diesel en 10% (v/v) bioethanol in de benzine. De hogere vraag naar biobrandstoffen die hieruit voortkomt ligt ten grondslag aan de bovenkant bandbreedte voor duurzame koolstofdragers in de mobiliteit, geschetst in figuur B.14. Voor de energievraag van mobiele werktuigen en openbaar vervoer is aangesloten bij cijfers uit KEV2026.

18 Groeicijfers uit de E-laad EV Outlook liggen zeer dicht bij de groeiprognoses uit de KEV2026.

19 Deze elektrificatieaandelen zijn op basis van aandeel in afgelegde kilometers, niet het aandeel in de energiemix.

Tabel B.2 geeft een overzicht van de aannames rondom vraagontwikkeling in de verschillende sectoren.

Tabel B.2 Overzicht van de aannames rondom vraagontwikkeling.

Sector	Energievraag	Verduurzamingsroutes	Gebruikte bronnen
Cluster zes industrie	De energievraag is gelijk gehouden aan de vraag in 2023.	Elektrificatie als hoofdroute, met (groen)gas als backup optie. Voor elektrificatie is uitgegaan van een relatief hoog aandeel warmtepompen, waardoor de gemiddelde COP bij inzet van warmtepompen en E-boilers rond de 2,5 uitkomt. Ten slotte is ervan uitgegaan dat 5% van de totale energievraag in cluster zes nog wordt voorzien met methaan, i.v.m. hybride opstellingen en back-up ketels.	TNO (2024)[20]
Staal	Energievraag gebaseerd op huidige productieniveau	*Direct Reduction Plant* op methaan + CCS en EAF. Elektrificatie overige installaties.	Maatwerkafspraken Kwantificering sluit aan bij beeld uit Gezamenlijke Balans scenario NBNL2025
Raffinage	Feedstockvraag in raffinage is gebaseerd op een daling van 50% t.o.v. het huidige niveau naar een output van zo'n 1400 PJ	Fossiel: CCS op waterstofproductie, opwerking restgassen, fornuizen en FCC; inzet hernieuwbare H2 naar RFNBO-mandaat / raffinageroute, met doorgroei raffinageroute richting 2040. Elektrificatie: boilers, drivers en compressoren.Hernieuwbaar: vergisting nationaal biogrondstoffenpotentieel, klein deel vergassing-FT, zónder H2 bijmenging en mét toepassing CCS voor koolstofverwijdering.	

20 TNO (2024) Scenario's voor klimaatneutraal energiesysteem.

Sector	Energievraag	Verduurzamingsroutes	Gebruikte bronnen
Raffinage (vervolg)		Verder import UCO en pyrolyse-olie. Productiecapaciteit voor duurzame brandstoffen in Nederland is geschaald op basis van de vraag naar duurzame luchtvaartbrandstoffen in Nederland en landen waar naartoe Nederland luchtvaart-brandstoffen exporteert. Hierbij komt als bijproduct duur-zame naptha vrij die wordt gebruikt in de chemie. De vraag naar E-SAF wordt ingevuld via de methanol-to-jet route op basis van geïmporteerde methanol	
Chemie	Energievraag gebaseerd op huidig productieniveau via nieuwe of verduurzaamde routes	Hergebruik en levensduurverlenging, mechanische recycling, Methanol to Olefines (M2O), verduurzaming aantal krakers (gedeeltelijk duurzame feedstock en CCS)	Geïnspireerd op KGG (2025). Perspectief voor de chemie.
Huishoudens	Energievraag apparaten per huis-houden gelijk aan huidig, daling warmtevraag in lijn met verbetering isolatie op basis van NBRP, stijging koudevraag naar gemiddeld zo'n 3,1 GJ per huishouden. Toename aantal woningen tussen 2025 en 2040: 1 mln	De techniekmix voor ruimteverwarming in huishoudens sluit aan bij het midden scenario uit NPE2023.	NBRP voor bepaling warmtevraag, NPE23 voor mix van verwarmingstechnieken
Diensten / utiliteitsbouw	Er is uitgegaan van een groei van 24% in totaal gebouwoppervlak richting 2040.	Voor de verduurzaming van de utiliteitsbouw is uitgegaan van de technologiemix en efficiëntieverbetering in het Koersvaste Middenweg scenario van NBNL	Koersvaste Middenweg, NBNL2025
Mobiliteit		Sterke elektrificatie in wegvervoer in basispad, in alternatief scenario langzamere elektrificatie i.c.m. hogere inzet biobrandstoffen.	Basispad: midden scenario EV-outlook 2026 van E-laad. Ontwikkeling mobiliteitsvraag o.b.v. KEV2026.

B.8 Aannames efficiëntieverbetering en energiebesparing

In verschillende sectoren vindt verduurzaming plaats door implementatie van efficiënte elektrificatietechnieken. Door overstap op elektrische voertuigen in de mobiliteit daalt de totale finale energievraag in deze sector aanzienlijk. Bij verduurzaming van lage-en middentemperatuur warmte voor ruimteverwarming en bedrijfsprocessen wordt veel gebruik gemaakt van warmtepompen. Hierdoor daalt het totale energieverbruik niet, maar door de benutting van omgevingswarmte is de behoefte aan centraal geproduceerde (finale) energiedragers wel aanzienlijk lager. Dit speelt een rol in de gebouwde omgeving, de landbouw en lage-en midden temperatuurprocessen in de industrie, met name cluster VI. Voor de gebouwde omgeving zijn de aannames omtrent de verwachte isolatiegraad overgenomen uit de Nederlandse inzet voor het National Building Renovation Plan (NBRP), waarbij de netto warmtevraag van woningen ontwikkelt naar zo'n 50 kWh/m² woonoppervlak in 2040. Dit leidt tot een gemiddelde daling in warmtevraag voor ruimteverwarming van ruim 30% tussen 2025 en 2040 in de gehele bestaande woningvoorraad.

B.9 Aannames elektriciteitsketen

Voor de elektriciteitsketen zijn de aannames rondom de verschillende aanbodbronnen relevant.

CO_2-vrij aanbod

De potentiëlen voor hernieuwbaar op land zijn met name gebaseerd op de CE Delft studie "Hernieuwbare opwek op land. Mogelijke ontwikkelpaden richting 2040", waarbij is uitgegaan voor de bovenkant van de bandbreedte, zoals beschreven in het hoofdstuk over decentrale ontwikkelingen in deze actualisatie. Voor kernenergie wordt uitgegaan van levensduurverlenging bij de Borsele centrale en van het operationeel zijn van twee grote nieuwe kerncentrales met een totaal elektrisch vermogen van 3,2 GW, waarmee het totale nucleaire vermogen rond de 3,7 GW uitkomt.

Voor windenergie op zee is een analyse gedaan door Offshore Wind Consultants om productieprofielen voor de beoogde windpark locaties binnen de Routekaart 21 GW en de zoekgebieden in gebied 6/7 die worden onderzocht als locaties voor verdere uitrol na de huidige routekaart. In het opstellen van deze profielen is de impact van zogeffecten meegenomen evenals verschillende operationele verliezen die in windparken optreden. De opbrengsten zijn berekend op basis van weerjaar 2012 om daarmee aan te sluiten bij de bredere dataset in het Energie Transitie Model.[21] Hoewel de opbrengsten aanzienlijk verschillen per windparklocatie kwamen de gemiddelde bruto opbrengsten inclusief verliezen door zogeffecten uit op een gemiddelde capaciteitsfactor van ~49%. Na aftrek van aanvullende operationele verliezen komt de gemiddelde capaciteitsfactor uit op zo'n 41%.

21 De energieopbrengsten van windenergie in 2012 liggen zo'n 2% boven het langjarig gemiddelde.

In deze cijferbasis wordt uitgegaan van beperkte overdimensionering van het opgesteld vermogen van de windturbines op zee ten opzichte van de aansluitcapaciteit (overplanting) om daarmee de benutting van het net op zee te verhogen en de algehele systeemkosten te verlagen.

Regelbaar vermogen

In deze actualisatie van het NPE wordt niet meer uitgegaan van het volledig CO_2-vrij worden van de elektriciteitssector in 2040, maar wel van een sterke doorgroei van hernieuwbare opwek en realisatie van twee grote kerncentrales. Voor de leveringszekerheid zal in 2040 daarnaast nog een aanzienlijke capaciteit aan regelbaar vermogen in het systeem nodig zijn maar met een beperkt aantal draaiuren. Dit betekent dat er nog een belangrijke rol is voor gascentrales in het elektriciteitssysteem in 2040, met een zeer beperkte rol van waterstofcentrales en geen toepassing van CCS bij gascentrales. De klimaatimpact van deze gascentrales kan worden verminderd door de inzet van groen gas of door compensatie met koolstofverwijdering elders in het systeem. Ook ombouw van de huidige kolencentrales naar biomassacentrales is een mogelijkheid, al dan niet in combinatie met CCS om koolstofverwijdering te realiseren, hetgeen potentieel benut kan worden voor compensatie van uitstoot elders in het elektriciteitssysteem.

Inzet van elektriciteitsbronnen over de tijd

De inzet van elektriciteitsbronnen is gebaseerd op uurlijkse productieprofielen van wind en zon in combinatie met een dispatch module binnen het ETM die de overige bronnen inzet op basis van hun marginale productiekosten. Dit zorgt ervoor dat er een balans is tussen vraag en aanbod van elektriciteit door het jaar heen. Echter, de inzet van de verschillende regelbare bronnen en batterijen moet als illustratief worden gezien. Voor het accurater inschatten van de precieze inzet van elektriciteitsbronnen en flexibiliteitsopties is een elektriciteitsmarktmodel beter geschikt. Productieprofielen voor hernieuwbaar evenals de vraagprofielen voor de warmtevraag maken gebruik van data voor weerjaar 2012.

B.10 Aannames waterstofketen

Competitiviteit van waterstof

Het uitgangspunt is dat hernieuwbare waterstof voorlopig duurder blijft dan koolstofarme waterstof. De kostprijs van hernieuwbare waterstof daalt naar verwachting wel, maar langzamer en vanaf een hoger niveau dan enkele jaren geleden werd voorzien. Koolstofarme waterstof is daarmee op de korte termijn de meest kosteneffectieve route, bij de verduurzaming van restgassen, en bij de afvang en opslag van CO_2 bij bestaande grijze productie-installaties. Doordat die installaties grotendeels al staan, resteren vrijwel uitsluitend de afvang- en opslagkosten en blijven de kapitaallasten beperkt. Verondersteld wordt verder dat koolstofarme waterstof goedkoper wordt dan grijze waterstof naarmate de ETS-prijs stijgt, omdat het afvangen van CO_2 dan voordeliger wordt dan het afdragen van de uitstootkosten.

De hier beschreven verhoudingen betreffen uitsluitend de kostenkant. De keuze om hernieuwbare waterstof te stimuleren voor de lange termijn ondanks de hogere kosten berust mede op andere overwegingen, zoals leveringszekerheid en verduurzaming, die in de verdiepingstekst van het NPE worden toegelicht. Voor gasvormige (of vloeibare) hernieuwbare waterstof die als grondstof of brandstof nodig is, staat de meest kosteneffectieve aanbodroute nog niet vast. Transport van gasvormige waterstof per pijpleiding is relatief goedkoop en gaat met beperkte

verliezen gepaard, maar pijpleidingen over lange afstand vanuit landen met lage productiekosten ontbreken voorlopig nog. Import moet daarom vooralsnog verlopen via een drager die in Nederland opnieuw naar waterstof wordt omgezet, wat gepaard gaat met aanzienlijke kosten en energieverliezen. Inclusief deze conversie- en reconversiekosten is nog niet uitgemaakt of binnenlandse productie via elektrolyse dan wel import uiteindelijk goedkoper uitvalt. De cijfers leggen voor gasvormige waterstof daarom geen vaste verdeling tussen eigen productie en import vast, maar hanteren een ongeveer gelijke verdeling als voorlopig uitgangspunt.

Competitiviteit van waterstofrijke grond- en brandstoffen
Voor waterstofrijke dragers wordt aangenomen dat productie op basis van hernieuwbare waterstof voorlopig kostbaar is, en dat hernieuwbare waterstof in het buitenland goedkoper te produceren is dan in Nederland, dankzij gunstiger productiecondities zoals een ruimer en goedkoper aanbod van zon en wind. Omdat producten als e-ammoniak, e-methanol en synthetische brandstoffen goed over zee te vervoeren zijn, weegt dit buitenlandse kostenvoordeel naar verwachting zwaarder dan de transportkosten naar Nederland. De impliciete aanname is daarom dat het voor deze moleculen op termijn voordeliger is ze te importeren dan ze in Nederland te produceren.

Dit kostennadeel zit echter vooral in de energie-intensieve basisproductie van de moleculen, niet in de verdere verwerking ervan. Het importeren van energierijke bouwstenen zoals e-methanol en het in Nederland opwerken daarvan tot hoogwaardiger *e-fuels* kan daardoor wel concurrerend zijn. De in de cijfers verondersteelde verhouding tussen binnenlandse productie en import betreft dus vooral de basisproductie, terwijl voor de hoogwaardige verwerking een rol voor Nederland blijft bestaan.

B.11 Aannames koolstofketen

Beschikbaarheid en inzet biogrondstoffen
Voor de binnenlandse beschikbaarheid van biogrondstoffen gaat deze cijferbasis uit van de potentiëlen uit het achtergrondrapport over de beschikbaarheid van biogrondstoffen bij de Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050 (PBL, 2025). Dit betekent dat rekening gehouden is met materiaaltoepassingen van biogrondstoffen. Dit achtergrondrapport bevat geen cijfers specifiek voor 2040, dus is een interpolatie gedaan van de cijfers van 2030 en 2050, waardoor het totale aanbod van binnenlands beschikbare biogrondstoffen voor 2040 op 154 PJ uitkomt.

In een aantal processen in de industrie en elektriciteitsketen waar biogrondstoffen worden ingezet komt biogene CO_2 vrij. Waar dit economisch haalbaar lijkt wordt er in deze cijferbasis van uitgegaan dat deze CO_2 wordt afgevangen en ondergronds wordt opgeslagen en daarmee bijdraagt aan koolstofverwijdering. Hierbij wordt verondersteld dat deze koolstofverwijdering waarde heeft om emissies elders in het systeem te compenseren.

Productiepotentieel groen gas

In deze cijferbasis is uitgegaan van circa 110 PJ aan groen gas in 2040 (3,6 bcm), hetgeen is overgenomen uit het Koersvaste Middenweg scenario van Netbeheer Nederland (2025). Dit komt overeen met ongeveer een kwart van de in deze cijferbasis geraamde totale vraag naar methaan in 2040. Dit betekent dat zoveel mogelijk van het binnenlandse vergistingspotentieel wordt benut, terwijl het grootste deel van het beschikbare groen gas komt uit vergassing van geïmporteerde biogrondstoffen, eventueel aangevuld met directe invoer van groen gas. Het in dit cijferbeeld gehanteerde productiepotentieel ligt in het midden van de bandbreedte van de studie van Guidehouse (2025) naar de productie en inzet van groen gas in Nederland.

Inzet groen gas

Over de inzet van groen gas worden in dit cijferbeeld geen aannames gedaan wat betreft verdeling over specifieke eindtoepassingen. Vooralsnog is de bijmengverplichting groen gas voor de gebouwde omgeving verlengd tot 2035 met als doel het aanbod op te schalen. Tegelijkertijd zal de behoefte aan groen gas in de toekomst sterk toenemen voor de verduurzaming van moeilijk te verduurzamen onderdelen van het energiesysteem, waardoor de schaarste en prijs naar verwachting sterk zullen stijgen. Een recente analyse van Guidehouse (2025)[22] laat zien dat de economische waarde van groen gas als verduurzamingsoptie t.o.v. alternatieven sterk verschilt voor verschillende gebruikstoepassingen. Dit betekent dat het voor de hand ligt dat de sectorale inzet van groen gas in de toekomst gaat verschuiven. Hiervoor zijn geen beleidsaanpassingen aangenomen.

B.12 Aannames warmteketen

De vraag naar collectieve warmte in deze cijferbasis is gebaseerd op de verdeling van warmtetechnieken uit NPE2023. Qua invulling van de warmtebronnen is een indicatieve verdeling gemaakt op basis van de potentiëlen zoals die beschreven zijn in het ontwikkelperspectief duurzame warmtebronnen. Dit betekent dat aardwarmte, omgevingswarmte en elektriciteit voor de basislast zorgen waarbij een grote rol is weggelegd voor (industriële) warmtepompen. De omgevingswarmte kan zowel warmte uit de lucht zijn bij een grote collectieve lucht-water warmtepomp of warmte uit water (aquathermie). Ongeveer 10-15% van het totale volume aan warmtevraag in collectieve warmtenetten betreft piekvraag, waardoor aanvullende piekbronnen nodig zijn. In deze cijferbasis is hierbij uitgegaan van een combinatie van collectieve methaanketel en of WKK's op methaan, al dan niet met een aandeel groen gas in combinatie met piekvoorziening op basis van biogrondstoffen.

22 Guidehouse (2025) Onderzoek lange termijn productie en inzet groen gas.

Dit is een uitgave van Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Publicatiedatum: september 2026

Vormgeving: Public Cinema

Dank aan alle betrokkenen bij de totstandkoming van dit document.