

Quintel

Witteveen + Bos

Rapportage

Vergelijkende analyse systeemstudies en scenario-analyses energiesysteem

In opdracht van het **Ministerie van Economische zaken**

16 juni 2023

Auteurs:

Quintel: Joris Berkhout, Dorine van der Vlies en Alexander Wirtz

Witteveen + Bos: Casper Berkhout, Rob Colenbrander, Emiel van Druten,
Niels Janssen en Seth van Wieringen

<u>1</u>	<u>INLEIDING.....</u>	<u>3</u>
<u>2</u>	<u>CONCLUSIES.....</u>	<u>5</u>
<u>3</u>	<u>EINDVERBRUIK.....</u>	<u>13</u>
3.1	TOTAAL EINDVERBRUIK PER ENERGIEDRAGER.....	13
3.2	TOTAAL EINDVERBRUIK PER SECTOR	19
3.2.1	GEBOUWDE OMGEVING	21
3.2.2	TRANSPORT	24
3.2.3	INDUSTRIE.....	30
<u>4</u>	<u>ENERGIEPRODUCTIE.....</u>	<u>39</u>
4.1	AANBOD VAN PRIMAIRE ENERGIE	39
4.2	ELEKTRICITEITSPRODUCTIE (OPGESTELD VERMOGEN).....	43
4.3	ELEKTRICITEITSPRODUCTIE (VOLUMES)	50
4.4	ENERGIEPRODUCTIE BEKEKEN PER DRAGER.....	55
4.4.1	AARDGAS.....	55
4.4.2	BIOMASSA.....	56
4.4.3	WATERSTOF.....	58
<u>5</u>	<u>FLEXIBILITEIT</u>	<u>62</u>
5.1	OPSLAG, CONVERSIE EN DEMAND SIDE RESPONSE	62
5.2	IMPORT EN EXPORT MET BUURLANDEN.....	67
<u>6</u>	<u>RESTERENDE CO₂-UITSTOOT EN CCUS.....</u>	<u>70</u>
<u>7</u>	<u>STUDIELIJST</u>	<u>72</u>

1 Inleiding

Dit rapport beschrijft de resultaten van een analyse van de verschillen en overeenkomsten van een groot aantal studies en rapporten over (delen van) het toekomstige Nederlandse energiesysteem. Centraal staat de vraag hoe verschillen en overeenkomsten in resultaten voortkomen uit verschillen en overeenkomsten in aannames, scope en rekenmethodiek. Het rapport is opgesteld in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat en dient ter input voor het Nationaal Programma Energiesysteem.

De analyse achter dit voor deze rapportage heeft een gestructureerd Excel bestand met kwantitatieve en kwalitatieve uitkomsten, aannames en methodes voor alle geanalyseerde studies opgeleverd. Dit bestand is, naast deze rapportage, beschikbaar gesteld aan het Ministerie van Economische zaken en Klimaat.

De energiestudies hanteren regelmatig afwijkende definities bij het presenteren van resultaten. Waar mogelijk binnen de scope van dit project hebben wij de data 1-op-1 vergelijkbaar gemaakt. Indien relevant dan toont een kader met “aandachtspunten bij studies en grafieken” de eventuele bewerking van data die wij hebben gedaan. Hierin wordt het ook aangegeven als er nog afwijkingen zijn in gebruikte definities die relevant zijn om te kennen bij het vergelijken van resultaten.

Er zijn een aantal aandachtspunten aangaande informatie-input, revisie en scope van deze *Vergelijkende analyse systeemstudies en scenario- analyses energiesysteem* (hierna: *Metastudie*). De duiding van de overeenkomsten en verschillen is gedaan op basis van gepubliceerde rapporten. Er is geen review geweest door de auteurs van de besproken studies. Scenariostudies worden altijd met een bepaald doel opgesteld (bijvoorbeeld iNET 2023 heeft als hoofddoel het verkennen van de netimpact). De uitkomsten van studies kunnen daarom niet los gezien worden van dit doel. In deze Metastudie benoemen we de doelen van de studie niet bij elke vergelijking. In het overzicht van de kwalitatieve uitkomsten wordt dit wel expliciet genoemd. In deze studie zijn eventuele kosten of benodigde investeringen niet direct meegenomen (hooguit als verklaring voor overeenkomsten en verschillen).

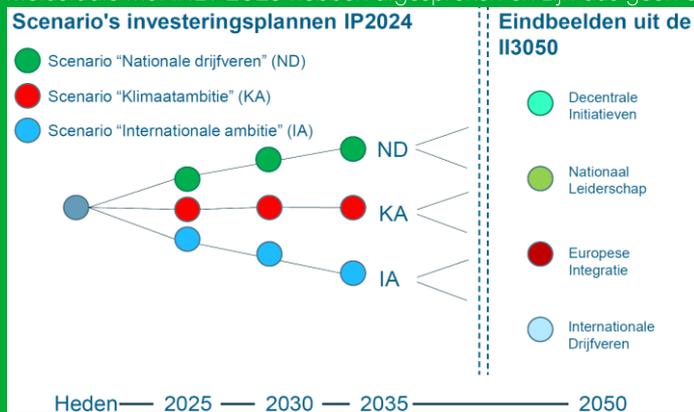
De kern van deze Metastudie zijn iNET 2023 en TNO 2022. We hebben voor deze opzet gekozen, omdat deze studies de meest recente, integrale analyses van het toekomstige Nederlandse energiesysteem zijn. Per onderwerp hebben we de Metastudie aangevuld met resultaten uit sectorstudies, ketenstudies (over een drager) en internationale studies. De volledige studielijst is te vinden in hoofdstuk 7.

Dit rapport bestaat uit 6 hoofdstukken. Het hoofdstuk conclusies gaat in op de belangrijkste voorbeelden van verbanden die de Metastudie aan het licht heeft gebracht en legt verbanden tussen blinde vlekken van studies en hoe die doorwerken in uitkomsten.

De kern van dit rapport wordt gevormd door hoofdstuk 3 tot en met 6. Deze gaan in op energieverbruik, energieproductie, flexibiliteit en CO₂. De hoofdstukken zijn opgedeeld in subhoofdstukken die ingaan op een bepaald aspect van het onderwerp. De eerste subhoofdstukken van hoofdstuk 3 en 4 gaan over het hele energiesysteem, de latere subhoofdstukken over een specifieke sector of drager. De subhoofdstukken behandelen achtereenvolgens “verschillen, overeenkomsten en duiding voor 2050”, “verschillen, overeenkomsten en duiding voor *transitiepaden*” en (indien relevant) “internationale context.”

Aandachtspunten bij grafieken en geanalyseerde studies

- Een belangrijke opmerking bij iNET 2023 is dat deze Metastudie is uitgevoerd vóór officiële publicatie van de rapportage van deze iNET 2023. Wij hebben ons voor deze studie alleen gebaseerd op de scenario's in het Energietransitiemodel en een presentatie die ter toelichting aan de klankbordgroep van iNET 2023 is gegeven.
- Het is mogelijk dat iNET 2023 in haar rapportage door gebruik van andere definities afwijkende getallen gaat tonen. Het achterliggende Excel bestand met kwalitatieve en kwantitatieve informatie, omschrijft de methode (queries) die wij hebben gebruikt om data uit het ETM te exporteren en eventuele nabewerking van die data.
- Ook is het mogelijk dat onze interpretatie van de scenario's en achterliggende aannames afwijkt van de toelichtende rapportage.
- Wij hebben de scenario's voor 2025, 2030, 2035 en 2050 van iNET 2023 meegenomen in deze analyse. Hoe deze scenario's zich onderling verhouden staat in Figuur 1. De scenario's van 2040 vielen niet onder het embargo dat wij voor de Metastudie met iNET 2023 hebben afgesproken en zijn dus geen onderdeel van de Metastudie.



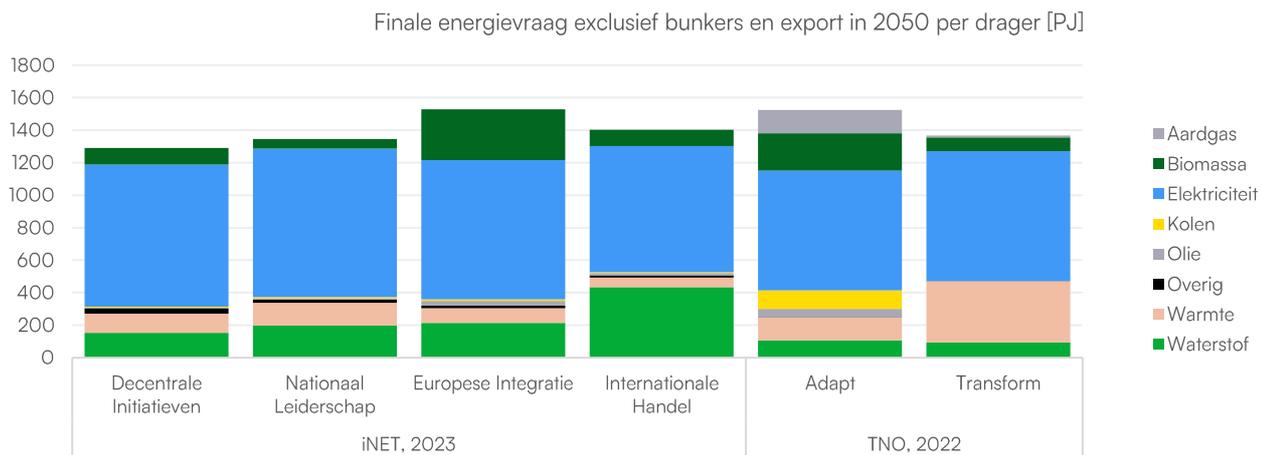
Figuur 1 Samenhang tussen scenario's van iNET 2023

2 Conclusies

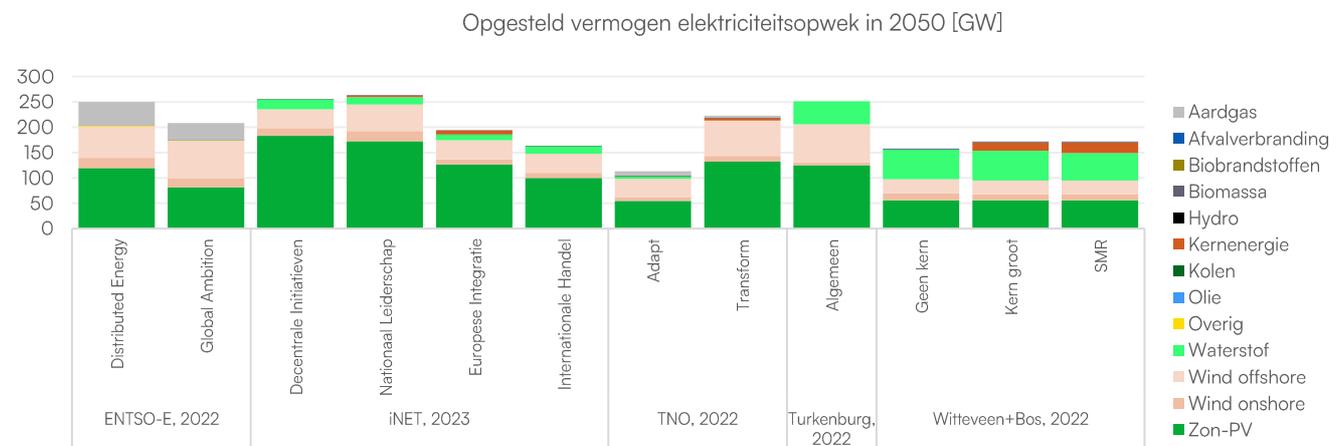
Deze Metastudie vergelijkt uitkomsten van verschillende studies en rapporten over het toekomstige Nederlands energiesysteem. Deze Metastudie laat zien dat de geanalyseerde studies op onderdelen vergelijkbare beelden schetsen, maar ook dat de uitkomsten op veel punten verschillen. Onze analyse draait om de vraag waar verschillen en overeenkomsten in resultaten van deze studies uit voortkomen. De onderstaande conclusies bevatten de belangrijkste bevindingen over de overeenkomsten en ook hoe verschillen in methodiek, scope en aannames doorwerken tot verschillende resultaten. De Metastudie toont bovendien aan dat de geanalyseerde rapporten nog 'blinde vlekken' voor de toekomst bevatten. In de onderstaande conclusies doen we op basis van deze blinde vlekken enkele aanbevelingen voor toekomstige studies.

Overeenkomsten

De behandelde studies schetsen vrijwel allemaal toekomstbeelden van of op weg naar een energiesysteem dat in Nederland netto geen broeikasemissies meer oplevert. Dit betekent een sterke afname van toekomstig gebruik van fossiele energie (Figuur 2), een grote toename van hernieuwbare elektriciteitsproductie uit wind en zon (Figuur 3) met daarbij veel meer elektrificatie van het energiegebruik voor industrie, gebouwde omgeving en transport. Flexibiliteit door conversie, opslag, interconnectie, vraag- en aanbodbeperking speelt in de relevante behandelde studies een veel grotere rol dan nu het geval is. De studies die hierop ingaan veronderstellen ook een belangrijke rol voor waterstof en biomassa, zowel voor energie als grondstoffen. Daarmee verschillen de import- en exportstromen op belangrijke punten verschillen van het heden. Tot slot voorzien de relevante studies dat afvang, opslag en hergebruik van CO₂ (CCUS) tot voorbij 2050 een belangrijke rol zal spelen.



Figuur 2 Finale energetische energievraag exclusief bunkers en export in 2050 per drager [PJ]

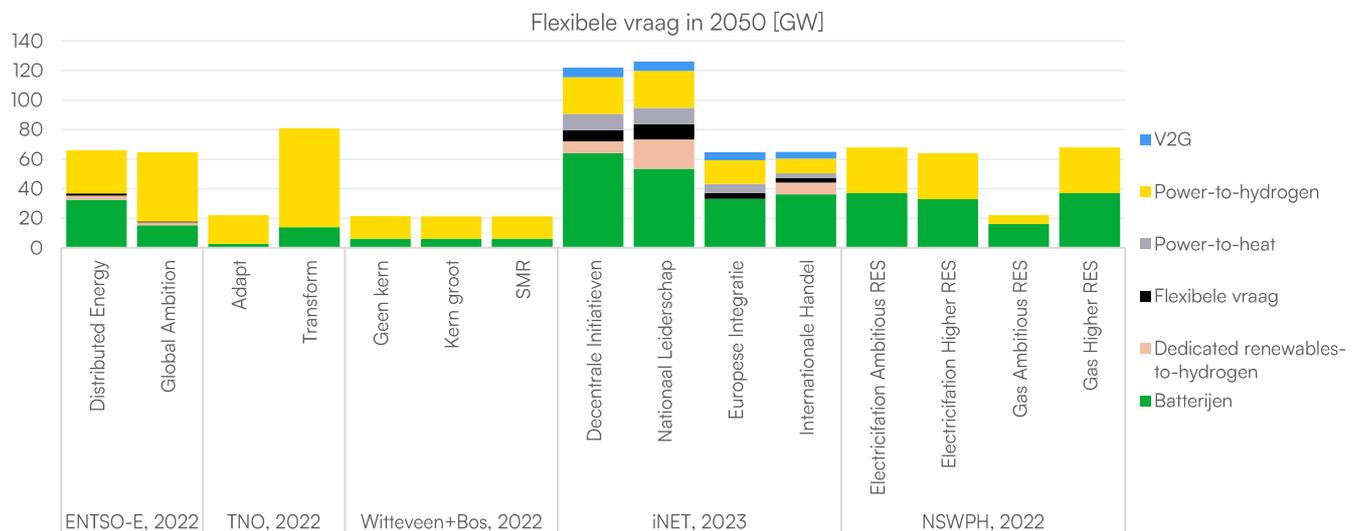


Figuur 3 Opgesteld vermogen elektriciteitsproductie in 2050 [GW]

Vershil in methodiek - Flexibiliteit

De behandelde studies verschillen sterk in de mate waarin en de manier waarop flexibiliteit in de elektriciteitsmarkt is meegenomen. Dit werkt aan de aanbodkant bijvoorbeeld door in de uitkomsten voor benodigd geïnstalleerd regelbaar vermogen, de in te zetten energiebronnen (waterstof, biomassa, kernenergie, etc) en de elektriciteitsproductie uit deze bronnen. Het is ook terug te zien in hoeveel flexibiliteitsvermogen nodig is voor opslag, conversie, interconnectie en ‘demand side respons’ (DSR) in de industrie, mobiliteit en gebouwde omgeving. Aan de vraagkant werkt dit door in de mate waarin elektrificatie van bijvoorbeeld de industrie mogelijk wordt geacht, vanwege prijseffecten en beschikbaarheid. Al met al is duidelijk dat flexibiliteit zeer belangrijk wordt in het toekomstige (inter)nationale energiesysteem. Er is echter nog weinig overeenstemming over hoeveel van de verschillende vormen van flexibiliteit nodig zijn.

De methodische verschillen rondom flex werken het duidelijkst door in de uitkomsten voor de *hoeveelheid* benodigd regelbaar vermogen (elektriciteitscentrales). De studies die flexibiliteit in minder detail of zelfs alleen kwalitatief meenemen gaan uit van wel twee tot drie keer zoveel benodigd regelbaar geïnstalleerd vermogen in 2050 (30 – 45 GW) als TNO 2022, iNET 2023 en NSPWH 2022 die 10 – 20 GW regelbaar vermogen veronderstellen. TNO 2022 en iNET 2023 baseren zich op uitgebreide systeembrede flexibiliteitsberekeningen voor Nederland. De Pathway Study van het North Sea Wind Power Hub consortium (NSPWH 2022) heeft een grotere geografische scope voor het elektriciteitssysteem en werkt daarbinnen de flexibiliteit minder gedetailleerd uit. Door de grote geografische scope beschikt NSPWH 2022 over veel ruimte om in individuele landen te variëren met regelbare centrales, interconnectie, conversie en opslag. De totale flexibiliteitsruimte is daardoor groot in NSPWH 2022. Studies als iNET2021 (113050 v1), Witteveen + Bos 2022, Turkenburg 2022 en ENTSO-E 2022 nemen flexibiliteit kwantitatief in minder detail of zelfs kwalitatief mee.



Figuur 4 Flexibele vraag in 2050. Voor iNET 2023 wordt naast flexibele vraag ook dedicated renewables to hydrogen getoond [GW]

Hoe dit doorwerkt in andere uitkomsten is minder eenvoudig te duiden. Over hoeveel flexibiliteitsvermogen nodig is *per type* (opslag, interconnectie, conversie, DSR) komt geen eenduidig beeld naar voren. Figuur 4 toont de flexibele vraag in 2050 voor enkele studies. De studies met summiere flexibiliteitsberekeningen veronderstellen zonder uitzondering minder opslag en conversie van elektriciteit naar waterstof of warmte. Studies met een internationale scope, rekenen voor flexibiliteit naast regelbaar vermogen vooral op interconnectie. ENTSO-E 2022 is een uitzondering en veronderstelt veel regelbare centrales, veel flexibiliteit en veel interconnectie.

De aanpak van TNO 2022 en iNET 2023 met respectievelijk de modellen OPERA en Energietransitiemodel (ETM) omvat in beide gevallen uitgebreide en systeembrede flexibiliteitsberekeningen voor opslag, conversie en DSR. De modellen bevatten wel verschillende flexibiliteitsopties en berekenen op andere wijze hoe deze opties worden ingezet. OPERA *optimaliseert* binnen gekozen randvoorwaarden die consistent zijn met een verhaallijn op de kosten van het systeem. Het ETM *simuleert* energiesystemen die zijn ontworpen en verfijnd door de iNET werkgroep van Netbeheer Nederland op basis van verhaallijnen. In het ETM participeren de gekozen flexibiliteitsopties op basis van prijs in de elektriciteitsmarktberkening. De focus van iNET 2023 is de netwerkimpact van de energietransitie. Dit resulteert in een breder palet van flexibiliteitstechnieken en een bredere benutting hiervan. iNET 2023 zet bijvoorbeeld meer verschillende soorten batterijen in, waaronder flowbatterijen. De TNO 2022 scenario's en met name Transform zetten zeer sterk in op elektrolyse voor flexibiliteit. Die uitkomst kan niet los gezien worden van de keuze van TNO 2022 om geen waterstofimport toe te staan. Daardoor is zeer grote nationale productie nodig is die volledig met elektrolyse wordt ingevuld.

Opvallend is dat studies die wel aannames doen over elektrolyse in 2050, maar een minder integrale of systemische benadering hebben, aan de bovenkant van de bandbreedte zitten ten opzichte van TNO 2022 en iNET 2023. Deze studies hebben een geïnstalleerd vermogen van elektrolyzers van 25 – 50 GW. Daarmee kan elektrolyse in dergelijke studies – net als de opslag in Noorse bergmeren in het huidige systeem – mogelijk dus ook gezien worden als de ‘usual suspect’ voor flexibiliteit. Deze studies zijn bijvoorbeeld TKI E&I 2021, KIVI 2022, Turkenburg 2022. Vermoedelijk is dit een gevolg van het feit dat de productie uit elektrolyse zich relatief eenvoudig laat berekenen, terwijl de bijdrage van batterijopslag en DSR een meer integrale benadering tenminste van de keten voor elektriciteit vraagt.

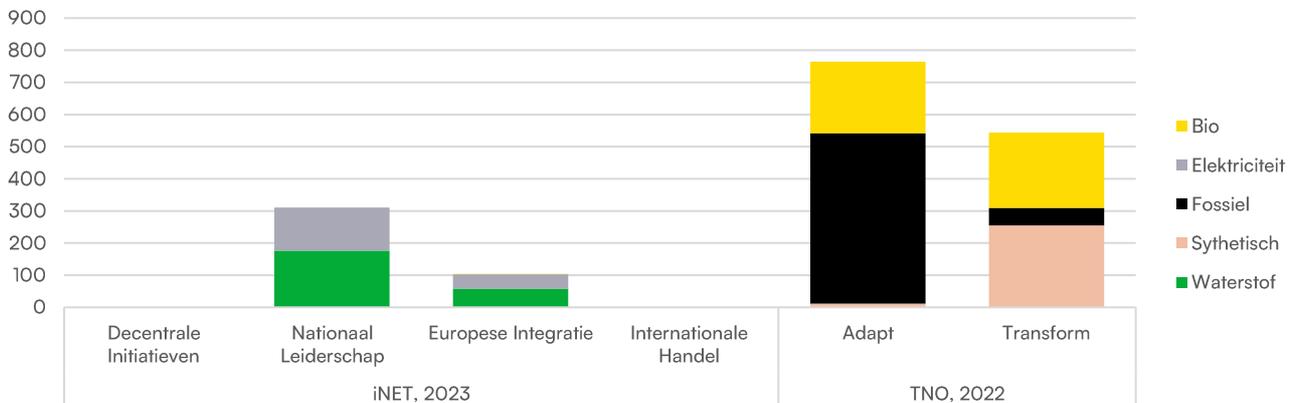
De precieze mogelijkheden die de studies schetsen m.b.t. flexibiliteit zijn dus sterk afhankelijk van de modellen waarmee gerekend wordt. De voortdurende ontwikkeling hiervan zal naar verwachting de komende jaren ook een ontwikkeling van de veronderstelde rol van flexibiliteit opleveren. Daar komt bij dat de daadwerkelijke ontwikkeling van flexibiliteitsmarkten de ontwikkeling van deze modellen sterk zal sturen. Behalve flexibiliteit in het elektriciteitssysteem, zal er meer aandacht komen voor flexibiliteit in het waterstofsysteem.

Vershil in scope - Bunkers en de koolstofketen

Een belangrijk onderdeel van scoping van studies is het wel, niet of deels meenemen van bunkers (de levering van brandstof voor de internationale scheepvaart en voor de internationale luchtvaart). Bunkers spelen in Nederland een relatief grote rol in het totale energieverbruik. Het energieverbruik van bunkers was in 2019 ongeveer 650 PJ ten opzichte van 2100 PJ binnenlands energetisch eindverbruik. Of bunkers worden meegenomen, in welke mate, en de aannames over hoe in de bunkerbrandstoffen wordt voorzien, werken door in productie en import van waterstof (en aanverwante dragers), wind op zee, de industriesector, de transportsector en afhankelijkheid van het buitenland.

Ten opzichte van het niet meenemen van bunkers is de impact van bunkers op het Nederlandse energiesysteem het grootst wanneer de energievraag ervan ingevuld wordt met Nederlandse bronnen. Als bunkers hoofdzakelijk worden gevoed met geïmporteerde energiedragers dan is impact op de rest van het Nederlandse energiesysteem beperkt. Een voorbeeld van impact die er dan wel is, is beschikbaarheid van restwarmte voor de gebouwde omgeving. Bij een grotere industrie voor omzetting van energiedragers voor bunkerbrandstoffen is er namelijk meer restwarmte beschikbaar. Wat dat betreft zijn ook verschillen in aannames rondom de aard en grootte van de industrie van belang (zie hieronder).

Finale energievraag voor bunkersbrandstoffen in 2050 [PJ]



Figuur 5 Finale energievraag voor bunkers [PJ]. Voor iNET 2023 is dit is de finale energievraag voor productie van bunkerbrandstoffen (verschil tussen het hoofdsenario en een variatie zonder synfuels (zero_SYN))

TNO 2022 en iNET 2023 gaan verschillend om met bunkers. In TNO 2022 zijn deze volledig meegenomen in de scope van de modellering en in iNET 2023 niet (zie Figuur 5). Een randvoorwaarde voor Adapt is dat 50% emissiereductie t.o.v. 2005 gerealiseerd moet worden voor bunkers, voor Transform is dat 95%. iNet 2023 neemt voor alle scenario's aan dat internationaal transport/bunkers gelijk blijft aan het heden. De iNET 2023 scenario's verschillen wat betreft aannames voor het wel of niet meenemen van deze vraag voor bunkers in het scenario. In de scenario's Decentrale Initiatieven en Internationale Handel wordt de energievraag van bunkers volledig ingevuld met import. In de scenario's Nationaal Leiderschap en Europese Integratie wordt een deel van de vraag voor bunkers ingevuld met in Nederland geproduceerde synthetische brandstoffen (synfuels). Twee andere nationale studies, KIVI 2022 en Urgenda 2020 beschouwen alleen het binnenlandse energiesysteem. Deze studies geven ons geen inzicht in de impact van bunkers op het systeem. Wel is het goed om bij het bekijken van de resultaten van deze studies in het achterhoofd te hebben dat bunkers geen onderdeel uitmaken van de scope ervan.

Dat TNO 2022 de energievraag van bunkers volledig meeneemt heeft verschillende systemische effecten. Deze worden versterkt doordat TNO 2022 import van fossiele brandstoffen, biomassa en elektriciteit toestaat, maar niet van waterstof. De energievraag van bunkers en chemicals wordt daardoor in Transform voor een groot deel voorzien uit nationale bronnen. In Transform zit 250 PJ waterstofverbruik voor synthetische brandstof en 390 PJ voor overige chemicals. De waterstof die voor de productie van moleculen wordt ingezet gaat niet naar andere sectoren waar (modelmatig) meer alternatieven zijn voor waterstof dan bij bunkerbrandstoffen. Daardoor speelt waterstof in de rest van het systeem een relatief kleine rol (zie Figuur 6). Voor de productie van de benodigde waterstof is in Transform 1,5 tot 2 maal zoveel windstroom nodig als in de andere scenario's. In Adapt, waar bunkers met fossiele dragers en biomassa worden ingevuld (Figuur 5), komen bunkerbrandstoffen vooral uit import en is de impact op het overige Nederlandse energiesysteem beperkt. Het energetisch verbruik van waterstof anders dan voor chemicals en synfuels is met ~105 PJ in totaal ook in Adapt beperkt. Wel is dit iets groter dan in Transform (~95 PJ).

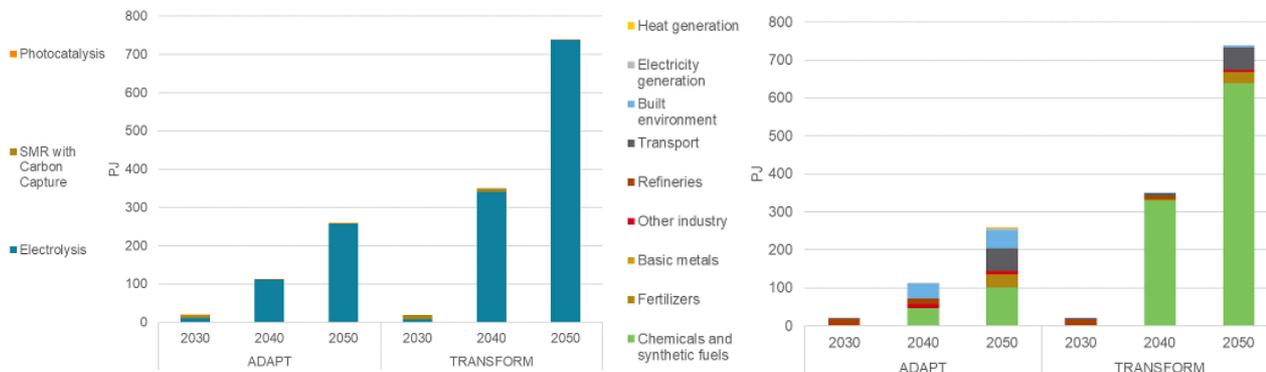
In iNET 2023 is waterstof en elektriciteit nodig voor productie van synfuels. Deze vraag naar waterstof en elektriciteit ten behoeve van bunkers wordt grotendeels ingevuld met import. Hierdoor is de impact van bunkers op het overige nationale energiesysteem relatief klein in 2050. Ten opzichte van de huidige elektriciteitsvraag is de impact echter significant. Met ongeveer 140 PJ elektriciteit in scenario Nationaal Leiderschap gaat ongeveer één derde van het huidige totale elektriciteitsverbruik naar synfuels voor bunkers.

De koolstofketens die de studies TNO 2022 en iNET 2023 schetsen voor het voorzien in de bunkers (en basischemicaliën) verschillen uiteraard ook als gevolg van deze verschillen in scope en restricties op import. Deze verschillen zijn echter ook het gevolg van verschillen in aannames. In de TNO 2022 studie is de aard en grootte van de industrie in de Adapt en Transform scenario's een a priori aanname. In de iNET 2023 studie is dit voor de verschillende scenario's het resultaat van een stakeholderproces met industriepartijen die resulteerden in gedetailleerde industriescenario's in het Carbon Transition Model (CTM) van het ISPT en Kalavasta. Voor meer informatie over deze aannames, zie het groene kader in paragraaf 3.2.3. De TNO 2022 rapportage biedt helaas onvoldoende details over de randvoorwaarden die horen bij de aannames om de samenstelling van de industriële productie en de bijbehorende koolstofketen nader te duiden. De iNET 2023 rapportage was tijdens de analysefase van dit project helaas nog niet beschikbaar en de CTM scenario's zijn niet openbaar gemaakt. Daarom is een meer gedetailleerd vergelijk van de koolstofketens en de industrie buiten scope van deze Metastudie gebleven.

Vershil in aannames — beschikbaarheid energiedragers en verdeling

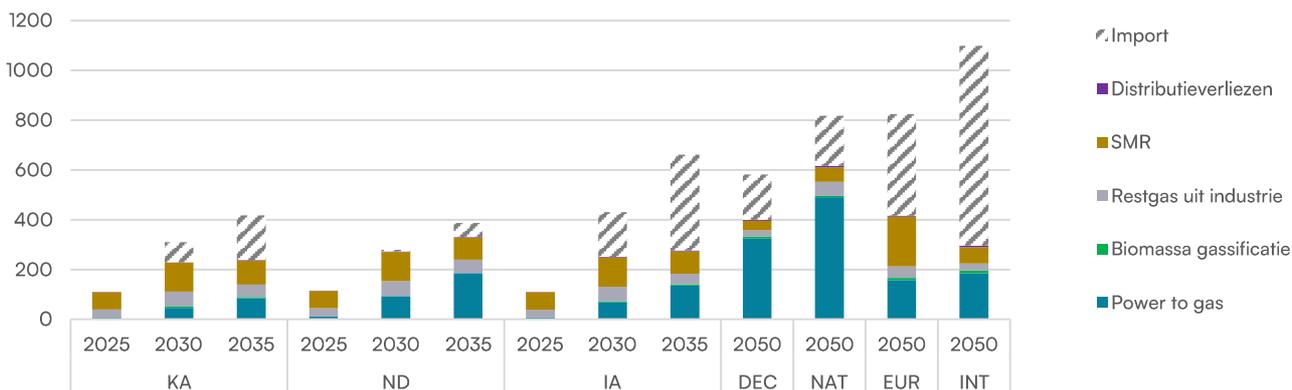
Energiestudies doen verschillende aannames over beschikbaarheid van energiedragers. Hieronder lichten we toe hoe schaarste van waterstof en biomassa doorwerkt in de rest van het energiesysteem.

Beschikbaarheid waterstof



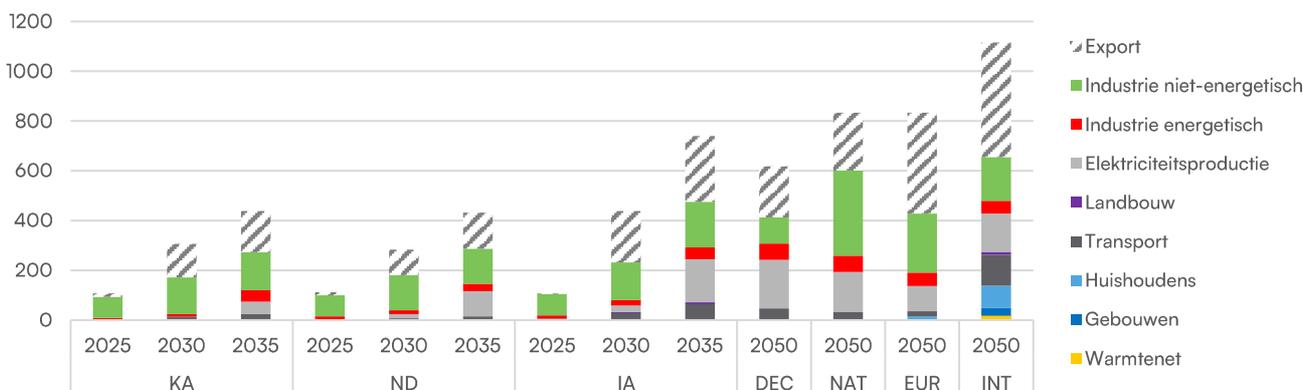
Figuur 6 TNO 2022 H₂-productie en verbruik (p 35/88 Engelse versie)

Aanbod van waterstof [PJ]



Figuur 7 Aanbod van waterstof in iNET 2023

Vraag naar waterstof [PJ]



Figuur 8 Vraag naar waterstof in iNET 2023

De totale hoeveelheid waterstof in het beschouwde systeem verschilt tussen de twee systeemstudies TNO 2022 en iNET 2023 in 2050 niet wezenlijk. Dit is opvallend gezien de aanname in de TNO 2022 scenario's om geen waterstof te importeren. Voor de jaren tot 2040 zijn er wel grotere verschillen in beschikbaarheid van waterstof. De manier waarop waterstof wordt ingezet verschilt sterk tussen TNO 2022 en iNET 2023. Dit geldt zowel voor 2050 als voor de transitiepaden tot 2050. Daarbij is de inzet van iNET 2023 meer in lijn met andere studies zoals Arcadis, Berenschot en TNO 2023. We concluderen voorzichtig dat vanuit binnenlandse bronnen voorzien in bunkerbrandstoffen niet zonder waterstof kan en dat waterstof alleen ingezet wordt voor finaal energiegebruik wanneer het ruimschoots aanwezig is.

De verschillen in inzet en beschikbaarheid zijn het gevolg van verschillen in scope en verschillen in aannames over import. We hebben hierboven al vastgesteld dat in de TNO 2002 scenario's geen waterstofimport mogelijk is en dat in Transform veruit het grootste deel van de geproduceerde waterstof naar chemie en synfuels gaat. Er is dus minder beschikbaar is voor inzet elders. In Internationale handel van iNET 2023 is waterstof door forse netto-import (340 PJ) ruim beschikbaar en wordt het niet ingezet voor bunkers. In dat scenario is inzet van waterstof voor binnenlands energetisch eindgebruik met 433 PJ ruim groter dan in de andere scenario's van TNO (95 PJ in Transform en 105 PJ in Adapt) en iNET 2023 (Europese Integratie heeft het één na hoogste finale verbruik met 215 PJ).

Ten opzichte van mogelijke wereldwijde productie van waterstof is het waterstofverbruik in de Nederlandse scenario's voor 2050 hoog (we gebruiken hier het Net Zero Emissions scenario van IEA 2021 al referentie). Het is ongeveer twee keer hoger dan op basis van totaal primair aanbod te verwachten is. Een voorzichtige conclusie is dat de Nederlandse scenario's relatief veel gebruik maken van waterstof, maar dat dit niet extreem is gezien de grote rol die wind op zee hier kan spelen.

Voor de jaren tot 2040 zijn er grotere verschillen in beschikbaarheid van waterstof. Die ligt met name voor de TNO 2022 scenario's relatief laag tot 2040. Dit is het gevolg van het feit dat in TNO 2022 vrijwel alle waterstof wordt geproduceerd met behulp van elektrolyse en binnenlandse hernieuwbare elektriciteit (voornamelijk wind op zee). Het is efficiënter om de beschikbare elektriciteit direct in te zetten en niet via elektrolyse als waterstof. Als gevolg daarvan wordt er tot 2040 in de TNO 2022 scenario's nog weinig waterstof ingezet. De iNET 2023 scenario's beschouwen daarnaast o.a. ook import en blauwe waterstof als mogelijke bronnen van aanbod (Figuur 7), terwijl de TNO 2022 scenario's dit na 2030 niet meer als kosteneffectieve productiemethode zien ten opzichte van elektrolyse. De scenario's van iNET 2023 bevatten door deze aanname al eerder significante inzet van waterstof.

Dat waterstof in iNET 2023 al eerder ruimer beschikbaar is, werkt door in de soorten regelbare elektriciteitscentrales die beide studies inzetten. De iNET 2023 studie voorziet al waterstofcentrales in 2030. Dit is naast aardgas en afvalverbranding en opkomst van kernenergie vanaf 2035 in 2 scenario's. De TNO 2022 scenario's voorzien juist een groeiende rol voor biomassacentrales, aangezien waterstof uit elektrolyse voor elektriciteitsproductie inzetten de systeemefficiëntie niet bevordert. In 2050 resulteert dit in sterk verschillende rol voor waterstof in de elektriciteitsproductie. Voor iNET 2023 is elektriciteitsproductie na de industrie de grootste gebruiker van waterstof. Hierbij moet worden opgemerkt dat (de productie van) bunkerbrandstoffen geheel of grotendeels buiten scope is in iNET 2023.

De beperkte beschikbaarheid van waterstof voor TNO 2022 voor 2040 werkt ook door in de overige inzet tot 2040. In de TNO 2022 scenario's is de industrie pas in 2040 de grootste gebruiker van waterstof dat (zie Figuur 6). In de iNET 2023 scenario's (zie Figuur 8 Figuur 45), en andere studies als Arcadis, Berenschot en TNO 2023 is dat al vanaf 2030 zo.

Verdeling biomassa

Wat de verdeling van biomassa betreft, zetten de systeemstudies TNO 2022 en iNET 2023 de meeste biomassa in voor transport en industrie, waarbij TNO 2022 ook nog internationaal transport (bunkerbrandstoffen) in scope heeft. Het meest opvallend is dat de totale inzet van biomassa in TNO 2023 ruim drie keer groter is dan in drie van de vier scenario's van iNET 2023. Alleen in Europese Integratie waarin brede inzet (en import) van biomassa is komt de inzet van biomassa overeen met Adapt en Transform. Een opvallend verschil is dat Europese Integratie biomassa veel meer inzet voor eindgebruik in het nationale energiesysteem dan Adapt en Transform. In Adapt en Transform gaat een groot deel van biomassa naar bunkers. TNO 2022 en iNET 2023 komen overeen wat betreft aannames over nationale beschikbaarheid van biomassa en omzettingsverliezen.

De gebouwde omgeving gebruikt slechts beperkt biomassa in de vorm van groen gas, aangezien met name (hybride) elektrificatie als aantrekkelijker alternatief wordt gezien. Er zijn geen sectorale studies die een totaalbeeld schetsen voor de gebouwde omgeving. Daardoor is het niet vast te stellen of men op een andere inzet van biomassa of groen gas uitkomt als men enkel op deze sector focust. De Startanalyse (PBL 2020) is een technisch-economische analyse op buurtniveau die opties voor klimaatneutrale invulling van de gebouwde omgeving met kentallen voor 2030 doorrekent. PBL 2020 gaat uit van een groen gas beschikbaarheid van 2 bcm (70 PJ) per jaar. Die beschikbaarheid is gebaseerd op het klimaatakkoord. Opvallend is dat in vijf van de zes systeemscenario's uit iNET 2023 en TNO 2022 veel minder dan 70 PJ groen gas in de gebouwde omgeving wordt ingezet. Daarmee lijkt de geschatte beschikbaarheid van groen gas voor de gebouwde omgeving uit de Startanalyse te rooskleurig. In het scenario dat wel meer dan 70 PJ biomassa inzet in de gebouwde omgeving (Europese Integratie, 83 PJ) wordt uitgegaan van veel import van biomassa.

Blinde vlekken — klimaatneutraliteit voorbij scope 2, nationale focus en disruptieve technologieën

De vele studies van hoog niveau die in deze Metastudie meegenomen zijn, leggen de lat hoger voor toekomstige studies. Hoe meer er geleerd wordt over het toekomstige energiesysteem, hoe meer we zien dat er nog niet opgeloste vraagstukken zijn en dat vraagstukken bovendien complexer blijken.

Deze Metastudie levert bijvoorbeeld nog een blinde vlek op over de mogelijkheid om het Nederlandse energiesysteem op scope 3 niveau klimaatneutraal te maken (kortweg inclusief de emissies die buiten Nederland plaatsvinden voor energie en producten die Nederland gebruikt of produceert). Alleen het TNO 2022 Transform scenario is voor het energiesysteem en de industriële grondstoffen vrijwel helemaal klimaatneutraal op scope 3 niveau. Het zou heel waardevol zijn om andere toekomstige systeemstudies hiermee te kunnen vergelijken.

Een tweede blinde vlek is de impact van beleid in omliggende landen. We stellen vast dat voor delen van het Nederlandse energiesysteem, zoals bijvoorbeeld elektriciteit en waterstof, de studies nog een dusdanige nationale focus hebben dat er nog nauwelijks rekening gehouden wordt met beleid en ontwikkelingen in het buitenland. Studies met een internationale focus hebben voornamelijk te weinig oog voor de mogelijke gevolgen van inconsistent en niet afgestemd beleid tussen landen of economische blokken. Alle scenario's van NSPWH 2022 of TYNDP 2022 zijn onderling consistent binnen een bepaalde verhaallijn. Het werkelijke klimaatbeleid in Nederland en omliggende landen richt zich nu nog vooral op nationale keuzes. Daarbij is niet uitgesloten dat grote landen als Duitsland, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk elkaar of Nederland deels tegenwerken. Boot 2022 stelt bijvoorbeeld al vast dat ons omliggende landen zeer verschillende aannames doen over de toekomstige elektriciteitsproductie, interconnectie (pagina 46) en importafhankelijkheid voor waterstof.

De elektriciteitsmarkt is bijvoorbeeld niet enkel een nationale markt. De sluiting van centrales in onze buurlanden heeft daarmee direct impact op emissies uit Nederlandse gascentrales. Bovendien is de uitvoering van ingrepen aan het elektriciteitssysteem meer afhankelijk van regionale situaties dan in nationale of internationale studies wordt verondersteld. Toch focussen de kwalitatief meest hoogwaardige scenariostudies (TNO 2022 en iNET 2023 bijvoorbeeld) juist op het nationale niveau.

Nog een voorbeeld waar dergelijke mismatches dreigen is het toekomstige waterstofsysteem. Omdat dit nog grotendeels gerealiseerd moet worden en veel import en doorvoer voorzien wordt, ligt het voor de hand dit in nauw overleg met buurlanden te doen. Scenariostudies zouden daarbij belangrijke vraagstukken kunnen helpen onderzoeken, juist door ook te onderzoeken hoe conflicterende keuzes voor wijze van import of concurrentie in de realisatie van supply chains doorwerken in de mogelijkheden voor het Nederlandse energiesysteem.

Een laatste blinde vlek is dat de studies die we bekeken hebben, nog moeilijk rekening kunnen houden met disruptieve technologieën en maatschappelijke innovaties. Dit is niet echt een tekortkoming, maar wel een punt om bewust van te zijn. De toekomst kan over 20 jaar op sommige punten behoorlijk anders zijn dan we nu kunnen voorzien. De meest grondig opgezette systeemstudies gaan daarmee om door periodiek de scenario's te vernieuwen. Dit maakt ze robuuster voor zowel de snel veranderende beleidscontext, als eventuele disrupties.

De conclusie dat er nog onopgeloste vraagstukken zijn kan leiden tot meerdere reacties, die mogelijk allemaal aan de orde zijn:

1. de scope en complexiteit van studies moet breder en beter aansluiten bij de werkelijkheid, modellen moeten ook verbeteren: zoals op het gebied van flexibiliteit;
2. het huidige modelinstrumentarium moet consistent en vooral breder ingezet worden: dus ook scenario's voor en met zowel regio's als buurlanden maken die optelbaar en vergelijkbaar zijn;
3. recentere onderzoeken die alle complexiteit beter weten te vangen, tonen typisch aan dat er meer moet gebeuren dan eerder gedacht. Het is dan ook verstandig om beleidsmatig rekening gehouden met feit dat Nederland waarschijnlijk meer moet doen dan *huidig* onderzoek laat zien dat moet worden gedaan. Vanuit die laatste gedachte komt nogmaals naar voren hoe belangrijk vraagreductie is.

Aandachtspunten bij grafieken en geanalyseerde studies

De bruikbaarheid van energiestudies voor zowel beleidsmakers als andere onderzoekers en adviseurs zou sterk verbeteren als men vaker dezelfde definities gebruikt en beter documenteert en transparanter rapporteert welke scope, definities en aannames gebruikt zijn.

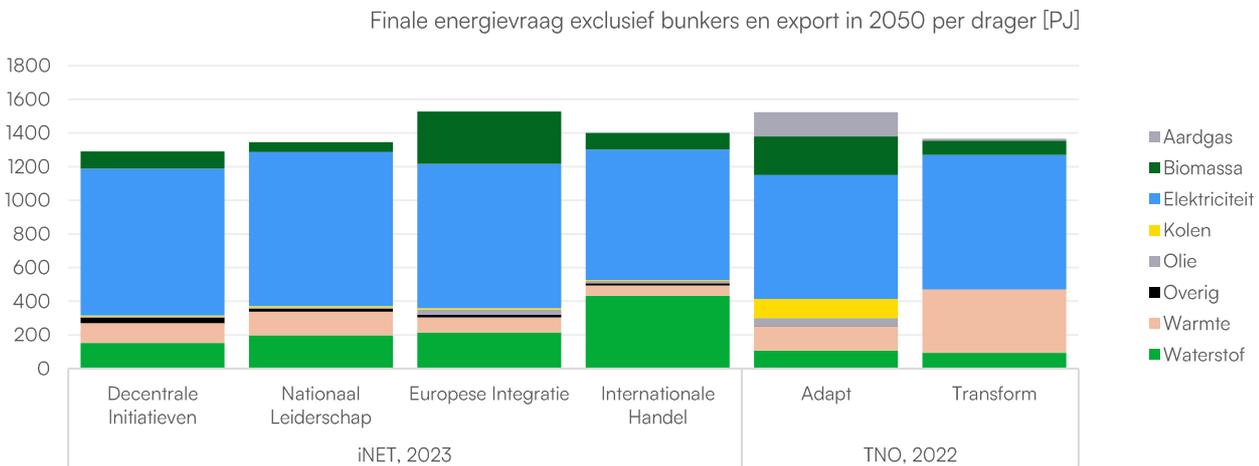
- De auteurs van deze Metastudie stellen vast dat de behandelde studies zich niet zonder slag of stoot laten vergelijken. Zoals verwacht zijn er tussen deze studies verschillen in methodieken (optimalisatiemodel of simulatiemodel, normerende of verkennende scenario's, etc.), energetische scope (bunkers wel of niet meegenomen, schijnbaar ander onderscheid tussen primair, finaal, energetisch of grondstoffengebruik), verschillen in de ruimtelijke of sectorale scope, verschillen in definities ((sub)sectoren, energiedragers, opgesteld vermogen, etc.), verschillen in aannames en randvoorwaarden voor optimalisatie, enzovoort.
- Wat de vergelijking echter het meest belemmert is dat de meeste studies niet expliciet en transparant communiceren over al deze aspecten. In bijna alle gevallen zijn rapporten niet transparant over de gebruikte scope, definities en aannames. Voor de optimalisatiestudies is het bijvoorbeeld van belang inzicht te hebben in welke parameters (zoals bijvoorbeeld kosten van CCS of vollasturen van wind op zee) de modellen als vaste randvoorwaarden hebben meegekregen, wat de waardes daarvan precies zijn en waarom. In veel gevallen levert navraag bij de auteurs slechts gedeeltelijk opheldering, omdat veel data en informatie niet eenduidig of definitief is gedocumenteerd. In de vergelijking van de studies hebben we vastgesteld dat het nog vrijwel onmogelijk is om te beschikken over de uitkomsten van de studies en de achterliggende data op een consistente manier. Dit ondanks de zeer behulpzame en bereidwillige houding van auteurs die we voor nadere toelichting hebben benaderd.
- Er is wat betreft de auteurs van deze Metastudie veel te winnen als het instrumentarium van energiestudies veel meer op elkaar afgestemd wordt. Als iedereen zoveel mogelijk dezelfde definities hanteert of in ieder geval radicaal transparant is over welke data en definities gebruikt worden, is vergelijking en gebruik van energiestudies en scenario's een stuk eenvoudiger.
- Een eerste voorzet voor een "standaard" aangaande definities en omschrijving van methodiek wordt op dit moment gemaakt in de "uniformiteitsstudie" die in opdracht van RVO wordt uitgevoerd.

3 Eindverbruik

Het Nederlandse energiegebruik, nu en in de toekomst, kan op verschillende manieren worden geduid. In dit hoofdstuk is het eindverbruik van energie zowel bekeken vanuit het perspectief van verschillende energiedragers (sectie 3.1) als vanuit het perspectief van belangrijke energie intensieve sectoren (sectie 3.2). De studies iNET 2023 en TNO 2022 zijn in dit hoofdstuk de belangrijkste systeemstudies. Beide geven een compleet en gedetailleerd beeld van het Nederlandse energiegebruik per drager en per sector. Overige studies bevatten geen (volledige of gedetailleerde) data over het eindverbruik van energie. Overige studies die in dit hoofdstuk worden behandeld maar die vanwege het ontbreken van (volledige) data over eindverbruik niet in alle grafieken en tekst zijn opgenomen zijn: Cambridge 2019, Boot 2022, ENTSO-E 2022, IEA 2022 en Urgenda 2020. Daarbij moet worden opgemerkt dat de eerste studies met name zijn benut voor het duiden van verschillen en overeenkomsten tussen ontwikkelingen in het Nederlandse energiesysteem en het Europese/internationale energiesysteem. Urgenda 2020 is gericht op 2030. Omdat Urgenda 2020 een klimaatneutraal energiesysteem bevat is deze vergeleken met iNET 2023 en TNO 2022.

3.1 Totaal eindverbruik per energiedrager

Verschillen, overeenkomsten en duiding van finaal gebruik in 2050, exclusief bunkers en niet energetisch gebruik



Figuur 9 Finale energetische energievraag exclusief bunkers en export in 2050 per drager [PJ]

De scenario's in studies iNET 2023 en TNO 2022 veronderstellen voor het doeljaar 2050 een eindverbruik dat fors lager ligt dan het huidige eindverbruik (2100 PJ). Er is dus geen scenario dat veronderstelt dat er in 2050 in totaal in Nederland meer energie verbruikt wordt. De scenario's gaan vrijwel niet in op het (concrete) beleid dat nodig is voor deze veranderingen.

De scenario's Decentrale Initiatieven en Transform van iNET 2023 hebben van de beschouwde scenario's het laagste totale eindverbruik. Dit is te verklaren door hoge mate van elektrificatie en dus efficiëntieverbeteringen, verregaande gedragsaanpassingen voor energiebesparing en substantiële veranderingen in de economische structuur die in deze scenario's zijn verondersteld. Het totale eindverbruik van het scenario Europese Integratie van iNET 2023 is het hoogste. Dit wordt veroorzaakt door de relatieve grootte van de (energie-intensieve) industriële sector. Het energiegebruik van het scenario Internationale Handel is opvallend laag, aangezien dit scenario in iNET 2021 het hoogste eindverbruik had van de toen opgestelde scenario's. De verklaring voor het verschil tussen het energiegebruik in het scenario Internationale Handel in 2021 en 2023 ligt wederom bij de industriële sector. In het 2023-scenario krimpt de industrie, in tegenstelling tot iNET 2021. Die tegenstelling is opvallend. Waar iNET in 2021 aannam dat veel internationale handel in waterstof zou leiden tot Nederlandse import van waterstof en dus een grote industriële sector, neemt iNET 2023 aan dat door de wereldwijde handelsketens een deel van de energie-intensieve industrie naar het buitenland verdwijnt (waar productie van waterstof goedkoper is). Industriepolitiek en het al dan niet verschuiven van (energie intensieve) industrie heeft dus een grote invloed op het totaal energiegebruik en daarmee op de benodigde energieproductie richting 2050.

Finaal verbruik van waterstof

Ook zijn er opvallende verschillen tussen de studies en scenario's in het eindverbruik per drager. De scenario's van TNO 2022 hebben beduidend minder finaal gebruik van waterstof dan de scenario's van iNET 2023. De belangrijkste verklaring hiervoor is op het eerste gezicht de aanname in TNO 2022 dat er geen import is van waterstof. Dit maakt waterstof in Nederland schaars. In iNET 2023 is import van waterstof wel mogelijk. De import van waterstof in die scenario's varieert van 180 PJ in Decentrale initiatieven tot 800 PJ in Internationale Handel. Niet alle import wordt dus direct verbruikt. Naast direct verbruik van waterstof zit er in de beschouwde scenario's ook indirect verbruik en doorvoer van waterstof. Opvallend is echter dat het scenario Transform van TNO 2022 ondanks de restrictie op import verreweg de grootste waterstofproductie en -vraag bevat (zie Figuur 4.3). De inzet van waterstof in het scenario Transform is voor het overgrote deel voor synfuels (voor bunkers) en chemicals en niet voor finaal verbruik (zie Figuur 4.3). Het deel van de vraag voor bunkers is in de iNET 2023 scenario's nog uit beeld (zie paragraaf 0). De geringe energetische inzet van waterstof in TNO 2022 t.o.v. iNET 2023 komt dus voort uit ontwerpkeuzes (aannames over import en bunkers) en economische optimalisatie door OPERA (waterstof wordt beperkt energetisch ingezet). Uit bovenstaande valt te concluderen dat waterstof alleen ingezet wordt voor finaal verbruik wanneer dit in overvloed (door import) aanwezig is.

Het effect van ontwerpkeuzes en economische optimalisatie komt ook terug in elektriciteitsproductie. In de paragrafen over elektriciteits- en waterstofproductie is te zien dat in Transform veel elektrolyse en dus hernieuwbare elektriciteit nodig is om zonder import van waterstof, aan de hoge waterstofvraag in Nederland in 2050 te voldoen. In de paragrafen over verschillende sectoren en energieproductie gaan we verder in op de verschillende inzet van waterstof voor eindverbruik, elektriciteitsproductie en als grondstof.

Finaal gebruik van fossiele brandstoffen

Niet alleen het verschil in eindverbruik van waterstof is opvallend. Ook de rol van fossiele brandstoffen in het energiesysteem van 2050 verschilt per scenario. Alleen het scenario Adapt van TNO 2022 heeft significant verbruik van fossiele brandstoffen (kolen en aardgas). Dit komt voort uit de modelaanname dat Carbon Capture and Storage (hierna: CCS) in dat scenario tot 50 Mton per jaar is toegestaan. Opvallend is dat in het iNET 2023 scenario Europese Integratie 35 Mton offshore opslag is opgenomen. Dit scenario bevat echter geen direct gebruik van fossiele brandstoffen. De CO₂ komt in dat scenario van import en uit blauwe waterstofproductie.

Finaal gebruik van biomassa

De rol van biomassa verschilt sterk per scenario. De scenario's Europese Integratie van iNET 2023 en Adapt van TNO 2022 hebben verreweg het meeste finaal verbruik van biomassa. Het hoge energetische verbruik voor Adapt komt grotendeels voor rekening van de sectoren industrie en (nationale) mobiliteit, naast verbruik door bunker maar deze laatste categorie is niet in Figuur 9 meegenomen. Het Europese Integratie scenario van iNET 2023 bevat een relatief groot aandeel biobrandstoffen in de nationale transport en mobiliteit. In beide gevallen is daarbij een 'fair share' aan import naast nationale beschikbaarheid verondersteld, vandaar dat de hoge verbruiken onderling niet sterk verschillen. De verschillen tussen scenario's met weinig verbruik en veel verbruik zijn zowel voor de iNET 2023 als TNO 2022 studie groot. De rol van biomassa in het energiesysteem is verder uitgewerkt en toegelicht in paragraaf 4.4.2.

Aandachtspunten bij grafieken en geanalyseerde studies

- In TNO A&T (TNO 2022) wordt omgevingswarmte getoond in de categorie warmte. iNET 2023 neemt in de categorie warmte alleen warm water mee (via warmtenetten). De post omgevingswarmte is voor iNET 2023 niet in de figuren opgenomen. Hierdoor is het getoonde energieverbruik van TNO 2022 hoger dan voor iNET 2023. Dat geldt met name voor het scenario Transform waar omgevingswarmte een grote rol heeft.
- Naast de in Figuur 9 getoonde studies bevat ook Scenariostudie Kernenergie (Witteveen+Bos 2022) informatie over finaal gebruik. In die studie is de data uit I13050 v1 (iNET 2021) als uitgangspunt gebruikt in plaats van dat dit een uitkomst was. Daarom analyseren we het eindverbruik van deze studie niet in detail. Eventuele wisselwerking tussen de aannames over eindgebruik in deze studie op de rest van het systeem komt aan bod in duiding van de uitkomsten van elektriciteitsproductie.
- De synfuelvraag in iNET 2023 zoals getoond in Figuur 11 en Figuur 12 is het waterstof- en elektriciteitsgebruik voor de productie van synfuels, niet de synfuels zelf.

Moleculen versus elektronen

Alle scenario's bevatten grootschalige elektrificatie. Ook in het scenario met het laagste eindverbruik van elektriciteit is het finaal elektriciteitsverbruik 1,8 keer zo groot als in de huidige situatie. Het elektriciteitsgebruik is het laagst in Internationale Handel, Adapt en Transform. In alle scenario's is de verhouding moleculen flink opgeschoven vanaf de huidige verdeling van circa 20% elektriciteit en 80% moleculaire energie. De verhouding elektronen/moleculen is het laagst in Adapt (50/50) en het hoogst in Decentrale Initiatieven en Nationaal Leiderschap (70/30).

De studie "Towards Fossil-Free Energy in 2050" van Cambridge Econometrics (Cambridge 2019) is niet opgenomen in Figuur 9 maar bevat wel relevante inzichten rondom de economische impact van een energiesysteem met een focus op moleculen versus elektronen. Cambridge 2019 presenteert een macro-economische analyse van scenario's die primair gericht zijn op moleculen óf elektronen. Cambridge 2019 laat voor Duitsland (qua klimaat vergelijkbaar aan Nederland) zien dat de systeemkosten het laagste zijn voor een scenario met hoge mate van elektrificatie ingepast in een systeem met een slimme vraagzijde² (scenario High E Breakthrough). Echter, als wordt ingezet op een hoge mate van elektrificatie zonder slim inrichten van de vraagzijde (scenario High E Passive), dan zijn de systeemkosten hoger dan in scenario's met een hoge methaanvraag (moleculen). Hieruit kan worden geconcludeerd dat eventuele ontwikkeling van flexibele vraag een belangrijk vraagstuk is dat doorwerkt in verdeling elektronen/moleculen in het energiesysteem van de toekomst. Sectie 5.1 gaat in op demand side response.

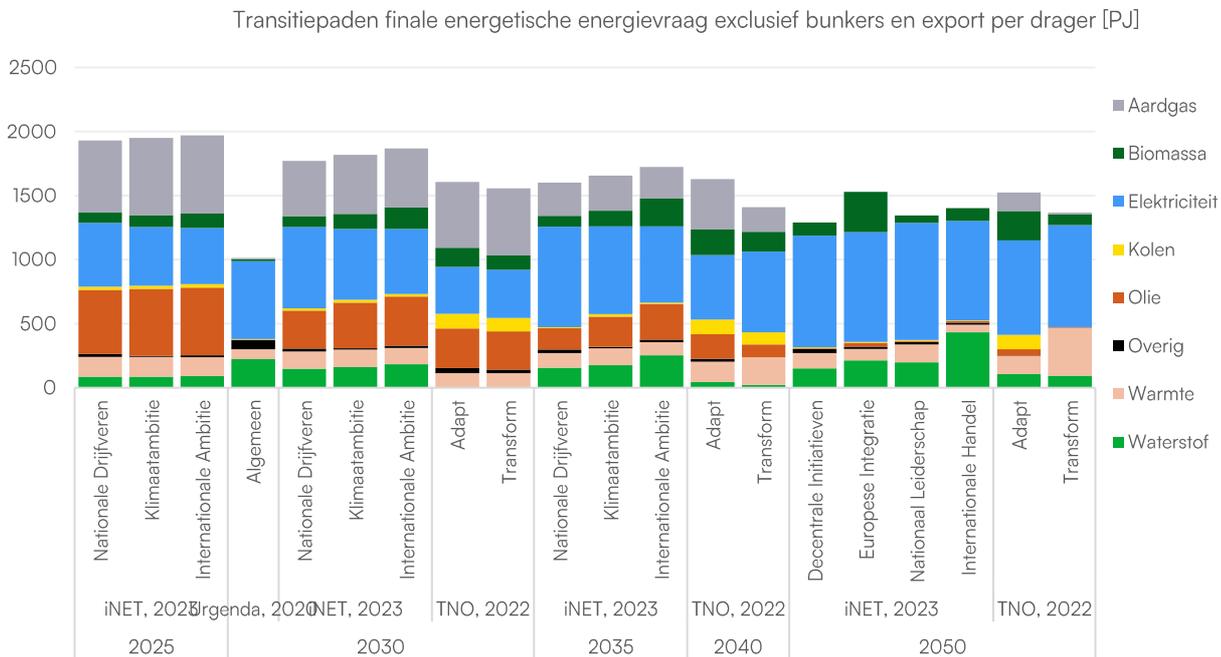
Internationale context van finaal gebruik van energie in 2050, exclusief bunkers en niet energetisch gebruik

In scenario's over en van EU-landen daalt volgens de Achtergrondstudie van Pieter Boot voor ETES2050 (Boot 2022) het energieverbruik in 2050 ~30-40% ten opzichte van 2023. De studies ENTSO-E 2022 en IEA 2022, twee organisaties en studies die voornamelijk gericht zijn op het energiesysteem in Europa, bevestigen dit beeld. Deze ontwikkeling is in lijn met de zojuist beschouwde scenario's uit de Nederlandse studies. Scenario's met een grote reductie van het finaal gebruik zijn scenario's waar wordt uitgegaan van vergaande gedragsverandering. In die studies is (vaak) nog niet duidelijk gemaakt welk beleid hierachter zit. Of en hoe deze benodigde gedragsverandering tot stand komt is daarmee onzeker. Dit is een aandachtspunt voor nationaal en internationaal klimaatbeleid.

Daar waar in scenario's gericht op het Nederlandse energiesysteem van de toekomst vraagreductie het gevolg is van industrie die naar het buitenland verhuist, is verondersteld dat deze buiten Europa verplaatst. Deze aanname in de scenariostudies gericht op Nederland (outsourcing naar bestemmingen buiten Europa) lijkt consistent met andere Europese beelden, waarin energie intensieve industrie verplaatst naar plekken met goedkope energie. Vanuit een mondiale context zijn dergelijke scenario's niet klimaatneutraal op scope 3 niveau, aangezien juist de meest vervuilende industrie verplaatst naar gebieden waar fossiel energiegebruik en uitstoot is toegestaan. Bovendien worden de producten uit de energie intensieve sectoren naar alle waarschijnlijkheid alsnog in Nederland geconsumeerd, waardoor het systeem op mondiaal niveau niet verbeterd.

² Onder een slimme vraagzijde verstaat deze studie onder meer netwerk gestuurde dynamische vraag (gecontroleerd laden van EV's, responsieve elektrische verwarming), batterij-opslag en seizoensopslag van waterstof.

Verschillen, overeenkomsten en duiding transitiepaden van finaal gebruik van energie, exclusief bunkers en niet energetisch gebruik



Figuur 10 Transitiepaden finale energetische energievraag exclusief bunkers en export per drager [PJ]

Figuur 10 toont het finaal energiegebruik van de studies Urgenda 2020, iNET 2023 en TNO 2022 voor de doeljaren 2025, 2030, 2035, 2040 en 2050. Zodoende kan een beeld worden geschetst van verschillen en overeenkomsten in de transitie richting 2050.

De rol van fossiele energie in de transitie richting een duurzaam energiesysteem

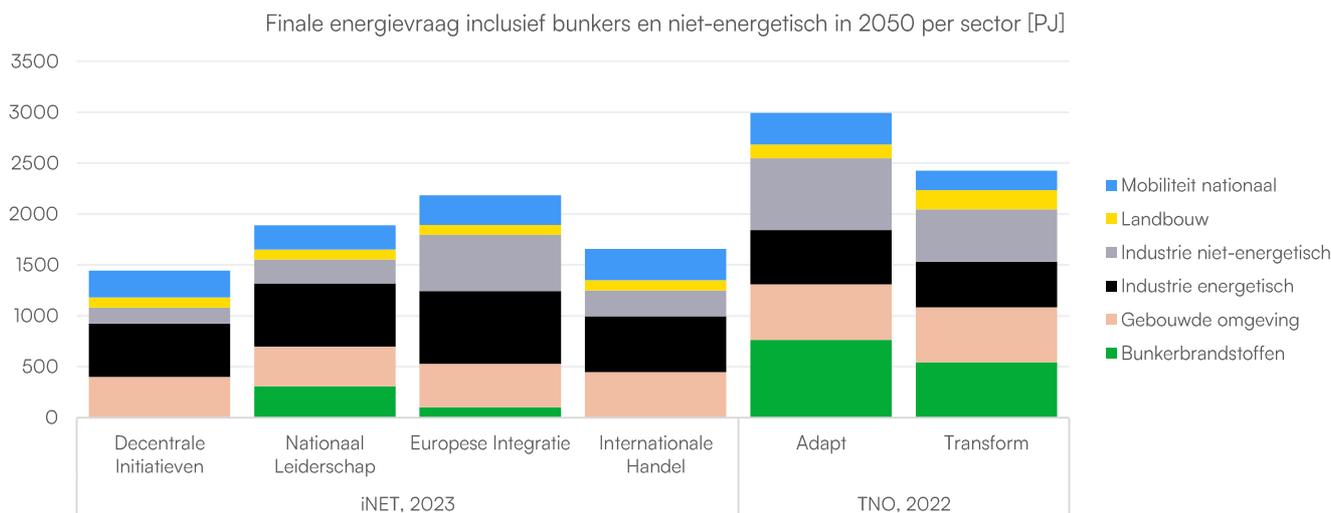
Wat opvalt is dat alle beschouwde scenario's nog significant gebruik van fossiele energie bevatten in 2035 en 2040. Beide TNO 2022 scenario's veronderstellen tot 2040 veel meer kolengebruik dan de iNET 2023 scenario's voor 2035. Voor iNET 2023 zit het gebruik van kolen in de staalsector, waar nog een beetje kolen gebruikt worden voor de DRI-route om staal te maken. Kolengebruik in de TNO 2022 scenario's is ook voor staalproductie. Echter, TNO 2022 gaat uit van de hoogovenroute met CCS. Dit verschil in transitiepaden voor de staalindustrie is een belangrijke verklaring voor het wisselende eindverbruik van kolen in deze studies. In het scenario Transform van TNO 2022 gaat men uit van een omslag in staalproductie naar een elektrolytische route voor 2050. Het verschil in transitiepad voor de staalindustrie heeft waarschijnlijk twee verklaringen. Allereerst heeft de studie TNO 2022 een lagere beschikbaarheid van waterstof omdat waterstofimport niet is toegestaan. Dit hindert mogelijk de ontwikkeling van de DRI-route. Daarnaast is de CCS-route voor de productie van staal volgens het OPERA model goedkoper dan de DRI-route. Dit voorbeeld geeft aan dat de ontwikkelrichting van een individuele sector (en onzekerheden in het transitiepad) een significante impact kan hebben op de samenstellingen van het energiesysteem van de toekomst.

De transitiepaden van iNET 2023 en TNO 2022 laten zien dat na 2030 de afbouw van met name aardgas niet lineair verloopt. Echter, doordat er voor iNET 2023 op het moment van schrijven van deze rapportage nog geen scenario's voor 2040 beschikbaar zijn, is het lastig om precies te vergelijken hoe gebruik van fossiele brandstof wordt afgebouwd. Op het oog lijken de iNET 2023 scenario's na 2035 de afbouw te versnellen. Dat is in lijn met het transitiepad van het scenario Adapt van TNO 2022 waarin pas vanaf 2040 het eindverbruik van fossiele energie significant afneemt. Ook valt op hoe laat finaal waterstofgebruik voor de TNO 2022 scenario's zijn intrede doet (ten opzichte van iNET 2023 scenario's). Dit lijkt samen te hangen met de aanname dat waterstof niet geïmporteerd wordt, maar allemaal in Nederland geproduceerd moet worden. Hierdoor zijn grote hoeveelheden waterstof later beschikbaar in de TNO 2022 scenario's dan in de iNET 2023 scenario's. Hieruit kan voorzichtig worden geconcludeerd, dat voor een significante rol van waterstof vroeg in de transitie richting een klimaatneutraal energiesysteem (rond 2030), waterstofimport een belangrijke rol speelt.

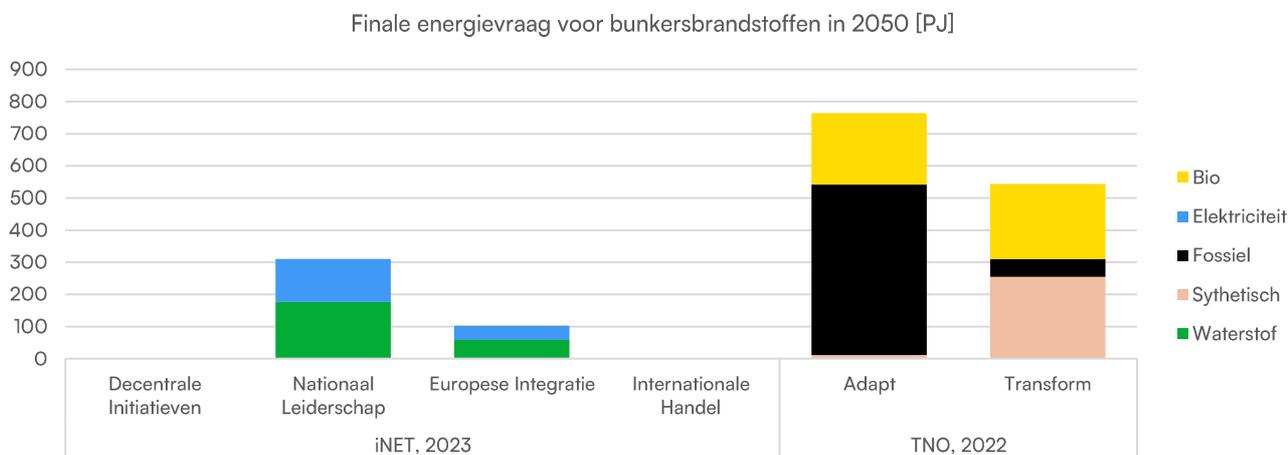
Scenario studie Urgenda 2020

De Urgenda 2020 scenario studie (zie Figuur 10) is gericht op doeljaar 2030. Het scenario dat in Urgenda 2020 is gebruikt valt op door een zeer laag energiegebruik in 2030, in vergelijking met zowel de 2030 als de 2050 scenario's van iNET 2023 en TNO 2022. Urgenda 2020 geeft dan ook een visie op een volledig klimaatneutrale energievoorziening in 2030 en gaat naast veel elektrificatie uit van verregaande gedragsverandering en circulariteit. Deze benadering resulteert in krimp van verschillende sectoren. Daarnaast wordt in dit scenario zo min mogelijk gebruik gemaakt van biomassa en fossiel + CCS.

Verschillen, overeenkomsten en duiding finaal verbruik inclusief bunkers en niet-energetisch gebruik



Figuur 11 Finale energievraag inclusief bunkers en niet-energetisch in 2050 per sector [PJ]



Figuur 12 Finale energievraag voor bunkers [PJ]. Voor iNET 2023 is dit is de finale energievraag voor productie van bunkerbrandstoffen (verschil tussen het hoofdsceario en een variatie zonder synfuels (zero_SYN))

Bunkers³ spelen in Nederland een relatief grote rol in het totale energieverbruik. Het energieverbruik van bunkers was in 2019 ongeveer 650 PJ. 500 PJ voor internationale scheepvaart en 150 PJ voor internationale luchtvaart. Ter vergelijking; het totaal binnenlands energetisch eindverbruik was 2100 PJ.

TNO 2022 en iNET 2023 gaan verschillend om met bunkers (zie Figuur 12). In TNO 2022 zijn de bunkers volledig meegenomen in de modellering. In 2050 leidt dat tot 213 PJ (Adapt) en 148 PJ (Transform) voor luchtvaart en 551 PJ (Adapt) en 396 PJ (Transform) voor scheepvaart. Sectie 3.2.23.2.20 gaat nader in op de details van deze energievraag. Internationale lucht- en scheepvaart zijn geen onderdeel van de ETM-scenario's van iNET 2023. Er wordt aangenomen dat de behoefte aan internationaal transport/bunkers gelijk blijft aan het heden. In de scenario's Decentrale Initiatieven en Internationale Handel wordt aangenomen dat de energievraag

³ De levering van brandstof voor de internationale scheepvaart en voor de internationale luchtvaart.

van bunkers volledig ingevuld wordt met import. In de scenario's Nationaal Leiderschap en Europese Integratie wordt een deel van de vraag voor bunkers ingevuld met binnenlands geproduceerde synfuels.

Dat TNO 2022 de energievraag van bunkers volledig meeneemt heeft verschillende systemische effecten. In tegenstelling tot de huidige situatie, waarin de energie voor bunkers wordt geïmporteerd, staat TNO 2022 naast fossiele brandstoffen alleen import van biomassa en elektriciteit toe. De energievraag van bunkers wordt daarmee in Transform voor een groot deel voorzien uit nationale bronnen. In het scenario Transform zit 250 PJ synthetische brandstof. De waterstof voor bunkers krijgt in dit scenario voorrang op waterstof voor andere sectoren, want in de rest van het systeem speelt waterstof een relatief kleine rol. Voor de productie hiervan is in Transform fors meer windstroom nodig dan in de andere scenario's (zie ook sectie 4.1).

De synfuels in de scenario's Nationaal Leiderschap en Europese Integratie van iNET 2023 geven slechts deels invulling aan de huidige bunkervraag. Het verbruik voor productie van synfuels is 300 PJ in Nationaal Leiderschap en 60 PJ in Europese Integratie. Het extra verbruik is zowel elektriciteit als waterstof en wordt grotendeels ingevuld met import, waardoor de impact op het nationale energiesysteem relatief klein is in 2050. Ten opzichte van de huidige elektriciteitsvraag is de impact echter significant (~140 PJ elektriciteit in scenario Nationaal Leiderschap is ongeveer één derde van het huidige totale elektriciteitsverbruik).

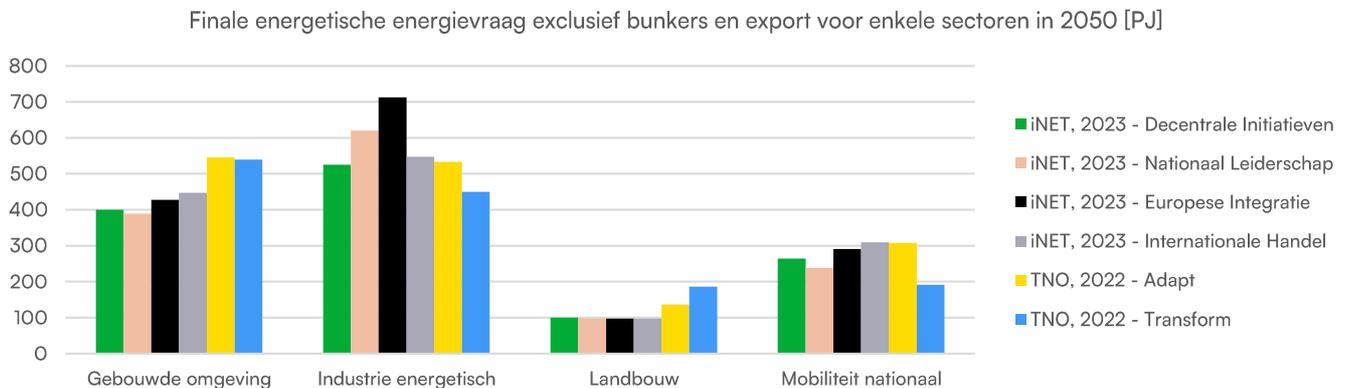
Het niet-energetisch verbruik van energiedragers in 2019 is ongeveer 500 PJ en zit met name in olie (400 PJ) en methaan (100 PJ). In iNET 2023 varieert het van 150 PJ (Decentrale Initiatieven) tot 550 PJ (Internationale Handel). In alle scenario's is dit ongeveer 60 PJ waterstof (met name voor kunstmest) en wordt dit aangevuld met biomassa en olieproducten. Opvallend is dat het niet-energetisch gebruik in Adapt met 700 PJ hoger is dan het huidige niet-energetisch verbruik. De industrie blijft in Adapt olie en aardgas als grondstof gebruiken. Een belangrijke grondstof in Transform wordt synthetische methanol, overigens wel op basis van CO₂ die vrijkomt bij bioraffinageprocessen (en waterstof uit elektrolyse). In alle scenario's behalve in scenario Transform is het waterstofverbruik voor niet-energetische doeleinden beperkt ten opzichte van het waterstofverbruik in de rest van het systeem.

3.2 Totaal eindverbruik per sector

In deze sectie beschouwen we het totale eindverbruik in de verschillende energie-intensieve sectoren. Eerst worden de verschillende sectoren onderling vergeleken en wordt kort stilgestaan bij de landbouwsector. Wat valt op aan de sectorontwikkeling ten opzichte van de ontwikkeling van het energiesysteem? Is er bijvoorbeeld in een studie een sector waarvoor de ontwikkeling van één sector opvallend anders is dan die van andere sectoren of afwijkt van andere studies? In de daaropvolgende paragrafen gaan we dieper in op de drie grootste energie-intensieve sectoren: gebouwde omgeving, transport en industrie. In deze sectorale paragrafen worden verschillen in de energiemix binnen de individuele sectoren waar mogelijk geduid aan de hand van de onderliggende scenarioaannames. In de sectorale paragrafen gericht op transport (3.2.2) en industrie (3.2.3) wordt minder gerefereerd naar andere hoofdstukken dan sectie 3.1. Wel wordt in de hier op volgende hoofdstukken gericht op energieproductie en flexibiliteit gerefereerd naar deze verdiepende sectorale analyses.

Net als in sectie 3.1, staat de vergelijking van iNET 2023 en TNO 2022 centraal. Daarnaast worden in de verschillende paragrafen de volgende studies behandeld: CE Delft 2021, KIVI 2022, Urgenda 2020, Startanalyse (PBL 2020), Economy Outlook Bloomberg 2022, het Masterplan Aardwarmte EBN 2018, EZK 2021, Studio Gear Up 2022, Maritime Forecast DNV 2022 World Energy Outlook IEA 2022. In de desbetreffende paragrafen is toegelicht waarom deze studies zijn behandeld.

Verschillen, overeenkomsten en duiding 2050



Figuur 13 Finale energetische energievraag exclusief bunkers en export voor enkele sectoren in 2050 [PJ]

Figuur 13 presenteert de energetische energievraag per sector in 2050 voor de studies iNET 2023 en TNO 2022. Het scenario Nationaal leiderschap van iNET 2023 laat zien dat het finaal verbruik van de gebouwde omgeving en mobiliteit relatief laag is in vergelijking met de andere scenario's. Daarnaast is in dit scenario het finaal verbruik van industrie juist hoger dan in de andere beschouwde scenario's. In de sectoren met lage vraag is verregaande elektrificatie verondersteld (met bijbehorende efficiëntiewinst en hogere elektriciteitsvraag). In iets mindere mate geldt dit ook voor het scenario Europese Integratie. Voor de industrie wordt in de scenario's Nationaal Leiderschap en Europese Integratie van iNET 2023 uitgegaan van groei van productie.

Aandachtspunten bij grafieken en geanalyseerde studies

In de ETM-scenario's voor iNET 2023 wordt industrieel energieverbruik voor een groot deel door het CTM ingesteld. Hierdoor is in Nationaal Leiderschap en Europese Integratie het waterstof- en elektriciteitsverbruik voor de productie van synfuels als energetisch verbruik in de industriesector ingesteld. In onderstaande figuren is dit verbruik voor synfuels afgetrokken van het verbruik door industriesector.

In Figuur 13 is te zien dat de sectoren gebouwde omgeving, industrie en mobiliteit een grotere totale energievraag kennen dan de landbouwsector. Daarom is de rol van deze drie sectoren in het energiesysteem van de toekomst in de hierop volgende paragrafen in meer detail geanalyseerd en uitgewerkt. Hieronder is een korte beschouwing gegeven van verschillen en overeenkomsten in de energievraag van de landbouwsector in 2050.

Energievraag in de landbouwsector

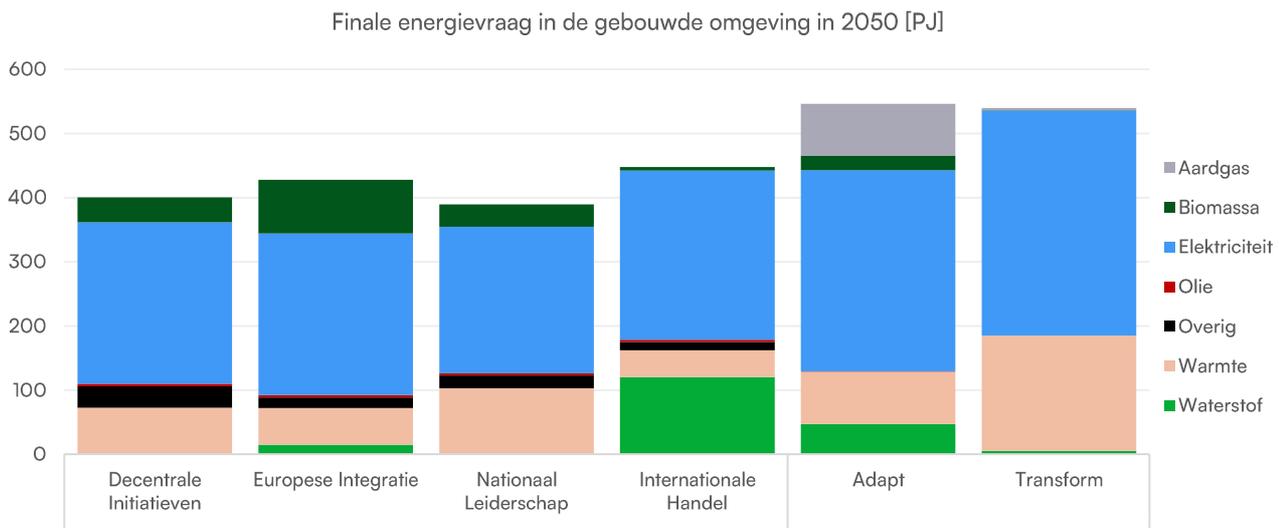
In de studie TNO 2022 is het finaal energieverbruik van landbouw opvallend veel hoger in de scenario's van iNET 2023. Dit verschil is te verklaren door verschillende aannames over de sectorgrootte. Adapt gaat uit van een groei van de sector van 0,25% per jaar, Transform van een groei van 1,1% per jaar. In alle scenario's van iNET 2023 wordt uitgegaan van een krimp van de warmtevraag van 1,5% per jaar en een groei van de elektriciteitsvraag van 1% per jaar. Netto leidt dit tot een krimpende energievraag van de sector. Hoewel dit de kleinste sector betreft, is dit verschil interessant gezien de huidige discussie over de toekomst van de Nederlandse landbouwsector. Het is opvallend dat iNET in haar vier scenario's uitgaat van hetzelfde energiegebruik voor de landbouwsector terwijl er een grote mate van onzekerheid heerst over de ontwikkelrichting van deze de landbouw.

De studie iNET 2023 gaat in haar scenario's uit van een krimpende warmtevraag in de landbouwsector. Deze aanname is in lijn met de 30% besparing op warmtegebruik die CE Delft noemt in haar verkenning voor glastuinbouw voor 2040 (CE Delft 2021). Opvallend is dat CE Delft in de glastuinbouw een wat grotere rol ziet voor geothermie dan de studies iNET 2023 en TNO 2022. Deze systeemstudies gebruiken relatief meer biomassa of aardgas voor warmteproductie. CE Delft laat in haar studie zien dat zij de kosten van geothermie (net iets) voordeliger inschatten dan de inzet van biomassa voor warmteproductie. Dat verklaart dat CE Delft het aangenomen potentieel van 25 PJ volledig benut. Een andere invulling van de energievraag in de landbouwsector (qua energiebron) resulteert niet in een wezenlijk ander energiesysteem in 2050 gegeven de relatief kleine rol van landbouwsector in het totaal energieverbruik.

3.2.1 Gebouwde omgeving

In deze paragraaf lichten we de opbouw van de energievraag van de gebouwde omgeving toe. De gebouwde omgeving vraagt nu (2023) ongeveer één derde van het totaal finaal gebruik. Met name de systeemimpact van elektrificatie en warmtenetten is relevant voor de toekomst. In de analyse staan iNET 2023 en TNO 2022 centraal. Bij de elektrificatie van deze sector wordt ook de vergelijking gemaakt met KIVI 2022 en Urgenda 2020. Ook wordt toegelicht waarom de Startanalyse (PBL 2020) zich niet leent voor vergelijking met landelijke studies. De Hydrogen Economy Outlook Bloomberg 2022 en het Masterplan Aardwarmte EBN 2018 worden aangehaald ter vergelijking van de inzet van respectievelijk waterstof en geothermie in de gebouwde omgeving. Tot slot lijkt de analyse naar benodigde warmte- en elektriciteitsbronnen voor warmtevoorziening EZK 2021 in lijn met de scenariostudies.

Verschillen, overeenkomsten en duiding 2050



Figuur 14 Finale energievraag in de gebouwde omgeving in 2050 [PJ]

Na de industrie is de gebouwde omgeving de grootste vraagsector. In Figuur 14 is te zien dat op het eerste gezicht iNET 2023 en TNO 2022 een vergelijkbare finale energievraag voor de gebouwde omgeving in 2050 kennen. Een noemenswaardige uitschieter is Urgenda 2020 (zie Figuur 15). In deze Urgenda 2020 is de finale energievraag in de gebouwde omgeving veel lager dan in de andere beschouwde studies. Ook is deze vraagreductie in 2030 al bereikt. In het Urgenda 2020 scenario wordt deze lage energievraag bereikt door een verregaande mate van woningisolatie. De vraag is of deze mate van isolatie realistisch is, gezien de grote impact ervan moet deze parameter goed worden bekeken.

Aandachtspunten bij grafieken en geanalyseerde studies

- In TNO A&T (TNO 2022) wordt omgevingswarmte getoond in de categorie warmte. iNET 2023 neemt in de categorie warmte alleen warm water (via warmtenetten mee)
- De biomassa in Figuur 14 is voornamelijk groen gas.

Achter de schijnbaar vergelijkbare finale energievragen gaan een aantal relevante aannames schuil. De studie TNO 2022 gaat uit van een lager aantal huishoudens in 2050 dan de scenario's uit de studie iNET 2023 (8,02 miljoen versus 9,2 miljoen). Desondanks komt TNO 2022 uit op een hogere finale energievraag voor de gebouwde omgeving. Dit is voor het scenario Transform grotendeels te verklaren doordat omgevingswarmte bij TNO 2022 in finaal gebruik is opgenomen. Voor het scenario Adapt van TNO 2022 blijft (ook na aftrek van de hele post warmte) de energievraag het hoogst van alle bekeken scenario's. Dit verschil in energievraag is op basis van het rapport van TNO 2022 niet eenvoudig te achterhalen: er wordt hier niet genoemd wat het resulterende isolatieniveau of energielabel is van woningen en gebouwen. Een mogelijke verklaring voor het hogere verbruik is dat huishoudens minder geïsoleerd zijn dan in de studie van iNET 2023 is aangenomen. Of isolatie van woningen een randvoorwaarde is geweest voor de optimalisatie of dat er aannames zijn gedaan over de kosten van isolatie is echter uit de rapportage van TNO 2022 niet te achterhalen.

Isolatie en elektrificatie als gemeenschappelijke deler

Een gemene deler in de studies is inzet op isolatie. Vanuit energieperspectief is isolatie no-regret. Naast dat isolatie meer opties voor technologie mogelijk maakt (ook LT-verwarming) verlaagt isolatie het energiegebruik van schaarse energiedragers. Voor iNET 2023 is de besparing door isolatie uit te lezen uit de scenario's. Dit is het laagst in Internationale Handel (17%), gevolgd door Decentrale Initiatieven en Europese Integratie (beiden 24%) en het hoogst in Nationaal Leiderschap (32%). TNO 2022 geeft in de rapportage wel aan dat isolatie een rol speelt in de scenario's maar kwantificeert dit niet.

Een tweede gemene deler is dat alle scenario's hoofdzakelijk inzetten op elektrificatie. Naast de in Figuur 14 getoonde studies geldt dat ook voor KIVI 2022. KIVI 2022 presenteert een doorrekening van een energiesysteem dat grotendeels gebaseerd is op wind, zon en waterstof, en gaat uit van 25% besparing op de warmtevraag door isolatie (minimaal label B). Het gros daarvan (~80%) wordt ingevuld met warmtepompen, de rest met warmtenetten. De bekeken studies geven geen expliciete reden voor deze grote inzet op elektrificatie. TNO 2022 geeft geen toelichting op de optimalisatie en ook KIVI 2022 geeft wel de gebruikte technieken in de gebouwde omgeving maar gaat niet in op de redenering hierachter. Dit is een aandachtspunt voor het formuleren van energiebeleid.

De verschillen in de scenario's van iNET 2023 lijken voornamelijk veroorzaakt te worden door verschillende stimuleringsmaatregelen en (daaruit volgende) keuzes van huiseigenaren en minder door theoretische aanwezigheid van warmtebronnen. Urgenda 2020 (zie Figuur 15) geeft aan dat elektrificatie de snelste manier is voor een transitie in de gebouwde omgeving (geen biomassa of waterstof nodig en sneller dan warmtenetten).

De rol van biomassa, groen gas en waterstof in de gebouwde omgeving

Waar een eenduidig beeld naar voren komt over de rol van elektrificatie en isolatie in de gebouwde omgeving, is er juist minder eenduidig beeld over de rol van biomassa, groen gas en waterstof in de gebouwde omgeving.

Voor energiebronnen als biomassa en waterstof is de grote fluctuatie in warmtevraag een veel kleinere uitdaging dan in een geëlektrificeerd warmtesysteem. Dat komt omdat deze dragers zich beter lenen voor seizoenopslag. De gebouwde omgeving heeft echter veel concurrentie met de rest van het systeem als het gaat om de inzet van biomassa (met name groen gas) en waterstof. De systeemstudies laten zien dat elektriciteit als alternatief voor waterstof en biomassa in de gebouwde omgeving gunstiger is dan in de andere sectoren. De twee scenario's die het meest inzetten op waterstof (Internationale Handel studie iNET 2023) en biomassa (Europese Integratie studie iNET 2023) in de gebouwde omgeving gaan uit van ruime internationale beschikbaarheid en import van die dragers. Daarmee kan voorzichtig worden geconcludeerd dat de rol van biomassa en waterstof voor het invullen van de warmtevraag in de gebouwde omgeving, afhankelijk is van hoe de Europese en internationale energiemarkten zich ontwikkelen.

De Startanalyse (PBL 2020) is een bottom-up sectorstudie. Het is een technisch-economische analyse op buurtniveau, gebaseerd op landelijke data van PBL en het VestaMAIS model. Deze analyse gaat uit van een groen gas beschikbaarheid van 2 bcm (70 PJ) per jaar. Die beschikbaarheid is gebaseerd op het klimaatakkoord. Opvallend is dat in vijf van de zes scenario's uit iNET 2023 en TNO 2022 veel minder groen gas in de gebouwde omgeving wordt ingezet. Daarmee lijkt de geschatte beschikbaarheid van groen gas voor de gebouwde omgeving uit de startanalyse te rooskleurig. In het scenario met meer biomassa-inzet in de gebouwde omgeving (Europese Integratie, 83 PJ) wordt uitgegaan van veel import van biomassa. De startanalyse (PBL 2022) geeft geen landelijke totaaluitkomsten waardoor een vergelijking van de totale sector niet mogelijk is. PBL: *“Er zijn (bewust) geen nationale resultaten gemaakt omdat het analyse betreft waarmee gemeenten hun onderzoek voor het opstellen van een warmtetransitievisie kunnen beginnen. Vandaar ook het woord ‘start’ in Startanalyse. Het is bedoeld voor analyses op gemeente/buurt niveau en niet voor nationale analyses.”*

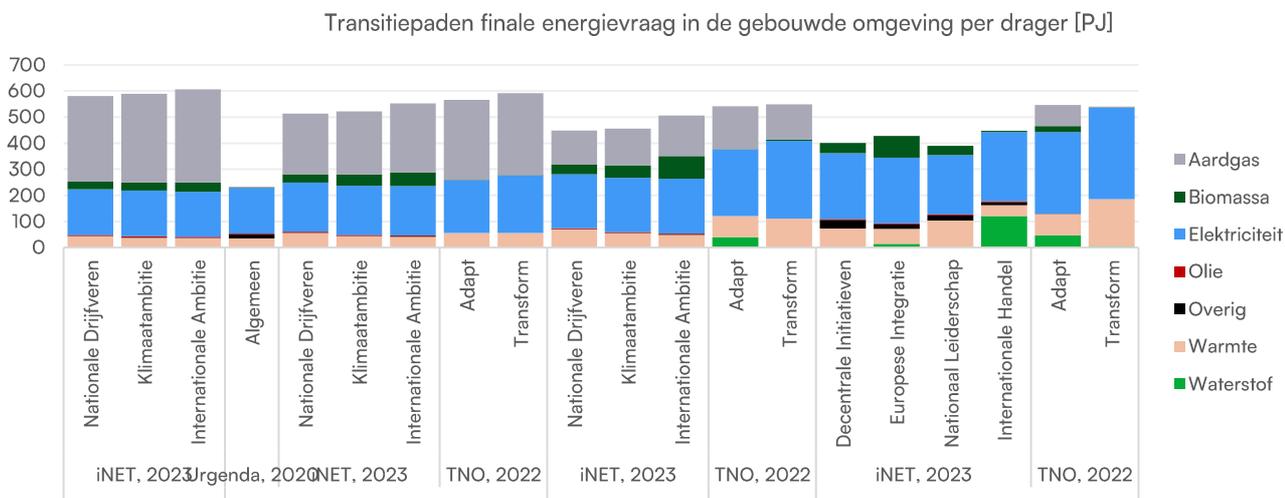
De studie “Waterstof als optie voor een klimaatneutrale warmtevoorziening in de bestaande bouw” (TNO 2020) geeft aan dat er geen grote technische beperkingen zijn voor inzet van waterstof in de gebouwde omgeving en dat de productiekosten vergelijkbaar zijn met de prijs van aardgas. Dat in de meeste scenario's van systeemstudies (TNO 2022 en iNET 2023) weinig waterstof wordt ingezet in de gebouwde omgeving lijkt dus niet zozeer met sectorale beperkingen te maken te hebben. Echter, inzet van waterstof lijkt zinniger/voordeliger in andere sectoren. Dat is ook wat te zien is in de Hydrogen Economy Outlook (Bloomberg 2022). Figuur van de studie Bloomberg 2022 laat de theoretische maximale inzet van waterstof zien in verschillende sectoren (gebouwen, elektriciteitsvoorziening, industrie en transport). In deze theoretische verdeling gaat maar 8% van de waterstof naar de gebouwde omgeving. Het is in dit licht opvallend dat de kostenoptimalisatie van Adapt ondanks het lage totale eindgebruik van waterstof een significant deel (17%) van de waterstof in de gebouwde omgeving inzet. Uit de rapportage wordt niet duidelijk waarom de optimalisatie van TNO 2022 hiertoe komt. Ook in Internationale Handel gaat een relatief groot deel van de waterstof (18% van het totale verbruik, export niet meegerekend) naar de gebouwde omgeving. In dit scenario worden veel hybride warmtepompen op waterstof ingezet en lijkt waterstof de rol van aardgas over te nemen in de gebouwde omgeving.

De inzet van warmtenetten

Warmtenetten hebben potentie om lokale “gesloten” warmtevoorziening te leveren. De rapportage van TNO 2022 geeft aan dat “zowel bij Adapt als Transform wordt een beperkt deel van de warmtevraag gedekt door warmtenetten”. Opvallend is dat alle scenario’s ruim onder het door EBN aangegeven potentieel van 200 PJ (EBN 2018) warmte uit geothermie blijven. Geothermie is het grootst in Nationaal Leiderschap en is daar 50 PJ. De mate waarin warmtenetten kunnen worden uitgerold bepaalt in belangrijke mate hoeveel elektrificatie er nodig is. De rapportages van de bekeken studies geven geen inzicht in waarom slechts een deel van de theoretische potentie van geothermie wordt benut. Het lijkt waarschijnlijk dat dit voor TNO 2022 volgt uit kostenoptimalisatie en in de andere studies voortkomt uit impliciete aannames dat andere technieken eenvoudiger te realiseren of voordeliger zijn.

Grofweg zijn warmtenetten op te delen in twee categorieën: (rest)warmte uit andere sectoren en warmtenetten uit autonome bron (geothermie) of power-to-heat. De meeste systeeminteractie zit in warmtenetten met restwarmte. Het scenario met het grootste aandeel van warmtenetten is Nationaal Leiderschap. Dat scenario gaat uit van grootschalige warmtenetten en warmerotondes. Er is dus verbinding met het landelijke en regionale energiesysteem. De warmte wordt vooral geleverd door elektrische boilers, warmtepompen en aardwarmte (geothermie). De warmtevoorziening in Decentrale Initiatieven komt grotendeels overeen met die in Nationale Drijfveren. In beide scenario’s is een grote rol voor power-to-heat boilers en warmtepompen (met elektriciteitsvraag). Het verschil zit erin dat warmtenetten in Decentrale Initiatieven voor een groter deel worden gevoed met lokale restwarmte (uit industrie). Dit geeft meer verbinding met het lokale energiesysteem. Dit gebruik van restwarmte past bij het wereldbeeld van dit scenario waarin energy hubs een grote rol spelen. Omdat aquathermie geen expliciete technologie is in het Energietransitiemodel is op basis van de scenario’s in het Energietransitiemodel niet te zeggen of aquathermie een rol speelt in de warmtevoorziening van iNET 2023. Daarmee is het op dit moment niet mogelijk om te concluderen of Decentrale Initiatieven en Nationaal Leiderschap andere aannames doen over de verhouding van collectieve warmte met verschillende *temperatuurniveaus* van collectieve warmte en de bijbehorende bronnen. Het Energietransitiemodel maakt nog geen onderscheid tussen deze temperatuurniveaus. Dit is wel relevant voor de impact op het energiesysteem en de infrastructuur, omdat laagtemperatuur warmte mogelijk nog door eindgebruikers met elektrische warmtepompen moet worden opgewaardeerd.

Verschillen, overeenkomsten en duiding transitiepaden



Figuur 15 Transitiepaden finale energievraag in de gebouwde omgeving per drager [PJ]

De transitiepaden voor de gebouwde omgeving zijn vrij lineair. Energiegebruik (exclusief omgevingswarmte) neemt af als gevolg van isolatie en efficiëntieverbeteringen. Daarnaast wordt aardgas uitgefaseerd en vervangen door elektriciteit via warmtepompen, biomassa of groengas en collectieve warmte. Een uitzondering is het verloop van waterstof. Pas na 2035 wordt waterstof ingezet in de gebouwde omgeving in enkele scenario’s. Het is erg de vraag of dat logisch is: waterstof is aantrekkelijk voor ruimteverwarming omdat er relatief weinig aanpassingen aan woningen, gebouwen en systeem nodig zijn in de overstap van aardgas. Daarmee ligt het voor de hand dat waterstof óf relatief vroeg in de transitie (jaren ’30) een rol gaat spelen, of dat waterstof in de gebouwde omgeving pas na de jaren 30 zijn intrede doet en beperkt blijft (bijvoorbeeld tot gebouwen die lastig te isoleren zijn). Dat is in lijn met de conclusie van TNO 2022 dat dat grootschalige inzet van waterstof in de gebouwde omgeving niet te verwachten is.

EZK 2021 (Inzicht in de extra benodigde warmtebronnen en elektriciteit voor de warmtevoorziening in de gebouwde omgeving in 2030) focust zich op de extra benodigde hoeveelheid warmtebronnen en elektriciteit voor de warmtevoorziening in de gebouwde omgeving in 2030 om te komen tot 49% CO₂-reductie en 55% CO₂-reductie t.o.v. 1990. Daarvoor zijn 7 routes doorgerekend. Die bandbreedte van die routes is in lijn met de bandbreedte van de 2030-scenario’s uit iNET 2023 en TNO 2022.

3.2.2 Transport

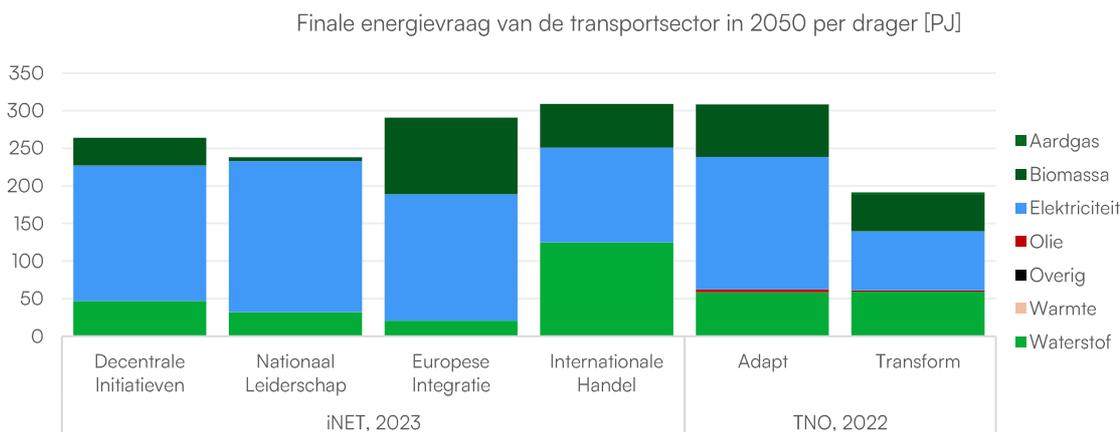
In deze paragraaf lichten we de opbouw van de energievraag van de transportsector toe. Er wordt onderscheid gemaakt in zowel nationaal en internationaal transport als in het type transport (over weg, lucht of water). Door de grote energiebehoefte is er in het bijzonder aandacht voor wegverkeer en internationale lucht- en scheepvaart en de transitie van brandstoffen in deze subsectoren.

De vergelijking van iNET 2023 en TNO 2022 staat in deze paragraaf centraal. Studio Gear Up 2022 gaat in op de hoeveelheid waterstof die nodig is voor duurzame vliegtuigbrandstoffen om te voldoen aan Europese regelgeving. Deze studie wordt gebruikt om deze studies te toetsen aan de waterstofvraag voor luchtvaart die volgt uit Europese regelgeving. Uit de Maritime Forecast DNV 2022 worden de bepalende factoren voor de brandstoffenmix in de scheepvaart uiteengezet. Tot slot wordt gekeken of de sectorontwikkelingen uit iNET 2023 overeenkomen met de wereldwijde trends beschreven in de World Energy Outlook IEA 2022.

De energievraag in de mobiliteitssector is onder te verdelen in nationaal transport en internationaal transport. De huidige (2019) vraag van de nationale mobiliteitssector bedraagt ruim 500 PJ. Hiervan gaat zo'n 285 PJ naar passagiersvervoer en 225 PJ naar vrachtvervoer. De energievraag van passagiersvervoer wordt gedomineerd door verbruik door auto's (260 PJ). De energievraag van binnenlands vrachtvervoer door vrachtwagens (150 PJ) en bestelbusjes (60 PJ). Binnenvaart representeert met 15 PJ slechts een klein deel van de binnenlandse vraag. Internationaal transport voegt nog een extra ~650 PJ toe aan de energievraag van de mobiliteitssector als geheel. Van het internationale transport gebruikt de scheepvaart vele malen meer energie (~500 PJ) dan de luchtvaart (~150 PJ).

Verschillen, overeenkomsten en duiding 2050

Nationaal transport



Figuur 16 Finale energievraag van de transportsector in 2050 per drager [PJ]

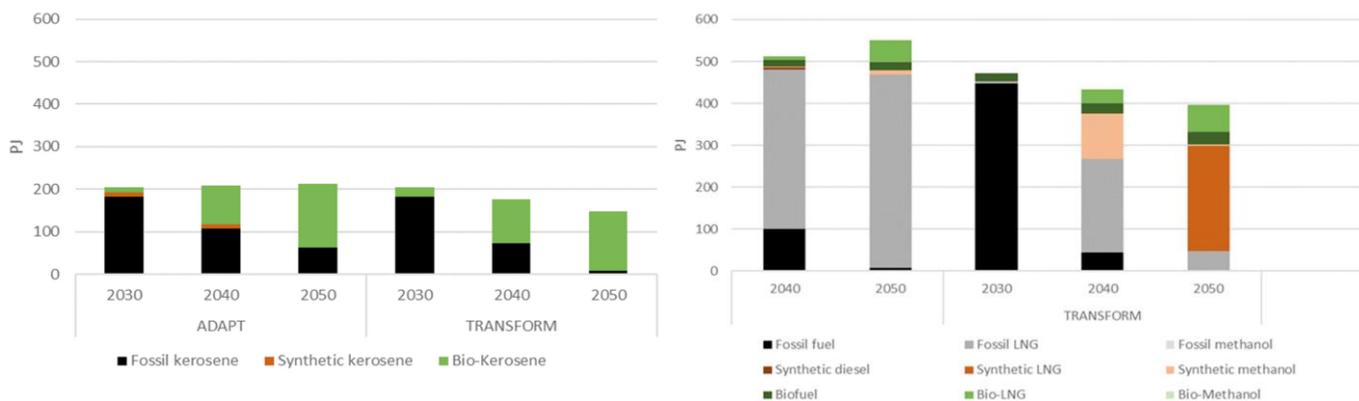
Het finale energieverbruik van de Nederlandse transportsector is in het scenario Transform uit de studie TNO 2022 opvallend laag ten opzichte van de andere scenario's (Figuur 16). Een belangrijke reden hiervoor zijn de aannames over het aantal vervoerskilometers. In Adapt zijn die gebaseerd op projecties uit de Klimaat en Energieverkenning (KEV) 2022 van PBL. Transform neemt daarentegen aan dat de maatschappij meer klimaatbewust zal handelen en men zich minder kilometers verplaatst. Voor passagiersvervoer wordt aangenomen dat het aantal afgelegde kilometers afneemt met 10% in 2030 en 25% in 2050. Voor vrachtvervoer daarentegen is in beide scenario's van dezelfde voertuigkilometers uitgegaan. iNET 2023 gaat in alle scenario's uit van een stijging van transportkilometers: 0,3% per jaar voor passagiers en 1,0% per jaar voor vracht.

De waterstofvraag van nationaal transport in TNO 2022 in 2050 komt volledig van zwaar wegtransport. OPERA maakt geen onderscheid in lange- of korte-afstandsvervoer, waardoor voor al het zware wegvervoer volledig uitgegaan wordt van waterstofbrandstofcellen. Het zou kunnen zijn dat voor korte afstanden elektriciteit ook kosteneffectief wordt, waardoor de vraag naar waterstof voor zwaar wegtransport iets af kan nemen. Licht vrachtvervoer en auto's zijn in TNO 2022 volledig geëlektrificeerd in 2050. iNET 2023 gaat uit van een iets meer gevarieerde mix van wegvervoer. Hierin is ook een rol weggelegd voor biogene en waterstofenergiedragers. Het Internationale Handel-scenario vormt hierin een uitschieter met 40% waterstof in vrachtvervoer op de weg en 25% voor personenvervoer.

Internationaal transport

TNO 2022 en iNET 2023 gaan verschillend om met bunkers. In TNO 2022 zijn de bunkers volledig meegenomen in de modellering. In 2050 leidt dat tot 213 PJ (Adapt) en 148 PJ (Transform) voor luchtvaart en 551 PJ (Adapt) en 396 PJ (Transform) voor scheepvaart. Internationale lucht- en scheepvaart zijn geen onderdeel van de ETM-scenario's van iNET 2023. Er wordt aangenomen dat de behoefte aan internationaal transport/bunkers gelijk blijft aan het heden. In de scenario's Decentrale Initiatieven en Internationale Handel wordt aangenomen dat de energievraag van bunkers volledig ingevuld wordt met import. In de scenario's Nationaal Leiderschap en Europese Integratie wordt een deel van de vraag voor bunkers ingevuld met binnenlands geproduceerde synfuels. Het energieverbruik voor productie van synfuels is 300 PJ in Nationaal Leiderschap en 100 PJ in Europese Integratie. Dit voorziet dus niet in de gehele energievraag van de internationale transportsector.

Figuur 17 Brandstoffenmix in luchtvaart- (links) en scheepvaartsector (rechts)- TNO 2022 (Engelse versie, p57/58)



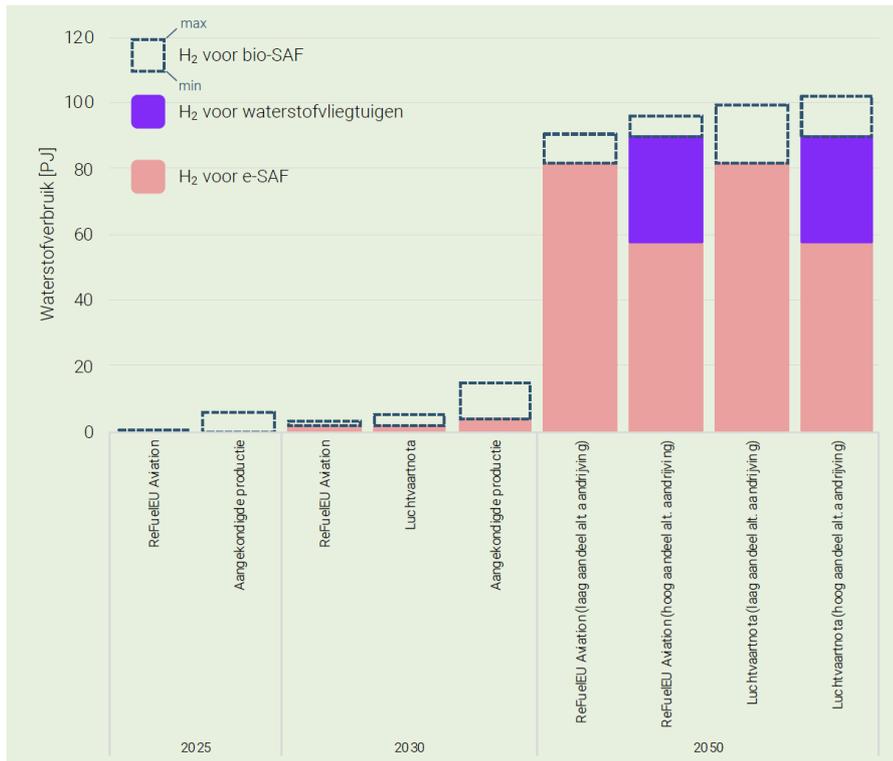
Luchtvaart

Nederland heeft met een aandeel van ongeveer 50% in West-Europa een sleutelrol in de productie van en handel in kerosine. Ondanks de grote energievraag van de luchtvaartsector (15% van de transportsector) gelden er geen verplichtingen voor het gebruik van hernieuwbare luchtvaartbrandstoffen en weegt de uitstoot van broeikasgassen niet mee voor de aan Nederland toe te rekenen klimaatemissies door het internationale karakter.

In juli 2021 publiceerde de Europese Commissie een voorstel voor een verordening om te zorgen voor een gelijk speelveld voor duurzaam luchtvervoer (ReFuelEU Aviation) als onderdeel van de Green New Deal (Fit-for-55). ReFuelEU Aviation verplicht minimale volume-aandelen van Sustainable Aviation Fuels (SAF), die elke 5 jaar stapsgewijs omhooggaan voor de periode tussen 2025 en 2050. Volgens de verordening moet in 2050 63% van de luchtvaartbrandstoffen SAF zijn, waarvan 28 % synthetische SAF (e-SAF). Daarnaast kwam het Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat in november 2020 met de Luchtvaartnota, waarin nog ambitieuzere klimaatdoelstellingen zijn gesteld. Ondanks dat deze nota geen harde bijmengverplichting voorschrijft, streeft het naar een SAF-aandeel van 14% van alle vliegtuigbrandstoffen in 2030 en 100% in 2050.

Studio Gear Up 2022 heeft uitgezocht hoeveel waterstof nodig is voor de raffinage van duurzame vliegtuigbrandstoffen om in 2050 te voldoen aan ReFuelEU Aviation verordening en de luchtvaartnota. De studie gaat hierbij uit van een totale energievraag van de luchtvaart in Nederland van 179 PJ in 2030 en 175 PJ in 2050. Dit is gebaseerd op het EU Reference Scenario 2020 en in lijn met de PBL KEV2021. Om te voldoen aan de normen van ReFuelEU Aviation en de luchtvaartnota is in 2030 in totaal respectievelijk 3,2 PJ (waarvan in ieder geval 2,1 PJ hernieuwbaar) en 5,4 PJ waterstof nodig. Door hoge e-SAF mandaten in ReFuelEU Aviation zal de benodigde waterstof-input voor SAF in 2050 oplopen 82 tot 102 PJ. Voor deze volumes schat Studio Gear Up 2022 in dat, uitgaande van wind op zee, 9,3 tot 11,6 GW aan hernieuwbare elektriciteitsopwekking nodig zal zijn. Indien Nederland deze SAF zelf gaat produceren, neemt dit al snel 5% van de totale hernieuwbare elektriciteitsopwekking in 2050 in beslag. De waterstof of SAF kan uiteraard ook in het buitenland worden geproduceerd en geïmporteerd worden.

Voor de totale energievraag van de luchtvaartsector liggen Studio Gear Up 2022 en TNO 2022 aardig in lijn. Adapt zit ~25 PJ hoger (2030: 204 PJ en 2050: 213 PJ), terwijl Transform (2030: 204 PJ en 2050: 148 PJ) in 2050 ~30 PJ lager uitkomt dan Studio Gear Up 2022. De lagere uitkomst in Transform komt door de aanname dat verregaande gedragsverandering rondom vliegen plaatsvinden. Qua luchtvaartbrandstoffen laat TNO 2022 een ander beeld zien dan Studio Gear Up. De kostenoptimalisatie van TNO 2022 geeft de voorkeur aan het gebruik van biokerosine voor de luchtvaartsector en zet niet tot nauwelijks in op synthetische kerosine. Dit komt doordat de productie van biokerosine goedkoper is en doordat CO₂ die afgevangen wordt tijdens de productie tot negatieve emissies leidt (in Adapt) of gebruikt wordt voor de productie van High Value Chemicals (in Transform).



Figuur 18 Waterstofverbruik om aan RePoweredEU en de Luchtvaartnota te voldoen - Studio Gear Up 2022

Interessant om op te merken is dat TNO 2022 met inzet van fossiele kerosine en biokerosine niet in lijn is met de e-SAF mandaten uit ReFuelEU. TNO 2022 gaat enkel uit van emissiereductiedoelen (50% Adapt en 95% Transform) en niet van voorschriften op in te zetten brandstoffen. De grote inzet van biokerosine maakt de beschikbaarheid van biomassa cruciaal. Deze zal grotendeels moeten worden geïmporteerd. TNO 2022 gaat ervan uit dat inzet van biomassa voor luchtvaart mogelijk wordt. Dit gebeurt mede door een verschuiving van biomassa van wegtransport naar lucht- en scheepvaart door significante elektrificatie van wegtransport.

Scheepvaart

In TNO 2022 neemt de energievraag van de internationale scheepvaart richting 2050 in het scenario Adapt toe van 472 naar 551 PJ (gebaseerd op KEV2020-projecties). In het scenario Transform neemt de vraag af door verregaande gedragswijziging m.b.t. consumptie van overzeese producten (naar 396 PJ). Los van een afname/toename van de energievraag wordt in beide scenario's een significante afname van broeikasgasemissies verwacht door efficiëntieverbeteringen in deze sector. Het scenario Adapt heeft een emissiereductiedoel van slechts 50%, waardoor in dit scenario het overgrote deel van de brandstofmix nog ingevuld kan worden met fossiel LNG. Fossiel LNG lijkt hier goedkoper dan de hernieuwbare opties. Het reductiedoel voor Transform (95%) maakt dat synthetische LNG massaal wordt ingezet, samen met een klein deel bio-LNG en andere biobrandstoffen. Ook in dit scenario blijft een klein deel (~40 PJ) fossiel over. Met de FuelEU Zeevaart⁴ is de emissiereductiedoelstelling voor schepen van meer dan 5.000 ton die Europese havens aandoen 80% t.o.v. 2020 voor doeljaar 2050.

De Maritime Forecast 2050 (DNV 2022) gaat uitvoerig in op de verschillende opties voor brandstoffenmix en technologieën in 2050, maar maakt geen onderscheid in hoe waarschijnlijk deze eindbeelden zijn. Vier brandstoffenfamilies worden onderscheiden: fossiel, biobrandstoffen, e-fuels en blauwe brandstoffen (fossiel+CCS). Het zwaartepunt van de brandstoffenmix wordt in 24 scenario's gevarieerd. De studie veronderstelt beperkte inzet van elektriciteit, dat nog veel koolstofhoudende brandstoffen als LNG en methanol nodig zullen zijn, al dan niet biogeen en dat de rol van ammoniak relatief onzeker is. DNV geeft al met al geen concrete aanknopingspunten voor een duiding of vergelijking. De onzekerheid die DNV schetst kan echter wel als kanttekening geplaatst worden bij de aannames over import van energiedragers voor bunkers in scenario's als Transform uit TNO 2022, waar vooral op één route wordt ingezet.

⁴ <https://www.consilium.europa.eu/nl/infographics/fit-for-55-refueeu-and-fueeu/>

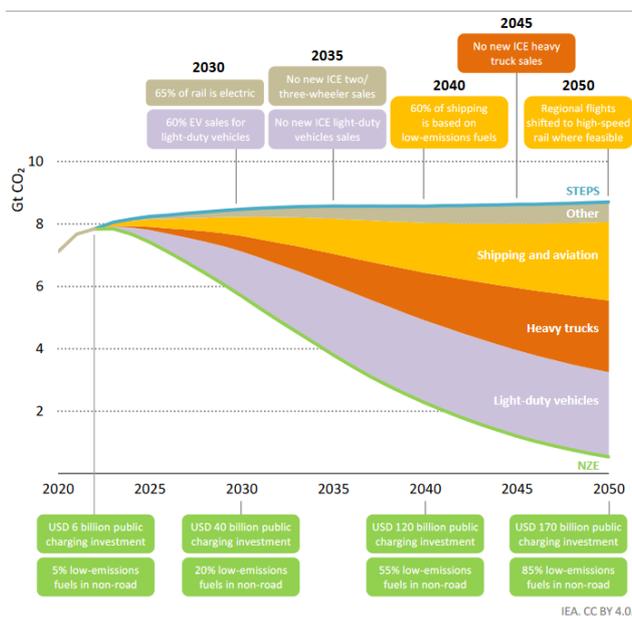
Internationale context

De World Energy Outlook (IEA 2022) is een scenariostudie met een wereldwijde scope. Het Net Zero Emission (NZE) scenario uit deze studie bevat twee hoofdveranderingen voor de transportsector:

- Wegtransport: overschakelen op elektriciteit en een klein deel waterstof voor wegtransport.
- Luchtvaart en scheepvaart: inmenging en direct gebruik van biobrandstoffen en waterstof en op waterstof gebaseerde brandstoffen.

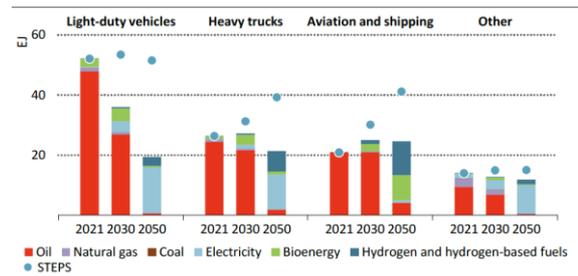
De IEA voorziet dus nauwelijks direct eindverbruik van biomassa voor binnenlands transport. Dit is strijdig met het scenario Europese Integratie uit INET 2023 dat een rol voor biomassa ziet in zwaar wegtransport en een grotere rol voor biomassa in de scheepvaart voorziet dan de IEA. De studie TNO 2022 voorziet in de scenario's Adapt en Transform met name in de binnenlandse scheepvaart een grotere rol voor biomassa dan het Net Zero Emission scenario van de IEA. Daarmee kan worden geconcludeerd dat er geen eenduidig beeld heerst over de rol van biomassa in de transportsector.

Figure 3.13 Emissions reductions and key milestones in transport in the NZE Scenario relative to the STEPS, 2020-2050



Electrification of road transport and rail brings rapid and massive emissions reductions; behavioural changes and low-emissions fuels are key in aviation and shipping

Figure 3.14 Final energy consumption in transport by source and mode in the NZE Scenario, 2021-2050



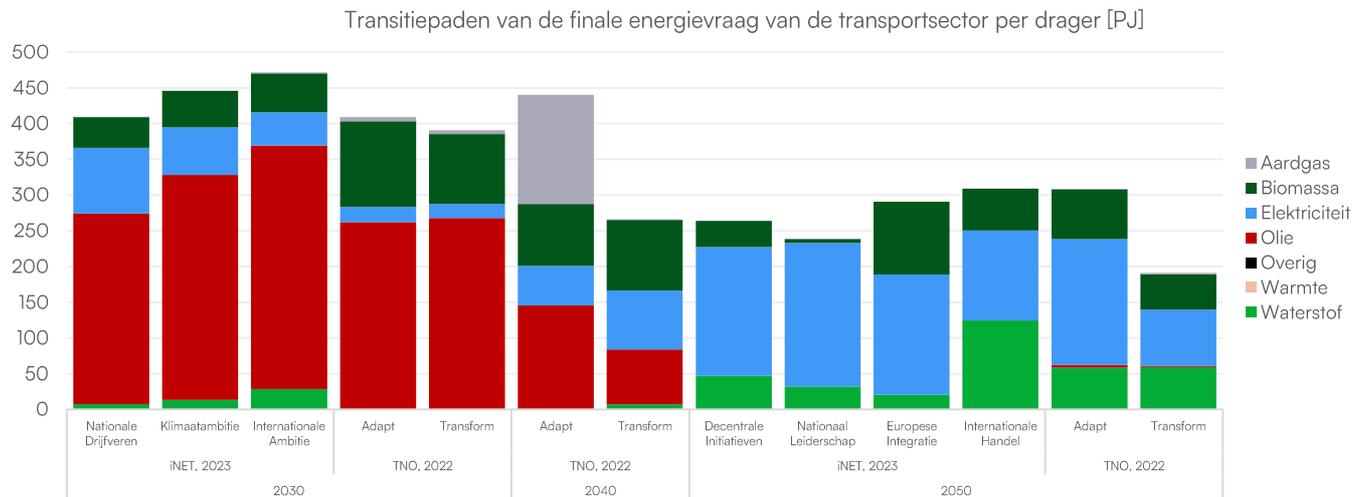
Direct electricity use is key to decarbonising road transport and rail; hydrogen and hydrogen-based fuels play a major role in aviation and shipping

Figuur 19 Emissiereducties van transport en bijbehorende milestones (links) en finaal gebruik (rechts) in het Net Zero Emission scenario (IEA 2022)

Aandachtspunten bij grafieken en geanalyseerde studies

- De waterstofvraag van binnenlands transport laat zich slecht vergelijken met ketenstudies. Er worden in de sectorstudies geen kwantitatieve prognoses op sectorniveau gegeven. Waterstofrijke Energiedragers (Arcadis 2023) maakt geen onderscheid tussen nationaal en internationaal transport. De waterstofvraag in uitrolpaden Waterstof (Kalavasta 2020) is gebaseerd op de eerste editie van II3050 (INET 2021) en heeft geen eigen vraagscenario's gemaakt. Kalavasta 2020 is daarom niet meegenomen in de analyse.
- Het valt op dat er voor Nederland naast de systeemstudies geen sectorale scenariostudies over 2050 beschikbaar zijn. Er zijn slechts enkele specifieke studies. Een voorbeeld hiervan is KIM 2022 waarin efficiënties, kosten en ruimtegebruik van verschillende energieketens voor mobiliteit uiteen worden gezet.
- Het aantal openbaar beschikbare internationale studies over transport is ook beperkt. Bloomberg heeft relevante rapporten gepubliceerd, maar deze zijn niet openbaar beschikbaar. De trendrapporten van IEA zijn vooral historisch of kijken slechts tot 2030.
- In geen van de bekeken studies wordt een (grote) verandering van modaliteit verondersteld. Mogelijk is dit een blinde vlek van de studies.

Verschillen, overeenkomsten en duiding transitiepaden



Figuur 20 Transitiepaden van de finale energievraag van de transportsector per drager [PJ]

De transportsector verschuift van een door fossiele brandstoffen aangedreven sector naar een sector op basis van elektriciteit, biomassa en waterstof. Deze laatste twee lijken al in 2030 in beeld terwijl waterstof pas richting 2050 een significante bijdrage gaat leveren aan de verduurzaming van deze sector. De inzet van deze drie bronnen verschilt per deelsector.

Wegtransport

In de studie iNET 2023 varieert de rol van waterstof in wegtransport per scenario. Voor voertuigen voor personenvervoer en licht vrachtvervoer gaan de scenario's Decentrale Initiatieven en Nationaal Leiderschap uit van 100% elektrische aandrijving. De scenario's Europese Integratie en Internationale handel rekenen met respectievelijk 10% en 25% door waterstof aangedreven voertuigen. Voor zwaardere voertuigen ligt het aandeel waterstof hoger: bussen (0% tot 40%) en zwaar vrachtvervoer (0% tot 50%). Het scenario Internationale Handel gaat uit van de meest diverse energiemix in de wegtransport. Zo wordt bijvoorbeeld voor zwaar wegtransport uitgegaan van een 30% elektrische aandrijving, 50% waterstof en 20% biobrandstoffen. Figuur 20 laat zien dat in het scenario Adapt van TNO, in 2040 compressed natural gas (CNG) ongeveer een derde van het finaal gebruik van de transportsector omvat. In 2050 is in beide scenario's het binnenlandse personenvervoer en licht wegtransport nagenoeg helemaal geëlektrificeerd. Vrachtauto's blijven tot 2040 nog grotendeels fossiele brandstoffen gebruiken en schakelen daarna over op waterstof aangedreven voertuigen. De uitschieter van CNG in 2040 komt doordat het model waarmee TNO 2022 werkt zeer gevoelig is voor gas prijzen. In 2040 is gas goedkoper dan het hernieuwbare alternatief. Vanuit een transitiepaden gedacht lijkt het niet realistisch dat CNG in 20 jaar tijd van nul naar een derde eindgebruik en weer terug naar nul zal gaan.

In de transitiepaden van de systeemstudies valt op dat waterstof pas in 2050 een significante rol speelt in de transportsector. Vanuit het energiesysteem bezien lijkt dat logisch. Transport is namelijk niet de eerste sector waar beschikbare waterstof heen gaat. Ook moet de waterstof (laad)infrastructuur wijd verspreid zijn voordat waterstof een significante rol kan spelen in de transportsector. Het is de vraag of de auto-industrie tussen 2040 en 2050 een grote ontwikkeling richting waterstof gaat maken als richting 2040 een transitie richting elektrisch rijden is doorgemaakt. Voor licht transport inclusief personenvervoer komt het eindbeeld voor 2050 in de beschouwde scenario's aardig overeen. Voor zwaarder wegtransport is het transitiepad richting 2050 meer onzeker en wordt per scenario met een andere energiemix gerekend.

Luchtvaart en scheepvaart

Zowel schepen als vliegtuigen hebben een lange levensduur. Dat betekent dat huidige investeringen een grote invloed zullen hebben op het transitiepad van deze sectoren. Een gedegen plan (en zekerheid over beschikbaarheid van hernieuwbare brandstof op een later moment) is nodig om te zorgen dat geïnvesteerd wordt in voertuigen die gebruik kunnen maken van hernieuwbare brandstoffen en het infasieren hiervan. In de systeemstudies wordt hier geen aandacht aan besteedt. Een groot deel van de huidige schepen is minder dan 10 jaar oud (>60% van bulkcarriers, 33% van olietankers en 36% van containerschepen) (CE Delft 2022) en de van de schepen die gebouwd worden is slechts een klein deel geschikt voor alternatieve brandstoffen (zie Figuur 21). Nieuwe schepen moeten dus ontworpen worden zodat ze over kunnen schakelen naar nul-emissiebrandstoffen, om afschrijvingen op fossiel-aangedreven schepen te voorkomen. IEA 2022 geeft aan dat corporate investeringen in R&D van koolstofvrije brandstoftechnologieën moet versnellen, waarbij de industrie schat dat 5 miljard dollar nodig is om deze alternatieve technologieën naar pre-commercial deployment te krijgen. In de studies iNET 2023 en TNO 2022 wordt geen rekening gehouden met de kosten van nieuwe schepen en vliegtuigen. Dit is een aandachtspunt voor beleidsontwikkeling.



Figuur 21 Huidig aandeel (te bouwen) schepen met alternatieve brandstoffen, uitgedrukt als percentage van scheepsvolume (Maritime Forecast 2050, DNV 2022)

3.2.3 Industrie

De industrie vertegenwoordigt ongeveer 50% van het energieverbruik en is daarmee een belangrijke sector voor de energietransitie. In deze paragraaf worden hoofdzakelijk iNET2023, TNO 2022 en Guidehouse 2023 met elkaar vergeleken. Guidehouse heeft ten behoeve van het Programma Verduurzaming Industrie een scenariostudie uitgevoerd waarin voor 3 ontwikkelpaden richting 2050 zijn geformuleerd voor de 5 grootste industrieclusters en -sectoren. Een absolute kwantitatieve vergelijking tussen Guidehouse 2023 en de systeemstudies is lastig te maken (zie kader). Wij behandelen hier enkele opvallende punten met betrekking tot de totale energievraag van de sector als geheel. De verdere duiding van totaal energieverbruik van 2050 omvat alleen TNO 2022 en iNET 2023. Vervolgens wordt de landenvergelijking van Boot 2022 kort geciteerd voor het verschaffen van internationale context. Aan het einde van deze paragraaf wordt Guidehouse 2023 op subsectorniveau kwalitatief uitgezet tegen TNO 2022 en iNET.

Aandachtspunten bij grafieken en geanalyseerde studies

Guidehouse 2023

- Kijkt naar 5 sectoren (staal, ammonia, plastics, methanol, brandstoffen) binnen 5 clusters (Chemelot, Noord-Nederland, Noordzeekanaalgebied, Rotterdam-Moerdijk, Zeeland). Overige industrieën zoals overige metalen, glas, keramiek en papier en andere industrieclusters zijn niet meegenomen.
- De scope is gelimiteerd tot een beperkt aantal productieprocessen voor basismaterialen en halfproducten. Verwerking tot eindproducten is niet meegenomen, wat bijvoorbeeld betekent dat wel naar ammoniakproductie wordt gekeken maar dat kunstmestproductie buiten beschouwing gelaten wordt.
- Presenteert enkel de resultante elektriciteits- en waterstofvraag. Bijbehorende grondstoffenvraag is wel in het model opgenomen, maar daarover wordt vanwege de scope van de studie niet over gerapporteerd.
- Het is onbekend hoe groot het aandeel van deze industrieën/clusters is in het totale Nederlandse industriële verbruik. De auteurs van Guidehouse 2023 merken dan ook op: "Door verschil in scope zijn de resultaten niet direct vergelijkbaar met CES projecties".
- Gaat uit van huidige productielocaties voor de verschillende sectoren, vervangen door duurzame productie. Input voor de ontwikkelopties is, o.a. gebaseerd op CES, bedrijfsstrategieën, marktontwikkeling, expert analyse.
- Brandstoffenproductie onderdeel van het finale energieverbruik van de industrie. In het hier getoonde verbruik van iNET 2023 en TNO 2022 is dit niet het geval.

iNET 2023

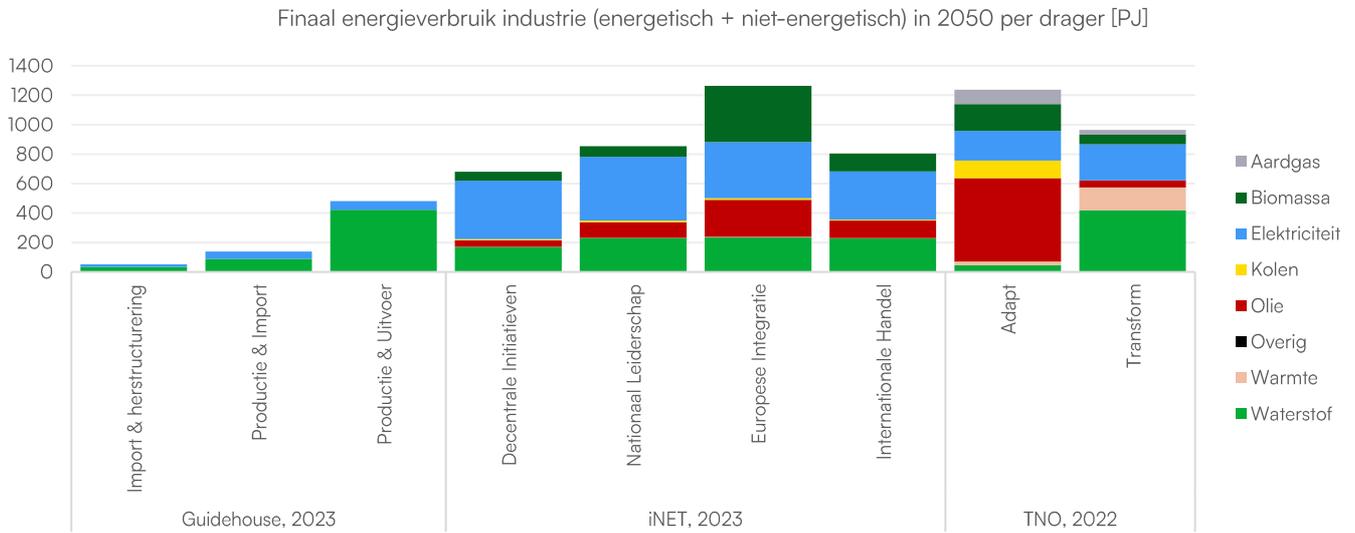
- Input op onderdeel industrie is het resultaat van stakeholdersessies uitgewerkt tot Carbon Transition Model (CTM) scenario's
- Het totale energetische verbruik van de industrie, zoals gepresenteerd in de iNET 2023 ETM-scenario's, is de grafieken van deze sectie bewerkt. Een deel van het door iNET 2023 opgegeven energetisch verbruik is voor productie van syngas.
- Om directe vergelijking van iNET 2023 met TNO 2023 mogelijk te maken hebben we dit deel in deze paragraaf uit het energetisch eindgebruik gehaald.
- In deze Metastudie hebben wij aangenomen dat de syngasproductie volledig voor bunkerbrandstoffen wordt gebruikt. Verbruik voor bunkers wordt behandeld in sectie 3.2.2.

TNO 2023

- De scenario's zijn een economische optimalisatie binnen bepaalde beperkingen en randvoorwaarden.
- Er wordt aangenomen dat in Adapt de industriële productie en economische structuur min of meer gelijk blijven tot 2050 met wat optimalisatie en aanpassingen in het energiesysteem en de industrie. De industrie groeit met gemiddeld 0,3% per jaar. Er is veel ruimte voor CCS. Structurele veranderingen kunnen na 2050 nog plaatsvinden. Voor de plasticiteit wordt de keuze tussen circulaire input en 'virgin' input geoptimaliseerd.
- In Transform wordt aangenomen dat het energiesysteem drastisch verandert, de energie-intensieve energie vervangen wordt en dat energiegebruik, productie en bijbehorende emissies in de industrie afnemen. De industrie krimpt met gemiddeld 0,9% per jaar. Er is beperkt ruimte voor CCS. Voor de plasticiteit wordt de keuze tussen circulaire input en 'virgin' input geoptimaliseerd.

Verschillen, overeenkomsten en duiding 2050

Totaal energieverbruik (inclusief Guidehouse 2023)



Figuur 22 Finaal energieverbruik industrie (energetisch + niet-energetisch) in 2050 per drager [PJ]

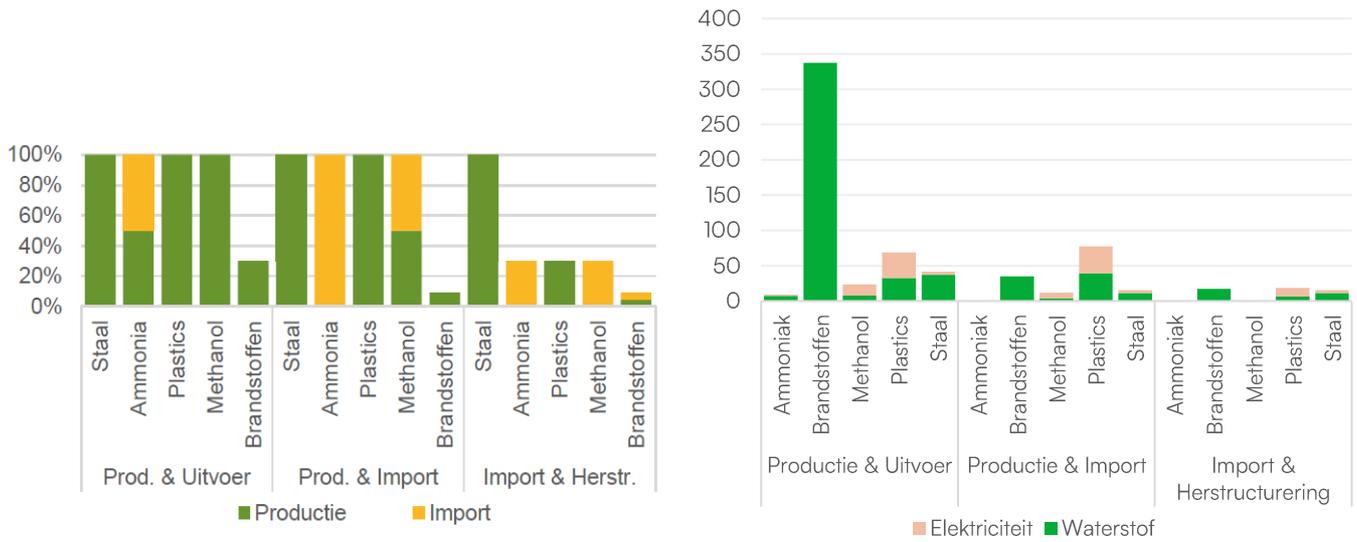
Zoals toegelicht in bovenstaand kader is een directe vergelijking tussen Guidehouse 2023 en iNET 2023 en TNO 2022 door verschil in scope niet mogelijk. Om toch een beeld te geven van hoe de uitkomsten van Guidehouse zich verhouden tot iNET 2023 en TNO22 toont Figuur 22 is het finaal energieverbruik voor de industriesector voor doeljaar 2050. Het relatief kleine finale verbruik van Guidehouse 2023 ten opzichte van de systeemstudies iNET 2023 en TNO 2022 in Figuur 22 is grotendeels te wijten aan de beperktere geografische, sectorale en energiedrager scope van Guidehouse 2023 (zie kader hierboven).

Daarnaast valt het op dat er in Guidehouse 2023 relatief meer waterstof dan elektriciteit verbruikt wordt. In de systeemstudies iNET 2023 en TNO 2022 is dit juist andersom. Dit komt mogelijk voort uit het feit dat in Guidehouse 2023 waterstof-intensieve brandstoffenproductie wél onder totaal energieverbruik van de energie is geschaard. Dit is geen onderdeel van het in Figuur 22 getoonde energieverbruik van iNET en TNO 2022. Daarnaast kijkt Guidehouse 2023 enkel naar de productie van basisproducten. Hierbij wordt het energetisch verbruik van verdere verwerking tot basisproducten tot eindproducten buiten beschouwing gelaten. Het aandeel energetisch verbruik, waarin elektriciteitsverbruik juist domineert over waterstofverbruik, is in de systeemstudies (aanzienlijk) groter dan het niet-energetische verbruik (feedstock), zie Figuur 24.

Figuur 23 (links) laat zien dat bij het scenario Import & Herstructurering uit Guidehouse 2023 als vuistregel 30% sectoromvang aangehouden is (staal uitgezonderd) en dat voor brandstoffen een fors verminderde vraag verwacht wordt. Het scenario Productie & Uitvoer gaat uit van een productieniveau van 29% (t.o.v. huidig), waarbij Nederland het huidige EU-marktaandeel (30%) in hernieuwbare synthetische en biobrandstoffen in handen houdt. In Productie & Import en Import & Herstructurering daalt de binnenlandse productie van brandstoffen nog verder, naar respectievelijk 10 en 4%.

Aandachtspunten bij grafieken en geanalyseerde studies

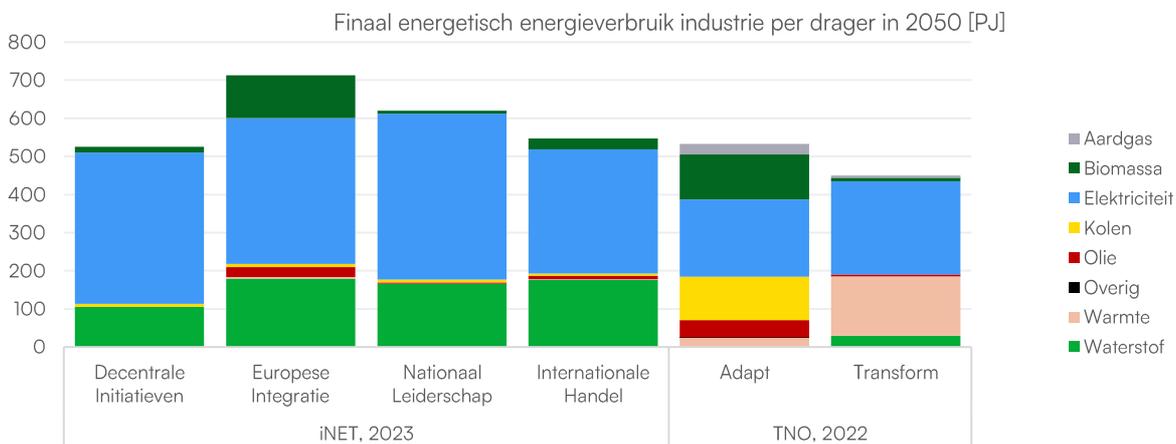
- In TNO 2022 wordt omgevingswarmte getoond in de categorie warmte. iNET 2023 neemt in de categorie warmte alleen warm water (via warmtenetten mee).
- De olie in iNET 2023 is (deels) biomassa / pyrolyse olie.
- In Guidehouse 2023 is brandstoffenproductie onderdeel van het finale energieverbruik van de industrie. In het hier getoonde verbruik van iNET 2023 en TNO 2022 is dit niet het geval.



Figuur 23 Productieniveaus [%] t.o.v. huidig en waterstof- en elektriciteitsbehoefte [PJ] per sector in 2050 volgens Guidehouse 2023.

In Figuur 23 (rechts) is te zien dat juist deze brandstoffenproductie in grote mate bepalend is voor de totale energievraag, specifiek in de vorm van waterstofbehoefte. De productie van methanol en ammoniak hebben door een lagere energievraag en import weinig impact op het totaal. Ook de absolute verschillen in energievraag door de productie van plastic en staal tussen de scenario's zijn vele malen kleiner dan die van de brandstoffenproductie. De aannames rondom brandstoffen vertalen zich dus door in grote relatieve verschillen in finaal energieverbruik van de 5 sectoren samen (Figuur 24). Deze relatieve verschillen tussen de scenario's zijn opvallend veel groter dan in INET 2023 en TNO 2022, maar dit is een vertekend beeld omdat brandstoffenproductie in deze sectie voor deze studies niet is meegerekend onder verbruik van de industrie.

Finaal energetisch verbruik



Figuur 24 Finaal energetisch energieverbruik van de industriesector in 2050 per drager [PJ]

In het finaal energetisch verbruik valt meteen op dat er significant meer waterstof wordt gebruikt in iNET 2023 dan in TNO 2022. In TNO 2022 gaat het overgrote deel van de geproduceerde waterstof naar de productie van chemicaliën en synfuels (zie paragraaf 0) en wordt waterstof nauwelijks ingezet voor energetisch verbruik in de industrie. Na elektriciteit spelen biomassa en restgassen (Adapt) en omgevingswarmte (Transform) een belangrijke rol in het leveren van proceswarmte (p77/88, TNO 2022). Ook in iNET 2023 bestaat het energetisch verbruik voor meer dan de helft uit elektriciteit, maar in tegenstelling tot TNO 2022 wordt het resterende deel grotendeels ingevuld door waterstof. 70 - 80% van de waterstof in industrie wordt in deze studie energetisch ingezet, vrijwel volledig in raffinaderijen en de metaalsector. De industriële inzet van waterstof in iNET 2023 komt voort uit het CTM⁵; onderliggende aannames die leiden tot de grootschalige energetische inzet van waterstof in de industrie hebben we niet kunnen achterhalen. Het scenario Adapt blijft onder de doelstelling van Routekaart Elektrificatie om 60% van het energiegebruik elektrisch in te vullen.

Naast het waterstofverbruik zijn er nog significante verschillen waar te nemen in het totale energetische verbruik tussen de scenario's en studies. In iNET 2023 Decentrale Initiatieven en Internationale Handel wordt uitgegaan van een grote afname van de energie-intensieve industrie door vertrek naar het Midden-Oosten, Azië en Afrika. Nationaal Leiderschap en Europese Integratie houden daar respectievelijk een "positief" en "neutraal" perspectief op na, en gaan ervan uit dat de grote industrie in grotere mate behouden blijft. Voor Adapt is het uitgangspunt dat de industriële productie min of meer gelijk blijft, terwijl Transform uitgaat van minder energie-intensieve industrie en andere productieprocessen (p14/88 TNO 2022). In Guidehouse 2023 wordt geen onderscheid gemaakt tussen energetisch en niet-energetisch verbruik van waterstof. Voor wat betreft de sectoromvang variëren de scenarioaannames in deze studie sterk: van behoud van hoge industriële productie en export naar omliggende landen in Productie & Uitvoer, tot enkel productie voor eigen gebruik met reducties van 70% van het huidige productieniveau (voor ammonia, plastics en methanol) in Import & Herstructurering, zie Figuur 23.

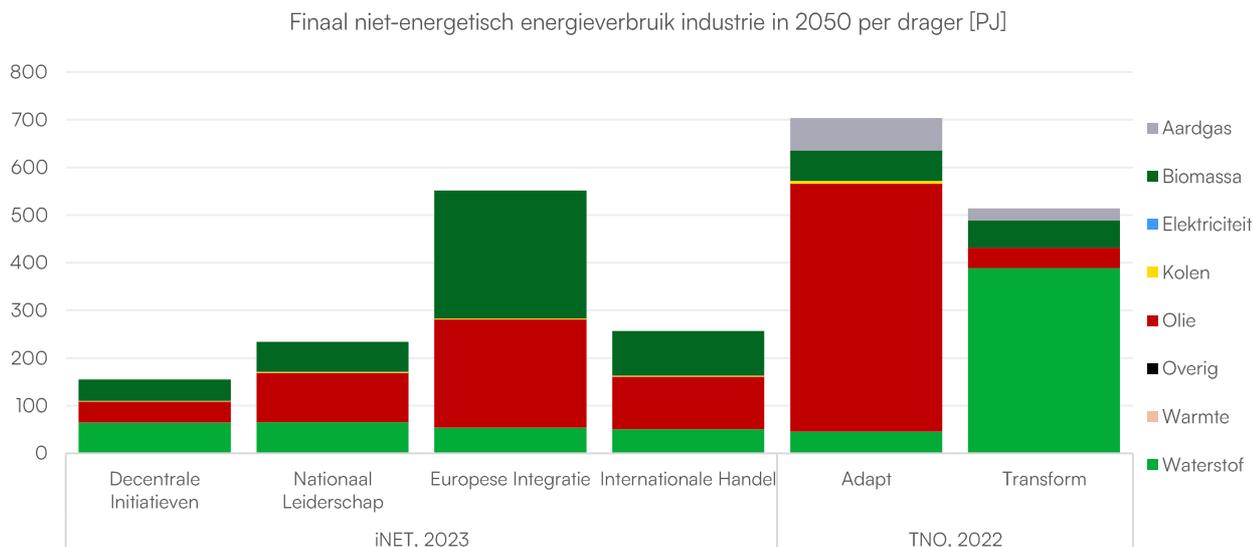
In alle scenario's van TNO 2022 en iNET 2023 is sprake van verregaande elektrificatie. De hoeveelheid elektriciteitsgebruik is significant groter voor de iNET 2023 scenario's dan voor TNO 2022. Voor Adapt is dat mogelijk te verklaren door de inzet van fossiele energiedragers en biomassa. Voor Transform geldt behalve een grote elektrificatie een reductie in energiegebruik voor industrie, waardoor elektriciteitsgebruik kleiner is. In TNO 2022 scenario Adapt maken kolen een relatief groot deel uit van energetische energievraag. Dit komt doordat in Adapt staal wordt geproduceerd via de hoogovenroute met CCS. In Transform wordt staal in 2050 gemaakt via een ijzererts elektrolytisch proces. In de iNET 2023 scenario's vindt staalproductie plaats via de DRI-route op basis van waterstof.

Hoewel de primaire vraag naar biomassa (voor alle sectoren tezamen) in Adapt en Transform niet erg ver uit elkaar liggen, wordt in Adapt significant meer biomassa gebruikt voor energetisch gebruik in de industrie (12% Adapt, 1% Transform, zie 3.2.3). Dit komt hoofdzakelijk doordat Transform ambitieuzere emissiereductiedoelstellingen voor internationale scheep- en luchtvaart heeft en dat daar meer biomassa naartoe gaat. iNET 2023 heeft in het scenario Europese Integratie de grootste rol voor biomassa. Voor industrie uit zich at in een grote stroom groengas naar de industrie en een hoger aandeel biomassa in energetisch verbruik (112 PJ).

In TNO 2022 speelt warmte als drager een significante rol in het energetisch verbruik van de industrie. Deze warmte in TNO 2022 is voornamelijk omgevingswarmte die wordt benut door warmtepompen (zie Figuur 6.3 van TNO 2022 EN en het kader op pagina 48).

⁵ De industriedata in de ETM-scenario's van iNET 2023 komen uit het Carbon Transition Model (CTM) en zijn het resultaat van stakeholder sessies waarin toekomstbeelden voor de Nederlandse industrie in detail en op site niveau zijn uitgewerkt. De bijbehorende CTM-scenario's zijn echter niet openbaar.

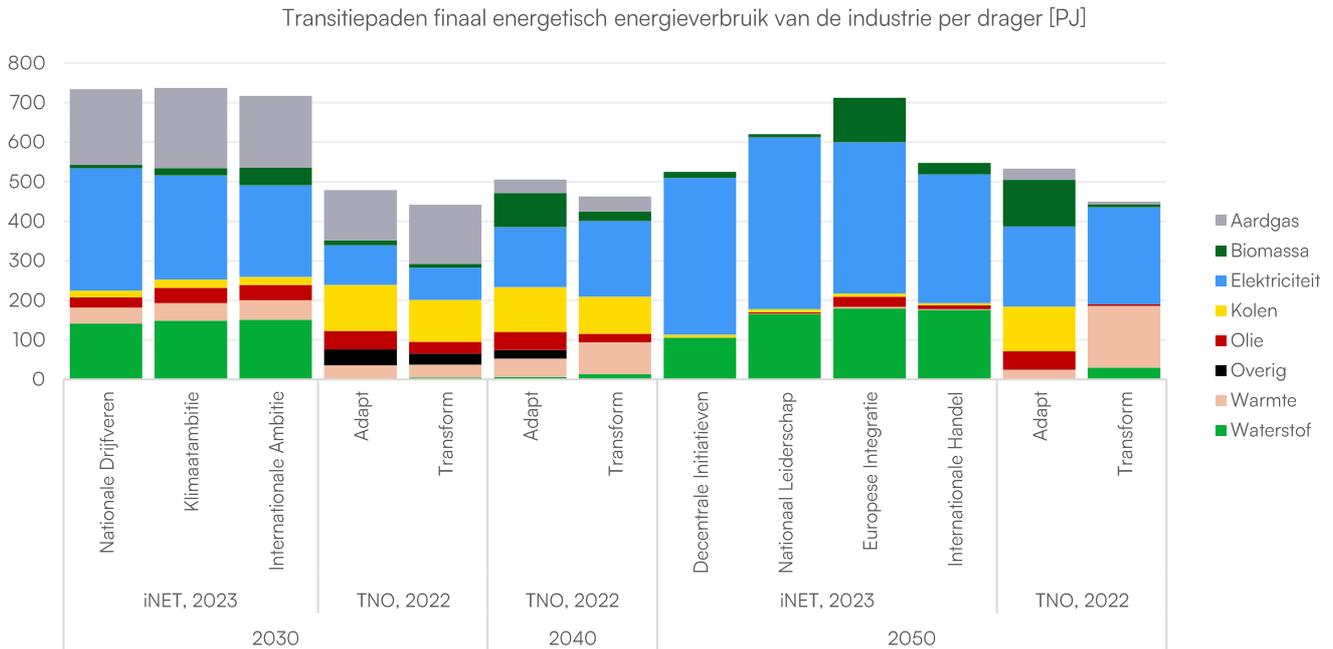
Finaal verbruik niet-energetisch



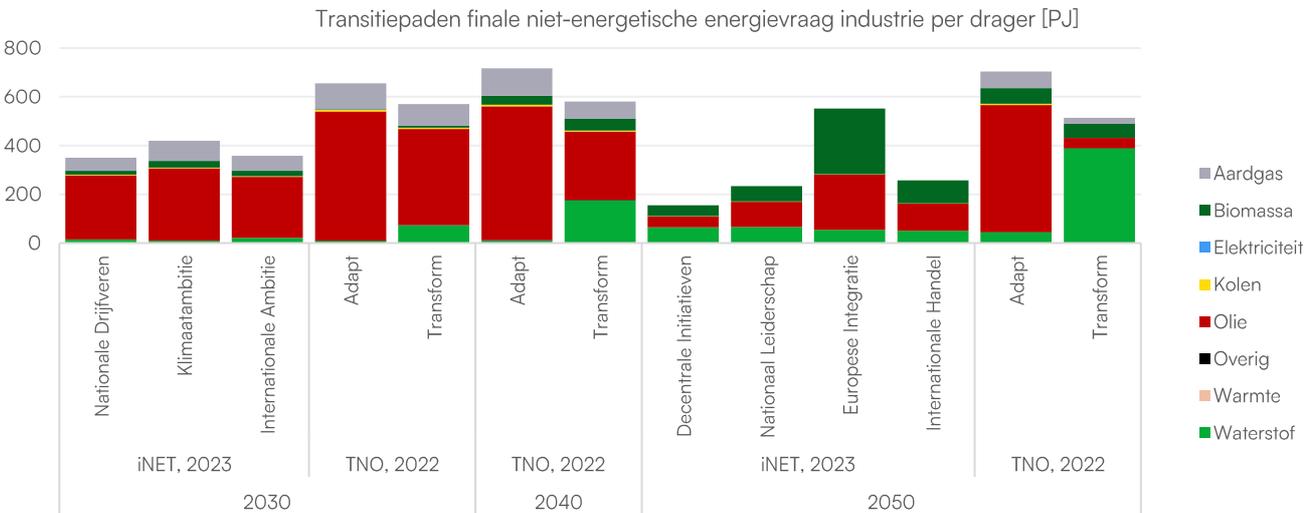
Figuur 25 Finaal niet-energetisch energieverbruik industrie in 2050 per drager [PJ]

Als het niet-energetische verbruik van de industrie in 2050 voor de verschillende scenario's van iNET 2023 en TNO 2022 met elkaar wordt vergeleken, valt zowel het verschil in omvang als het verschil in de samenstelling (energiebronnen) op. In TNO 2022 scenario Transform wordt industriële feedstock vrijwel volledig ingevuld met methanol dat in Figuur 25 is opgenomen als waterstof. In het TNO 2022 scenario Adapt wordt industriële feedstock hoofdzakelijk ingevuld met geïmporteerde olieproducten. Een verklaring voor dit verschil is dat het Transform scenario een substantiële verplaatsing laat zien van het conventionele stoomkraken naar High Value Chemicals (HVC-)productie uit synthetische methanol (methanol gemaakt van waterstof en CO₂) (p64/88 TNO 2022). De benodigde koolstof wordt in TNO 2022 deels gewonnen uit afval (als pyrolyse olie uit plastic). Er is aangenomen dat gerecyclede pyrolyse olie met nafta in stoomkrakers kan worden ingevoerd. 10% in Adapt 2050 en 30% in Transform 2050. Om het benodigde afval beschikbaar te krijgen is aangenomen dat in Adapt 2050 50% van plastic gerecycled wordt. In Transform is 100% recycling aangenomen (p62). Uit de ETM-scenario's van iNET 2023 is niet expliciet te halen welk deel van de olie pyrolyse olie is en wat de bron daarvan is.

Verschillen, overeenkomsten en duiding transitiepaden



Figuur 26 Transitiepaden finaal energetisch energieverbruik van de industrie per drager [PJ]. De categorie "overig" in TNO 2022 wordt volledig gevormd door restgassen.



Figuur 27 Transitiepaden finale niet-energetische energievraag industrie per drager [PJ]

Het energetisch energieverbruik van TNO 2022 voor 2030 is opvallend laag ten opzichte van de 2030-scenario's van iNET. Het grondstoffenverbruik van TNO 2022 is juist opvallend hoog voor de 2030-scenario's. TNO 2022 geeft aan dat toekomstig energieverbruik van industriële productie op KEV 2020 is gebaseerd maar treedt niet in detail over het afwijkende energetisch verbruik in 2030.

Het verschil in elektriciteitsgebruik (veel systemische impact) is enorm voor 2030, gemiddeld 180 PJ (TNO A&T 80 - 100 PJ, iNET 2023 232 - 310 PJ). Dit verschil in elektriciteitsgebruik is een belangrijk deel van de verklaring voor de lage totale elektriciteitsproductie van TNO 2022 in 2030 ten opzichte van die van iNET 2023- in 2030 (Figuur 39). Immers, industrie vormt in sommige scenario's tot wel 50% van de totale energievraag.

Analyse per industriector

De staalsector

Samenvatting huidige situatie in Guidehouse 2023: de staalmarkt in Europa groeit met zo'n ongeveer 1,5- 2% per jaar. De productie binnen de Europese Unie is niet voldoende waardoor er een oplopend handelstekort is. Er is dus een trend waarbij de EU steeds meer staal importeert. Door concurrentie vanuit Azië voorziet Guidehouse 2023 consolidatie en sluitingen omdat staal een relatief lage financieel rendement kent.

Guidehouse 2023 stelt *"Staalproductie is te verduurzamen met een combinatie van DRI (Direct Reduced Iron) en elektrische verwerking tot staal. Hierbij worden cokesproductie en hoogovens in stappen uitgefaseerd (...). Na een overgangsfase op aardgas zal er stapsgewijs waterstof bijgemengd worden met mogelijke rol CCS(U) tijdens de overgangsfase."*

Zowel Urgenda 2022 als iNET 2023 kiezen voor deze route, met als kanttekening dat alle deze scenario's (m.u.v. iNET 2023 Europese Integratie) uitgaan van een vermindering van de productievolumes. TNO 2022 Adapt gaat uit van een constant productievolume dat in 2050 op basis van kolen + CCS geschied. TNO 2022 Transform gaat uit van een directe elektrolytische route met tussen 2040 en 2050 een omslag van kolen + CCS naar elektrolytisch.

De vraag is echter of de productie van DRI-staal op basis van waterstof in Nederland in de toekomst concurrerend kan zijn. Guidehouse 2023 benoemt dat productiekosten 2 tot 3 keer hoger zullen zijn dan nu het geval is, mede door een hoge elektriciteitsprijs, maar dat het met een hoge CO₂-prijs mogelijk toch rendabel kan zijn. Het is in dit licht opvallend dat alle bekeken scenario's ervanuit gaan dat er in 2050 nog staal geproduceerd wordt in Nederland. Geen van de scenario's gaan uit van volledige sluiting.

Tata heeft al plannen het aandeel schrootmetaal te verhogen van 15-20% naar 30%. De vraag is of verdere vergroting van dit aandeel mogelijk is omdat Tata focust op productie van hoogwaardige staalproducten. Bij de import van DRI-ijzer is het de vraag of de lagere productiekosten voldoende opwegen tegen de hogere logistieke kosten.

Raffinage

Samenvatting huidige situatie in Guidehouse 2023: De raffinagesector in Nederland vormt zo'n 40% van de raffinagecapaciteit in Noordwest-Europa en is voornamelijk op export naar de EU gericht (80%). De sector is het begin van de grondstofketen en belangrijk voor energie-import en is daarmee belangrijk voor strategische autonomie en onmisbaar voor energie en grondstoffentransitie in Nederland en in het ARRRRA-cluster (Antwerpen-Rotterdam-Rijn-Ruhr-area). De producten van de raffinagesector worden voor een groot gedeelte gebruikt voor de productie van brandstoffen en hoogwaardige chemicaliën.

De raffinagesector zal ingrijpend veranderen. iNET voorziet in alle scenario's een krimp van deze sector richting 2050. Tot 2040 komt deze krimp voor de vier scenario's aardig met elkaar overeen. Door de productie van synfuels (uit duurzame koolstof en waterstof) vanaf 2040 in twee van de vier scenario's (Nationaal Leiderschap en Europese Integratie), blijft in deze scenario's een groter deel van de huidige raffinagesector in Nederland gevestigd. In de scenario's zonder productie van synfuels krimpt deze sector logischerwijs harder (Decentrale initiatieven en Internationale handel). Doordat voor de productie van synfuels vooral gebruik wordt gemaakt van geïmporteerde waterstof en elektriciteit, komt de impact van de raffinagesector op het energiesysteem in 2050 in de scenario's aardig overeen (zie eerdere analyses hierover in paragraaf 3.1).

De beschouwde studies (Guidehouse 2023, TNO2023 en iNET 2023) verwachten een daling van het brandstofverbruik door elektrificatie van het wegtransport. De verschillende scenario's schetsen een gevarieerd beeld wat betreft krimp of groei van het eindverbruik van brandstoffen in de internationale lucht- en scheepvaart (deze sector omvat 60% van de huidige Nederlandse brandstoffenconsumptie). Wat daarentegen in de meeste scenario's naar voren komt, is dat fossiele brandstoffen plaats maken voor low- of zero carbon fuels uit biomassa, afval en CO₂+H₂. De raffinaderijen spelen daarnaast een sleutelrol in de verduurzaming van grondstoffen in de chemie, o.a. door sterke integratie van de twee sectoren. ~20% van olie gaat momenteel naar chemische sector, waarvan het grootste deel nafta/lpg^o voor krakers is (Guidehouse 2023).

^o Liquefied Petroleum Gas

In Guidehouse 2023 wordt opgemerkt dat er in Rotterdam reeds een sterke groei van bioraffinage (voor o.a. SAF) is ingezet. De studie voorziet dat pyrolyse/vergassing voor groene koolstof in combinatie met groene H₂ een belangrijke route zullen worden voor de productie van groene brandstoffen en grondstoffen voor de chemie. De transitie naar duurzame raffinage wordt in de beginfase ondersteund doordat veel bestaande assets hergebruikt kunnen worden, of gebruikt kunnen worden voor co-processing. De beschikbaarheid van voldoende duurzame grondstoffen is hierbij doorslaggevend. Guidehouse 2023 gaat er vanuit dat Nederland voldoende duurzame grondstoffen in primaire vorm kan importeren (biomassa of afval, of als tussenproduct (pyrolyse-olie)) vanwege onze gunstige ligging en onze havens. Voor de productie van plastic is pyrolyse van plastic afval binnen Nederland aangenomen (circulaire productie).

In TNO 2022 wordt raffinage anders ingevuld. In het scenario Adapt blijft fossiele nafta de primaire grondstof voor stoomkrakers. Het scenario Transform laat een substantiële verschuiving van stoomkrakers naar methanol-to-olefines zien, wat voor de productie van transportbrandstoffen en hoogwaardige chemicaliën resulteert een significante waterstofvraag die volledig wordt ingevuld door elektriciteit. Er wordt in dit scenario voor deze optie gekozen door nulemissiedoelstellingen en beperkte CCS-capaciteit (en hoge CCS kosten) en biomassa importpotentieel.

Chemie

Samenvatting huidige situatie in Guidehouse 2023: de sector groeit hard en heeft veel hoogwaardige materialen nodig. De EU, en met name het ARRRRA-cluster, is voor chemische producten afhankelijk van Nederland, dat meer dan 15% van de EU-kraakproductie in handen heeft.

De scenario's van Guidehouse 2023 en TNO 2022 voorzien voor de toekomst beide een groei van deze industrie. 75% van de omzet komt uit intensieve bulk basischemie en 25% uit specialty chemicals. TNO 2022 gaat uit van een constant productieniveau (Transform) of een constante groei (Adapt) van de sector richting 2050. Guidehouse ziet ook een sterke groei maar merkt op dat goedkope ethaan en ethyleenexport uit de Verenigde Staten en het Midden-Oosten de basischemie in de toekomst kunnen bedreigen. In tegenstelling tot Guidehouse 2023 en TNO 2022 gaat iNET 2023 in de scenario's Decentrale Initiatieven, Nationaal Leiderschap en Internationale Handel uit van een sterke krimp van deze sector doordat zware industrie Nederland verlaat. Alleen het scenario Europese Integratie houdt er een constante energievraag uit de chemie op na.

Door CCS, e-boilers en e-krakers kunnen scope 1 emissies gereduceerd worden, maar de grootste uitdaging in de chemie is de verduurzaming van grondstoffen. Zoals behandeld onder raffinage kan dat volgens Guidehouse 2023 mogelijk gerealiseerd worden met een combinatie van afval, biomassa en CO₂+H₂. Hiervoor is beleid vanuit een integrale blik op chemie, afval, raffinage en landbouw nodig.

In het scenario Transform van TNO 2022 wordt de CO₂ die vrijkomt bij het produceren van biobrandstoffen gebruikt voor het creëren van synthetische methanol. Het Transform scenario heeft als doelstelling om de koolstofinhoud van hoogwaardige chemicaliën in 2050 voor tenminste 90% uit hernieuwbare grondstoffen te halen. Dit kan van biomassa of Carbon Capture and Utilization (hierna: CCU) afkomstig zijn. Door de productie van synthetische methanol is er sprake van een erg grote waterstofvraag die volledig ingevuld wordt door elektriciteit. In Adapt daarentegen, bestaan de grondstoffen voor de chemie nog voor ongeveer 85% uit fossiele nafta (TNO 2022 p56, Engelse versie).

De studie iNET 2023 laat voor alle scenario's een bescheiden gebruik van waterstof als grondstof voor de chemie zien. De resterende niet-energetische vraag wordt ongeveer 50/50 ingevuld wordt door olie en biomassa. Dit lijkt in lijn te liggen met de feedstock opties die in Guidehouse 2023 uiteengezet worden. Uit de ETM-scenario's van iNET 2023 is niet expliciet te halen welk deel van de niet-energetische olie pyrolyse olie is en wat de bron daarvan is.

Kunstmest

Samenvatting huidige situatie in Guidehouse 2023: de wereldwijde markt groeit met ~3% per jaar. Nederland is de grootste producent van stikstof-kunstmest in West-Europa. Meer dan 95% van de productie is voor export, vooral naar de Europese unie. De consumptie van deze kunstmest is momenteel constant, maar op de lange termijn zou de transitie naar kringloop en precisielandbouw de vraag kunnen verminderen. Guidehouse 2023 gaat alleen in het scenario Productie & Uitvoer uit van binnenlandse productie van ammoniak, met een halvering ten opzichte van huidige productieniveaus. De scenario's Productie & Import en Import & Herstructurering gaan beide uit van 100% import van ammoniak.

De productie wordt momenteel gedaan op basis van het winnen van waterstof uit aardgas, wat verantwoordelijk is voor 95% van de emissies van kunstmestproductie. Guidehouse 2023 geeft drie opties voor de verduurzaming van de productie: (1) het gebruik van CCS op grijze waterstofproductie als tijdelijke oplossing in transitiefase, (2) op basis van lokaal geproduceerde of groene waterstof of (3) op basis van geïmporteerde groene ammoniak. De laatste optie wordt als plausibel en *no regret* aangemerkt, door de rol als waterstofdrager en directe brandstof die ammoniak ook vervult voor andere sectoren zoals de scheepvaart en elektriciteitsproductie. De EU zet daarnaast in op diversificatie van de import, kunstmest uit mestvergisting en productie uit biogas.

De informatie vanuit TNO 2022 en iNET 2023 die ten tijde van het schrijven van deze rapportage beschikbaar is, gaat niet in detail in op kunstmestproductie.

4 Energieproductie

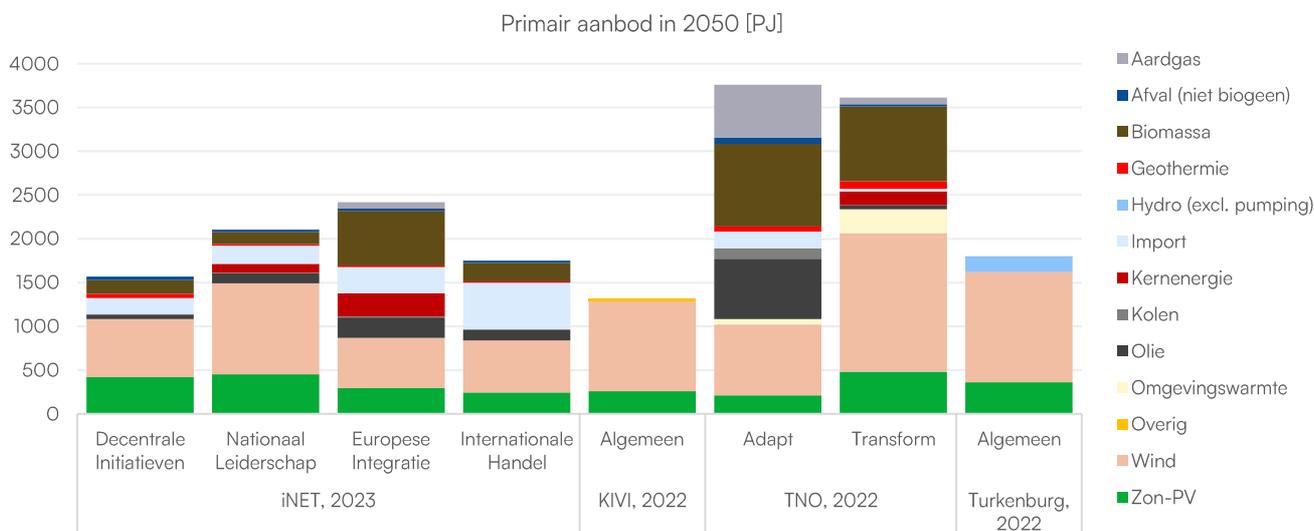
In hoofdstuk 3 en bijbehorende paragrafen is het energiesysteem van de toekomst vanuit de vraagkant behandeld en vergeleken voor de beschouwde studies. In aanvulling daarop behandelt dit hoofdstuk energieproductie nodig. Samen met de vraag geeft dit een volledig beeld te krijgen van de ontwikkeling van het energiesysteem richting 2050. Welke energiedragers worden in de verschillende studies en scenario's opvallend veel of weinig ingezet en hoe kan dat aan het verbruik worden gerelateerd? Achtereenvolgens zijn in dit hoofdstuk het aanbod primaire energie (sectie 4.1), het opgesteld vermogen elektriciteitsproductie (GW) (sectie 4.2)) en volumes elektriciteitsproductie (PJ) (sectie 4.3 behandeld. Tot slot wordt in sectie 4.4 ingezoomd op de inzet van biomassa, aardgas en waterstof.

De studies die in dit hoofdstuk centraal staan zijn wederom de studies iNET 2023 en TNO 2022. In hoofdstuk 3 is in de verschillende secties een vergelijking gemaakt tussen deze systeemstudies en verschillende sectorale studies. In dit hoofdstuk worden de studies iNET 2023 en TNO 2022 waar mogelijk vergeleken met studies ENTSO-E 2022, Turkenburg 2022, Urgenda 2021, Boot 2022, KIVI 2022, IDA 2021, DENA 2021, Witteveen+Bos 2022.

4.1 Aanbod van primaire energie

In deze sectie worden iNET 2023 en TNO 2022 kwantitatief met elkaar vergeleken. Ook zijn waar mogelijk resultaten uit KIVI 2022 en de benaderingen uit het essay Turkenburg 2022 meegenomen in de vergelijking. Met de Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität DENA 2021 en de Climate Response 2045 IDA 2021 wordt vanuit respectievelijk het Duitse en Deense aanbod van primaire energie, de internationale context voor Nederland geschetst.

Verschillen, overeenkomsten en duiding 2050



Figuur 28 Aanbod en van primaire energie in 2050 [PJ]

Ten eerste valt op dat het totale primaire aanbod van energie voor 2050 sterk varieert tussen de beschouwde studies, zowel in omvang als in samenstelling. Tussen circa 1460 PJ (KIVI 2022) en circa 3700 PJ (TNO 2022 Adapt) zit een factor 2,5. De TNO 2022 scenario's hebben een hoger primair aanbod, omdat ze ook brandstoffen voor internationaal transport meenemen: respectievelijk 764 PJ en 544 PJ voor scenario Adapt en Transform. De overige studies doen dat niet. Overigens neemt TNO 2022 ook omgevingswarmte mee in het primaire aanbod. De getallen voor de iNET 2023 en KIVI 2022 bevatten dit niet, ondanks dat wel significante hoeveelheden omgevingswarmte ingezet worden in de gebouwde omgeving. Tot slot voorziet KIVI een kleinere finale energievraag dan de andere studies uit Figuur 28 wat deels het relatief lage primair aanbod in deze KIVI 2020 verklaard.

Aandachtspunten bij grafieken en geanalyseerde studies
 Figuur 28 toont primair aanbod exclusief geëxporteerd aanbod. Doorvoerstromen van waterstof en olie(producten) staan hier dus niet in.

Het primair aanbod aangenomen door Wim Turkenburg komt vrij goed overeen met de iNET 2023 scenario's Decentrale Initiatieven en Internationale Handel, ook al is de invulling hiervan anders. Zo neemt het scenario van Wim Turkenburg expliciet geïmporteerde waterkracht mee en bevat het expliciet geen primaire bronnen van moleculen. Het KIVI-scenario is een uitschieter aan de onderkant. Ook dit lijkt te maken te hebben met wat meegenomen wordt in de totalen. Restwarmte, omgevingswarmte, en verder biomassa en gerecyclede plastics voor industriële feedstocks lijken hier namelijk buiten te vallen. Daarnaast wordt in KIVI 2022 enkel zon, wind en geothermie ingezet terwijl de andere beschouwde studies ook inzetten op andere bronnen zoals biomassa, kernenergie en olie. Deze beperkte inzet van energiebronnen in KIVI 2022 is een systeemkeuze die door de auteurs is gemaakt.

De inclusie van bunkers verklaart deels de grote inzet van biomassa in de TNO 2022 scenario's en ook waarom Transform een fors groter aandeel windstroom heeft dan de meeste andere scenario's: deze worden deels ingezet voor syn- en biofuelproductie voor bunkers. De scenario's met veel biomassa zetten dit veelal in als feedstock voor industrie (TNO 2022 en iNET 2023), brandstoffen voor nationaal transport (TNO 2022 en iNET 2023) en groen gas voor gebruik in industrie en gebouwde omgeving.

Verder valt op dat de scenario's Europese Integratie van iNET 2023 en Adapt van TNO 2022 een relatief grote rol voorzien voor het primaire aanbod van olie in 2050. In de andere scenario's is er nauwelijks tot geen aanbod van olie. Dit komt voornamelijk door de omvang van de industrie in deze scenario's ten opzichte van andere scenario's en door de samenstelling (energiebronnen) van de industriële energievraag en niet-energetische vraag. Uit paragraaf 3.2.3 blijkt dat het aanbod van olieproducten grotendeels is bedoeld voor de industriële sector⁷. Daar worden de olieproducten vooral als grondstof ingezet. Uit de scenario's van iNET 2023 is niet expliciet te achterhalen wat de bron is van de olie en welk deel van de olie pyrolyse olie is afkomstig uit recycling van afval.

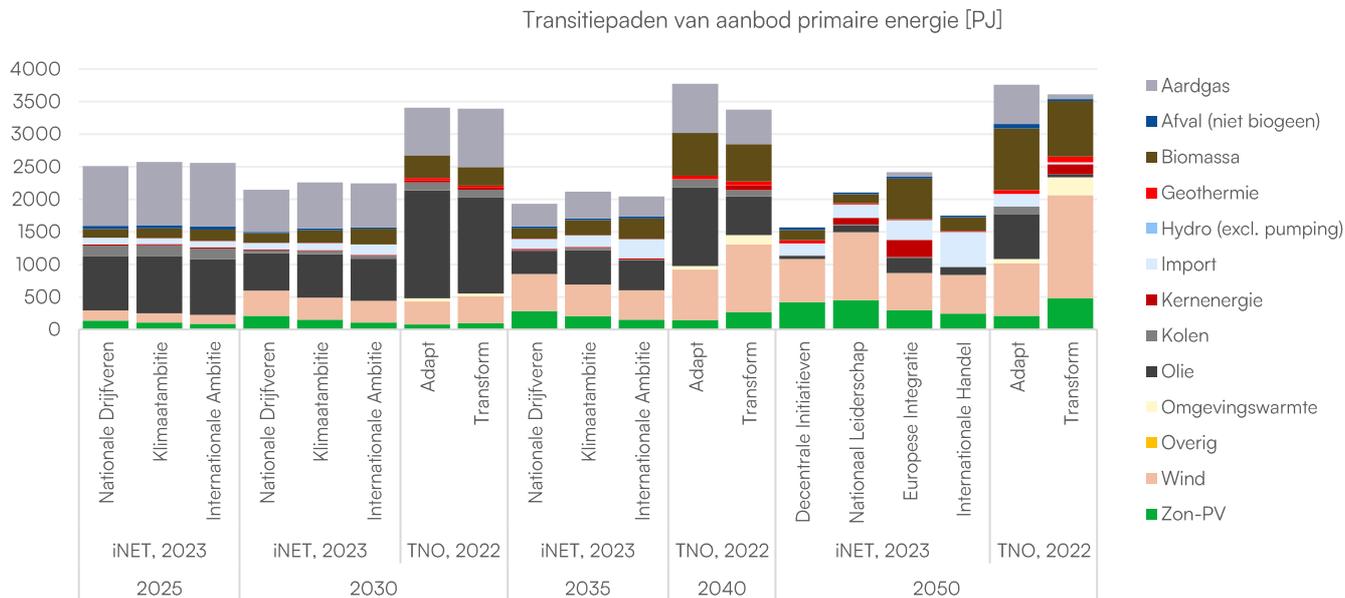
Aardgas speelt alleen een grote rol in het scenario Adapt van TNO 2022. Daar wordt het vooral ingezet als brandstof voor in de internationale scheepvaart en een beetje in de gebouwde omgeving. In het Europese Integratie scenario van iNET 2023 wordt nog aardgas voor waterstofproductie ingezet (SMR+CCS).

De hoeveelheid primaire energie die wordt geïmporteerd uit het buitenland wisselt per scenario. Hoewel de bovenstaande cijfers dit niet tonen, bevatten Adapt en Transform een zeer grote import van respectievelijk olieproducten, biomassa en aardgas (totaal 2302 PJ) en biomassa en uranium (totaal 984 PJ)⁸. Dit wordt deels verklaard door de inclusie van internationale scheep- en luchtvaart en de aanname dat er geen import van waterstof(dragers) mogelijk is. Het Internationale Handel scenario van iNET 2023 voorziet een relatief grote hoeveelheid geïmporteerde primaire energie voor de binnenlandse energievraag. Dit is een systeemkeuze om voor dit scenario vooral klimaatneutrale waterstof(dragers) en in minder mate biomassa te importeren.

⁷ De industriedata in de ETM-scenario's van iNET 2023 komen uit het Carbon Transition Model (CTM) en zijn het resultaat van stakeholder sessies waarin verschillende toekomstbeelden voor de Nederlandse industrie in detail en op site niveau zijn uitgewerkt. De bijbehorende CTM-scenario's zijn echter niet openbaar.

⁸ TNO 2022: Sankey diagrammen op pagina's 47 en 48 van Engelstalige rapportage.

Verschillen, overeenkomsten en duiding transitiepaden



Figuur 29 Transitiepaden van aanbod van primaire energie [PJ] De overige energie van TNO 2022 is omgevingswarmte.

Het meest opvallend aan de transitiepaden van TNO 2022 is dat in beide scenario's het aanbod van primaire energie van 2030 naar 2050 iets stijgt. Dit is in tegenstelling tot het finaal energiegebruik dat daalt. De rol van olie en gas in de primaire mix nemen af en die van biomassa en wind en zon neemt toe. Toch bevatten de scenario's voor 2030 nog een aanzienlijke hoeveelheid primair gebruik van aardolie in vergelijking met iNET 2023. In Transform wordt biomassa hoofdzakelijk ingezet in internationaal transport (25% Adapt en 28% Transform). In beide scenario's is ongeveer 7% van de biomassa voor grondstof van industrie. Dat primaire energie stijgt terwijl finaal gebruik daalt, is toe te kennen aan de conversieverliezen bij productie van waterstof, chemicals en synfuels en ook aan conversieverliezen van biomassa (31% - 34%). Deze processen zijn minder efficiënt dan de directe koppeling tussen finaal en primair van fossiele energiedragers.

Anders dan in TNO 2022 lijkt het aanbod van primaire energie in iNET 2023 af te nemen met de tijd. Een belangrijke factor hierin is dat de productie van bunkerbrandstoffen (met bijkomende conversieverliezen) slechts zeer beperkt is meegenomen in de scenario's van iNET 2023 (en het gebruik helemaal niet). Het lagere gebruik van aardolie rond 2030 wordt verklaard doordat de iNET 2023 scenario's enkel het primair verbruik voor het binnenlands verbruik tonen en dus niet voor internationaal transport of export. Hoewel wordt verondersteld dat raffinage van aardolie voor export nog substantieel is (volgens de rapportage bij de Investeringsplannen 2024) is dit niet zichtbaar in Figuur 29. De meeste ontwikkelingen van primaire energie gaan lineair over de tijd. Een uitzondering is kernenergie dat pas na 2035 ingroeit. Opvallend is dat het verschil tussen nu en 2035 kleiner is dan het verschil tussen 2035 en 2050. Tussen 2035 en 2050 gaan de scenario's ook meer van elkaar verschillen. Tot 2035 zitten de verschillen meer in omvang dan in energiedrager en vanaf 2035 gaan de scenario's qua energiedragers meer uit elkaar lopen. De grootste systemische veranderingen lijken dus pas na 2035 te ontstaan.

Internationale context

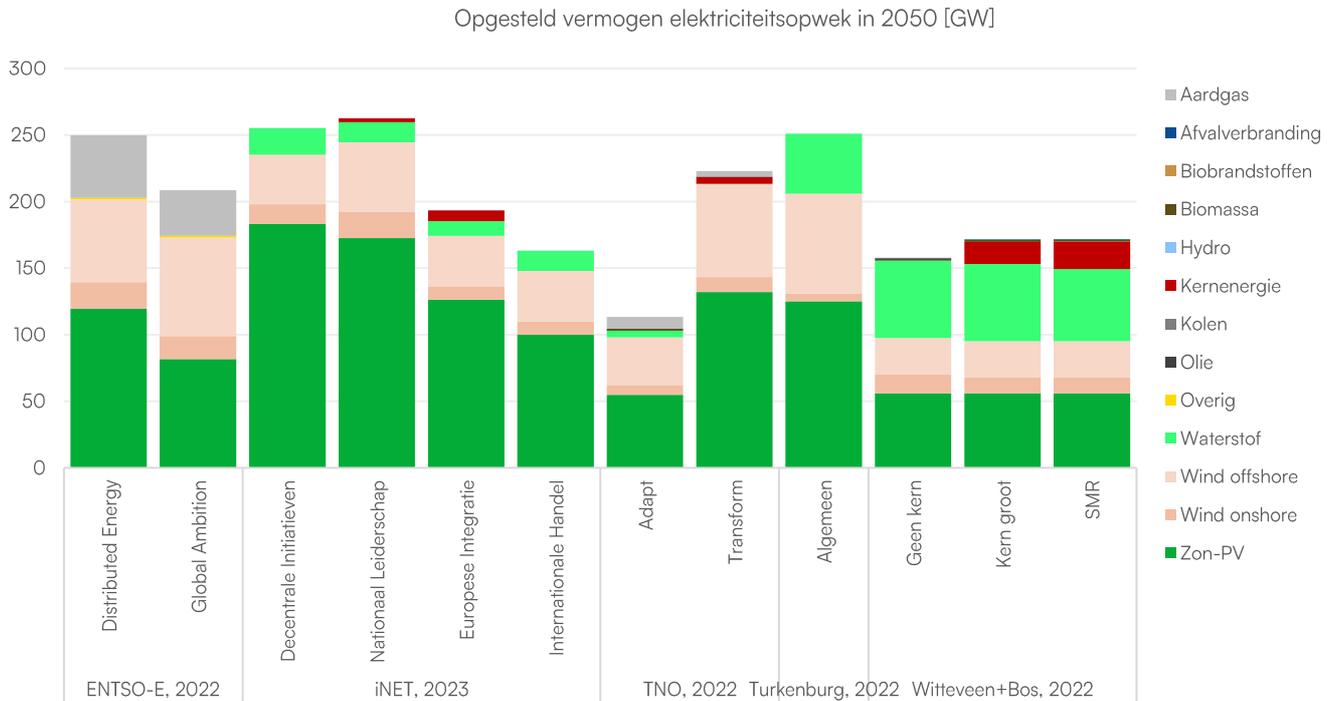
In de twee internationale studies waarvoor Boot 2022 primaire energie behandelt, daalt de primaire energievraag. Oorzaak voor dit verschil zijn de geringe conversieverliezen in deze studies en het buiten beschouwing laten van internationaal transport. DENA 2022 laat zien dat de primaire energievraag en energie als grondstof in Duitsland ongeveer halveert in 2045. DENA 2022 studie gaat uit van grotendeels binnenlands hernieuwbaar en veel import van synthetische energiedragers (593 PJ op een totaal van 1791 PJ). Conversieverliezen lijken hierdoor laag. Dit geldt ook voor het Deense scenario (IDA 2021 en Boot 2022). Daarin wordt de omvang van de primaire energievoorziening in 2045 met bijna een derde gereduceerd en bestaat deze voor driekwart uit hernieuwbaar opgewekte elektriciteit en een kwart biomassa (IDA 2021). Door grootschalige directe elektrificatie zijn conversieverliezen beperkt.

Aangezien grote landen als Duitsland van plan lijken grootschalig synthetische energiedragers en waterstof(dragers) te importeren, verdient het de aanbeveling hiervoor als Nederland de samenwerking te zoeken. Enerzijds vanwege de functie van Nederland als logistieke hub en de impact die de aanwezigheid van import en conversieterminals en transitstromen zullen hebben op de keuzes van de Nederlandse industrie en internationale scheep- en luchtvaart. Deze lijken qua grondstoffenbehoefte behoorlijk op de Duitse. Anderzijds moeten toeleveringsketens voor al deze producten de komende 10 jaar worden gerealiseerd en dit gebeurt nu veelal bilateraal, waarbij ieder land de beschikbaarheid van energie en grondstoffen probeert te borgen. Hier ligt het voor de hand om te coördineren en samen te werken.

4.2 Elektriciteitsproductie (opgesteld vermogen)

Om een analyse van het opgesteld vermogen van elektriciteitsopwek uit te voeren, zijn in deze vraag hoofdzakelijk iNET 2023, TNO 2022, de Scenariostudie Kernenergie Witteveen+Bos 2022 en het 10-Year Network Development Plan ENTSO-E 2022 met elkaar vergeleken.

Verschillen, overeenkomsten en duiding 2050



Figuur 30 Opgesteld vermogen elektriciteitsproductie in 2050 [GW]

Alle scenario's laten een toename zien van het geïnstalleerd vermogen in 2050 van 5 tot 10 keer het huidige elektriciteitssysteem in Nederland. Dit terwijl de elektriciteitsvraag weliswaar groeit maar eerder met een factor 2 tot 3. Het is evident dat daarmee ruimtebeslag en de impact op stroomnetwerken ook enorm toeneemt.

Het totaal geïnstalleerd vermogen wisselt tussen aan de bovenkant ongeveer 250 GW in de scenario's van Wim Turkenburg, Decentrale Initiatieven en Nationaal Leiderschap (iNET 2023) en Distributed Energy (ENTSO-E, 2022) en wat meer aan de onderkant rond de 150 GW Internationale Handel (iNET 2023), de drie Witteveen+Bos 2022 scenario's en helemaal aan de onderkant met 115 GW het scenario Adapt van TNO. Dit verschil, ruim factor 2, is significant. Het grote verschil in totaal geïnstalleerd vermogen lijkt met name te worden verklaard door een lager geïnstalleerd vermogen van zon en wind, en regelbaar vermogen in een aantal studies. Dit hangt ook samen met een lagere elektriciteitsvraag. Deels is dit een verschil in finale elektriciteitsvraag die in zowel Adapt, in Internationale handel (zie Figuur 10) en ook in het scenario Nationale Sturing van iNET 2021 dat gebruikt is voor de vraagzijde van Witteveen+Bos 2022 lager is dan in de andere scenario's. Zowel Adapt als Internationale Handel hebben geen aanvullende elektriciteitsvraag voor bunkers en chemicals. Een verdere overeenkomst tussen de genoemde scenario's aan de onderkant is dat er in deze scenario's sprake is van een aanzienlijke import van moleculen, waardoor er binnen Nederland minder elektriciteit voor waterstofproductie nodig is.

De genoemde scenario's met een hoog totaal geïnstalleerd vermogen hebben een bovengemiddeld hoog geïnstalleerd vermogen zon-PV: tussen de 125 en 183 GW. Dit is een aanzienlijk verschil van een factor 3 in zon-PV met aan de onderkant van circa 55 GW in de drie Witteveen+Bos 2022 scenario's en het scenario Adapt (TNO). Zowel de studie Witteveen+Bos 2022 als Adapt en Transform (TNO) gebruiken optimalisatie, maar TNO optimaliseert enkel voor Nederland en hier komt in het Transform scenario met 132 GW een aanzienlijke hoeveelheid PV uit. Witteveen+Bos 2022 optimaliseert voor Noordwest-Europa en ook hier komt eveneens veel zon PV uit, echter wordt deze vooral in Zuid Frankrijk en Zuid Duitsland geplaatst waar er meer zonuren zijn. De impliciete aanname hierachter is dat er voldoende transportcapaciteit zal zijn om elektriciteit tijdens zonnige uren naar landen als Nederland te transporteren. Het is de vraag of dat realistisch is, zeker in de transitie hiernaartoe. In alle scenario's ligt de hoeveelheid zon PV aanzienlijk hoger dan de huidige 20 GW en ook hoger dan de huidige en toekomstige gemiddelde elektriciteitsvraag. Dit betekent

dat er veel overschotten zon zullen zijn, en zodoende flex en opslag een belangrijke enabler is voor scenario's met hogere hoeveelheden zon-PV. Zo gaat iNET 2023 er bijvoorbeeld vanuit dat zon PV op 50% van het piekvermogen wordt aangesloten (al dan niet in combinatie met batterijen).

iNET 2023 gaat uit van minimaal 100 GW zon-PV tot maximaal 183 GW zon-PV. Dit is vrij evenredig verdeeld tussen zon op daken van huizen, overige gebouwen en zonneparken. Zon op zee is een mogelijkheid waar geen gebruik van wordt gemaakt, maar in de huidige discussies over systeemintegratie wel regelmatig besproken wordt. Interessant genoeg vermeldt TNO 2022 dat het Transform scenario uitgaat van volledige benutting van zon PV potentieel in Nederland, maar het vermogen van 132 GW ligt ver beneden het vermogen in het Decentrale Initiatieven scenario van iNET 2023. Het is bekend dat potentieel voor zon PV door verschillende bronnen verschillend wordt ingeschat met een forse bandbreedte.

Opvallend is ook het verschil in vermogen gericht op offshore wind. Het Essay van Wim Turkenburg, het scenario TNO Transform en de twee ENTSO-E 2022 scenario's liggen in de buurt van de kabinetsambitie van 70 GW wind op zee in 2050. In Witteveen+Bos 2022 is dit 27,5 GW, voor TNO Adapt 35 GW en voor de scenario's van II 3050-2 Decentrale Initiatieven, Europese Integratie en Internationale Handel 37 tot 38 GW en voor Nationaal Leiderschap (iNET 2023) 52 GW. In paragraaf 0 is te zien dat de iNET 2023 scenario's daarnaast voor Decentrale Initiatieven en Europese Integratie nog 8 GW en voor Nationaal Leiderschap nog 20 GW offshore elektrolyse uit wind op zee is voorzien. In deze grafiek zijn die niet meegenomen als elektriciteitsproductie, maar Nationaal Leiderschap komt hiermee ook rond de ambitie van 70 GW uit. Aangezien andere studies geen onderscheid maken tussen elektrolyse voor flex en voor dedicated waterstofproductie vertekent dit de vergelijking. Wat wel duidelijk is uit de intenties van zowel Nationaal Leiderschap als Transform is dat wind op zee nodig is voor de grootschalige productie van waterstof naast het voorzien in sterk toegenomen elektriciteitsvraag.

Voor wind op land liggen de hoeveelheden tussen geen uitbreiding de huidige 6 GW in Het Essay van Wim Turkenburg en een totaal van 20 GW in Nationaal Leiderschap van iNET 2023 en Distributed Energy van ENTSO-E, 2022. De meeste studies zitten echter rond de 10 à 15 GW. De verdere groei van wind op land is het gevolg van de relatief lage kosten van wind op land en wordt zodoende vooral beperkt door het aangenomen draagvlak voor wind op land als limiterende factor. Witteveen+Bos 2022 geeft hierbij expliciet aan dat een draagvlak voor 14 GW is aangenomen als 30% van 46 GW technische potentie. Hoe wenselijk ook, gezien de sterke weerstand tegen realisatie van wind op land is het de vraag of de relatief hoge opgestelde vermogens realistisch zijn.

De hoeveelheid regelbaar vermogen (aardgas, waterstof, kernenergie en biomassa) varieert significant per scenario en per studie. Het minste regelbaar vermogen bevat TNO Transform met iets minder dan 10 GW, bestaande uit ongeveer de helft kernenergie en de helft aardgas. Ook het TNO Adapt scenario heeft relatief weinig regelbaar vermogen met 15 GW bestaande uit aardgas, waterstof en biomassa. In de iNET 2023 scenario's zien we 15 tot 20 GW regelbaar vermogen bestaande uit voornamelijk waterstof en in twee scenario's ook kernenergie. NSPWH 2022 veronderstelt overigens in lijn hiermee 19 GW. Een opvallend verschil is dat alleen Adapt een kleine hoeveelheid regelbare waterstofcentrales bevat, terwijl de iNET 2023 en NSPWH 2022 scenario's hier zwaar op inzetten. Dit roept vragen op over de economische logica achter de iNET 2023 scenario's m.b.t. inzet van waterstof. Het Essay van Wim Turkenburg en Distributed Energy van ENTSO-E 2022 liggen rond de 45 GW in respectievelijk waterstof- en aardgascentrales. Global Ambition van ENTSO-E 2022 heeft 34 GW regelbaar vermogen in aardgascentrales, wat consistent is met het feit dat deze scenario's voor de oorlog in de Oekraïne zijn opgesteld.

Ook opvallend is dat de eerdere II3050 v1 (iNET 2021) nog regelbaar vermogens in de orde 40 à 50 GW liet zien. De oorzaak is dat de flexibiliteitsberekeningen met het ETM voor iNET 2023 meer mogelijkheden bieden voor het inzetten van import/export en flexibiliteitsopties bij overschotten en tekorten aan duurzame energie⁹. De optimalisatie in Witteveen+Bos 2022 is echter nog gebaseerd op de vraagprofielen van de iNET 2021, wat de hoge hoeveelheden regelbaar vermogen in de orde van 60 GW in waterstofcentrales en wat kernenergie verklaart. Meer hierover in sectie 5.1.

De belangrijkste conclusie m.b.t. regelbaar vermogen is dat de realisatie van interconnectievermogen en de inpassing en daarmee de business cases van flexibiliteitsmiddelen als conversie, opslag en vraagreductie en -uitstel, bepalend zijn voor de vraag of en hoeveel extra regelbaar vermogen er nodig is. Daar ligt een belangrijke beleidsuitdaging voor het Rijk om in Europese context een goed werkende flexibiliteitsmarkt te realiseren. Studies met meer aandacht (en modelleeropties) voor flexibiliteit en interconnectie plaatsen minder regelbaar vermogen (15 GW), studies met minder aandacht voor flexibiliteit en interconnectie plaatsen meer regelbaar vermogen (30 GW). Dit verschil in regelbaar vermogen tussen deze twee 'groepen' studies is significant. Ter vergelijking: de 2 kerncentrales die in Borssele gebouwd moeten worden leveren ongeveer 3 GW CO₂-vrij regelbaar vermogen. Overigens

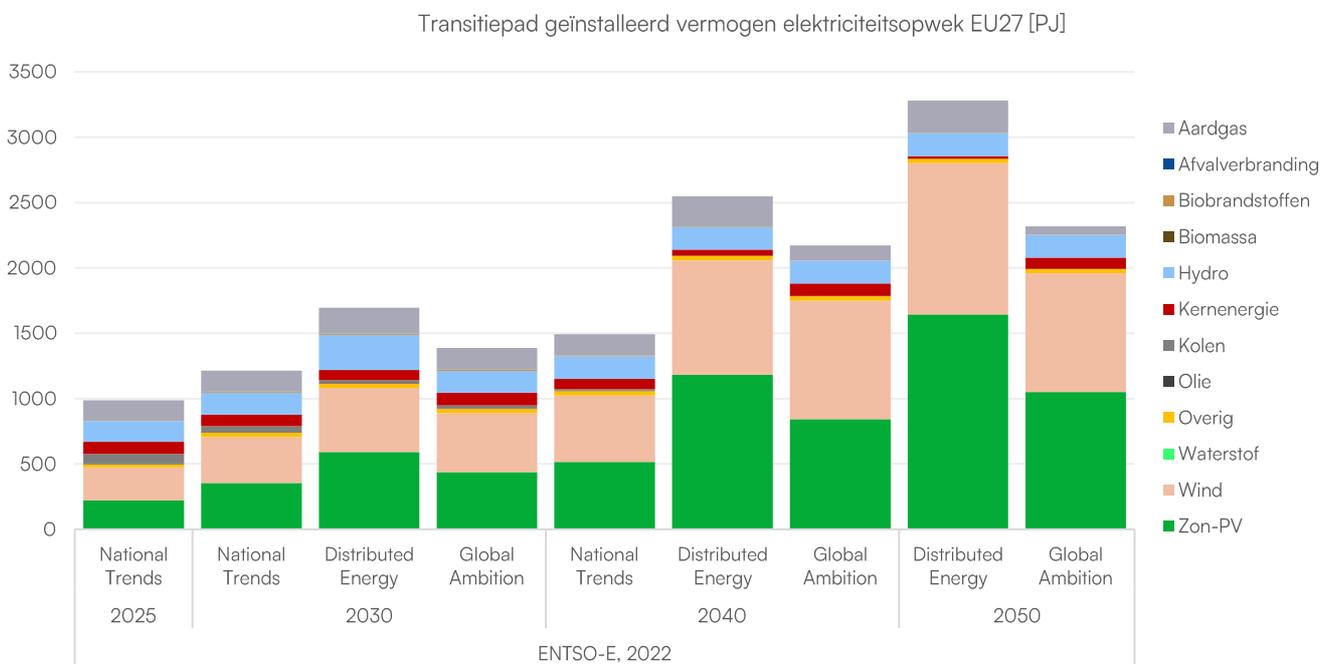
⁹ Het iNET 2021 Nationale Sturing scenario gaat bijvoorbeeld uit van 35 GW regelbaar vermogen. Het iNET 2023 Nationale Drijfveren scenario van 15 GW. Het verschil is te verklaren door de inzet van flexmiddelen. Vraaguitstel in de industrie levert ruim 10 GW aan vraagbeperking waardoor ook 10 GW minder waterstofcentrales nodig zijn. Daarnaast is het batterijvermogen gelijk gebleven, maar gaat wel 20% van voertuigen via vehicle-to-grid flexibiliteit leveren en er is 10 GW aan flowbatterijen ingevoegd die opslag voor iets langere termijn kunnen leveren. Dit lijkt de reductie van 20 GW te verklaren.

illustreert dit ook de noodzaak om dergelijke flexibiliteitsberekeningen *in internationale context* goed tegen het licht te houden. De rekenmodellen die gebruikt worden ontwikkelen zich nog sterk, net als overigens het denken over flexibiliteit.

Kernenergie is in ongeveer de helft van de scenario's in de elektriciteitsmix meegenomen. In het Europese Integratie scenario van iNET 2023 is 8 GW aangenomen. In de Scenariostudie kernenergie is de hoeveelheid kernenergie geoptimaliseerd bij een aangenomen kostprijs en deze komt bij grootschalig kernenergie scenario op 9 GW en 18 GW in het SMR scenario, maar het rapport vermeldt tevens dat als kernenergie duurder uitvalt kernenergie niet kostenoptimaal is. In TNO Transform is een limiet van 5 GW kernenergie aangehouden als praktische limiet aan realisatie tempo en deze wordt door de optimalisatie volledig ingevuld. Het rapport vermeldt ook dat er een Transform scenario met meer kernenergie is gedraaid met een limiet van 12 GW en ook daar vult de optimalisatie de limiet volledig in bij de aangenomen kostprijs voor kernenergie. Dit grote vermogen kernenergie is niet los te zien van de importrestrictie voor waterstof (in TNO 2022 is import van waterstof niet mogelijk), waardoor waterstofcentrales voor elektriciteitsopwekking een minder aantrekkelijk regelbaar alternatief zijn.

Alle scenario's die kernenergie beschouwen, kennen een relatief groot geïnstalleerd vermogen. Het is de vraag of het realistisch is om voor 2050 meer dan de voorgenomen twee kerncentrales te realiseren in Nederland. Daarmee lijkt de limiet van 5 GW die TNO aanhoudt realistischer dan die van de andere scenario's.

Internationale context



Figuur 31 Geïnstalleerd vermogen richting 2050 voor EU 27 [GW]

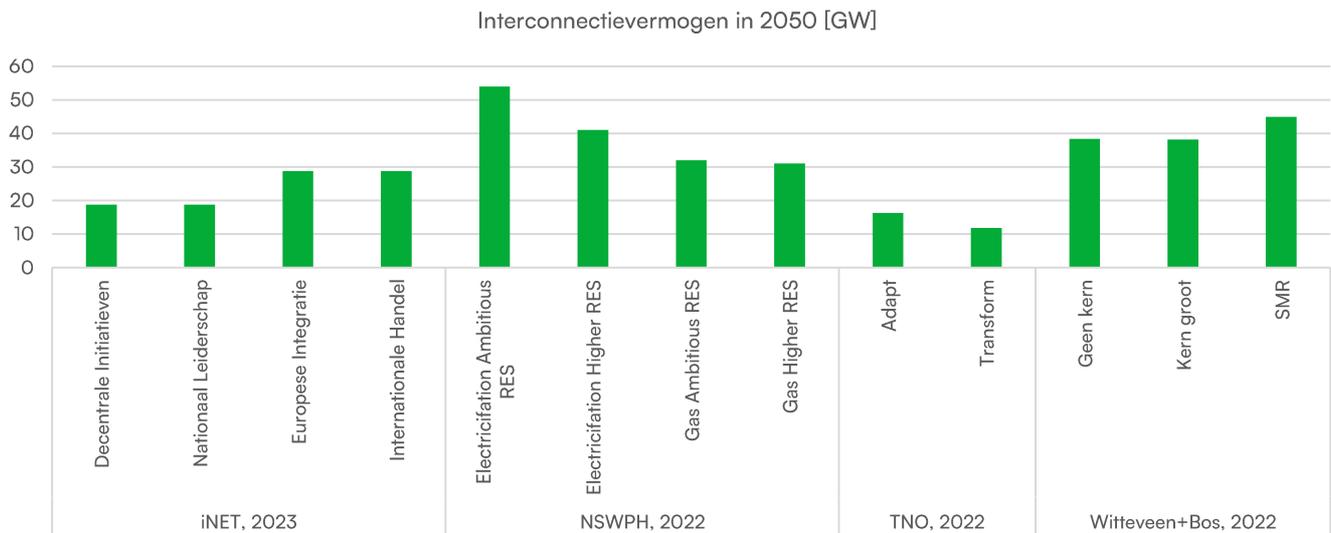
Wat de internationale context betreft, moet allereerst worden vastgesteld dat nationale en internationale scenariostudies als TNO 2022, iNET 2023, ENTSO-E, 2022, etc. maar beperkt reflecteren op het nationale beleid van de verschillende landen in Europa. Tevens stellen we vast dat voor het maken van nationaal beleid en het opstellen van nationale scenario's daarvoor (in Nederland heeft PBL tot dusver slechts *beleids*scenario's voor 2030 geproduceerd) zeer weinig tot geen afstemming en coördinatie tussen landen onderling plaatsvindt. Dit terwijl de elektriciteitsmarkt niet nationaal, maar (NW) Europees is. In nationale scenario's wordt weliswaar rekening gehouden met ontwikkelingen in het buitenland, zoals de beschikbaarheid van verouderde kerncentrales, maar het blijft bij speculeren en interpreteren.

Het ligt voor de hand dat met meer coördinatie en systeemintegratie tussen landen veel kosten en obstakels bespaard kunnen blijven, zeker in de transitie richting 2050. Hoewel de Noordzeelanden in NSEC¹⁰-verband plannen maken om meer samen te werken, blijft het de vraag in hoeverre men bereid is gezamenlijk voorbij ambities en tot *beleid* met duidelijke en bindende afspraken te komen. Enerzijds is afgelopen jaren door TenneT geïnvesteerd in het verzwaren van interconnectie capaciteit met bijvoorbeeld Duitsland en België. Anderzijds is de aanstaande splitsing en verkoop van TenneT tekenend voor het in Europese landen vigerende nationaal georiënteerd beleid. Deze voorziene splitsing van TenneT duidt op een onvermogen van twee nationale overheden om de

¹⁰ North Seas Energy Cooperation

evidente voordelen van een goed functionerende grensoverschrijdende TSO aan de Noordzee te stellen boven politieke gevoeligheden.

Volgens Boot 2022 laten scenario's uit omringende landen zien dat wind en zon overall het systeem domineren. In het Verenigd Koninkrijk en Denemarken wordt net als in Nederland sterk ingezet op Wind op Zee. Vooral in Frankrijk en in mindere mate het Verenigd Koninkrijk voorziet men ook een belangrijke rol voor kernenergie, met in de meeste andere NW Europese enige rol van betekenis voor kernenergie. Pieter Boot stelt vast dat er geen Belgisch beleid bekend is maar dat vooral sluitingen van kerncentrales worden voorzien. De ontwikkelingen in omliggende landen laten zien dat nationaal beleid sterk gestuurd wordt door nationale politiek en in mindere mate door de technisch-economische realiteit.



Figuur 32 Interconnectievermogen in 2050 [GW]

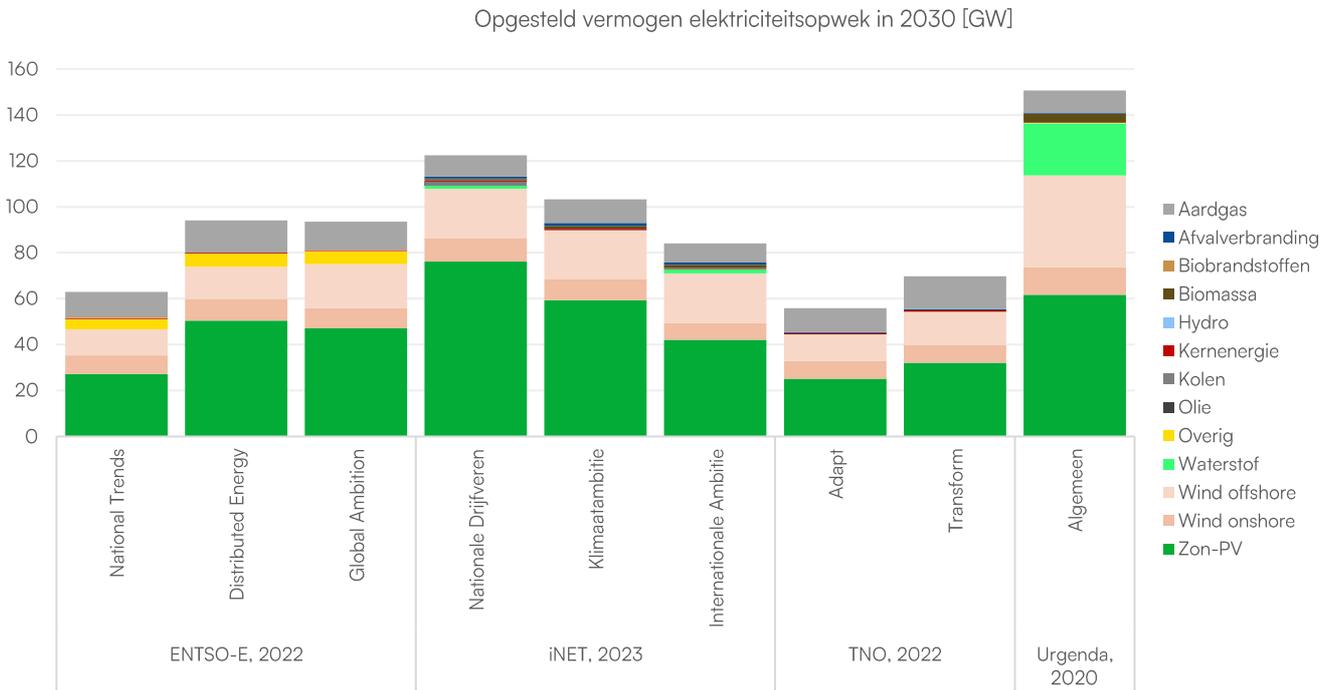
In omringende landen verschillen volgens Boot 2022 de aannames over interconnectie sterk. Frankrijk anticipeert veel te exporteren (0-150 TWh), Duitsland verwacht juist veel import (0 — 50 TWh). Er is nog geen coördinatie van interconnectie, flex, opslag, centrales voor (winter)piek en ondersteuning van business case daarvan. Dit doet vermoeden dat de economische en technische haalbaarheid van de elektriciteitsproductie, transmissie en flex onzekerder is als de scenario's gecombineerd worden dan het geval lijkt in de losse nationale scenario's.

De aanname van Wim Turkenburg dat er veel waterkracht beschikbaar zal zijn voor Nederland lijkt minder realistisch. Noorwegen waarschuwt al jaren dat in NW Europa teveel gerekend wordt op haar productie- en opslagvermogen in toekomstscenario's. In DNV 2022 (Energy Transition Outlook) wordt bijvoorbeeld verondersteld dat tussen 2025 — 2035 Noorwegen netto importeur zal worden. Pas als daarna drijvende wind op zee beschikbaar komt zal Noorwegen weer exporteur worden volgens deze studie. Dit heeft grote implicaties voor NW Europese en dus ook Nederlandse scenario's met veel elektriciteitsimport. De aannames over benodigd binnenland productievermogen die hierboven behandeld zijn, hangen op hun beurt uiteraard weer samen met aannames over hoeveel elektriciteitsimport gewenst is.

Opvallend is dat in beide ENTSO-E 2022 scenario's verschillende ontwikkelpaden voor waterkracht verondersteld zijn: afbouw voor Distributed Energy en bijbouwen voor Global Ambition. Dit zijn potentieel belangrijke ontwikkelingen en aannames voor de Europese elektriciteitsmarkt en dus voor Nederland, maar het is nu niet duidelijk in hoeverre dergelijke variaties meegenomen zijn in de nationale scenario's.

De ENTSO-E 2022 scenario's zijn redelijk verouderd met betrekking tot Europees beleid. De rol van aardgas zal in ENTSO-E, 2024 naar verwachting lager liggen, maar ook kolen zal naar verwachting een kleinere rol spelen. De scenario's uit Nederlandse studies zijn wat dat betreft recenter en dus meer in lijn met Europees beleid.

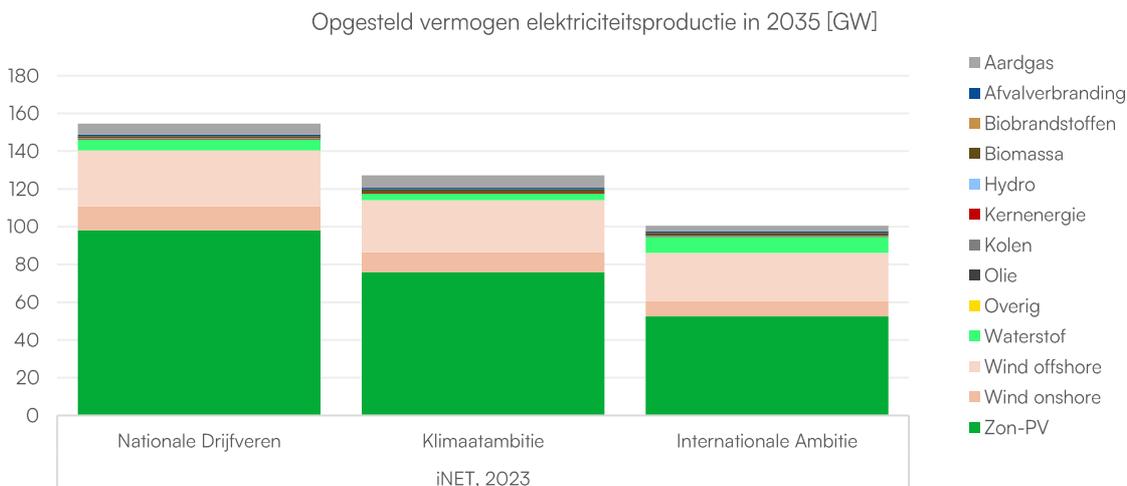
Verschillen, overeenkomsten en duiding transitiepaden



Figuur 33 Opgesteld vermogen elektriciteitsproductie in 2030 [GW]

Voor 2030 valt op hoe verschillend deze scenario's zijn. Dat is opvallend want juist voor 2030 bestaan duidelijke klimaatambities. Aardgascentrales betreffen nog de bulk van het regelbaar vermogen. Enkel in de scenario's IA, en ND is al een start met waterstofcentrales te zien. Hierin is ook de versnelde wind op zee ambitie uitrol naar 21 GW in 2030 meegenomen. Adapt zit nog op de oude ambitie van 11,5 GW en overige scenario's zitten tussen de twee waardes. Wind op land zit in alle getoonde scenario's tussen 7,5 en 10,3 GW. Bij zon PV zijn de verschillen aanzienlijk groter met een factor 3 tussen 25 GW in Adapt en 76 GW in ND.

De geïnstalleerde vermogens voor de iNET 2023 scenario's liggen bovendien veel hoger dan de TNO 2022 scenario's. Tussen het ND en Adapt scenario zit meer dan een factor twee verschil, grotendeels dankzij zon PV en wind op zee. De ENTSO-E 2022 scenario's voldoen aan een lagere doelstelling, maar hebben grotere geïnstalleerde vermogens dan TNO 2022. Het lage opgesteld vermogen van TNO 2022 is ook te verklaren door de lage elektriciteitsvraag in deze scenario's die vooral komt door (afwijkend) laag elektriciteitsverbruik in de industriële sector.



Figuur 34 Opgesteld vermogen elektriciteitsproductie 2035 iNET 2023 [GW]

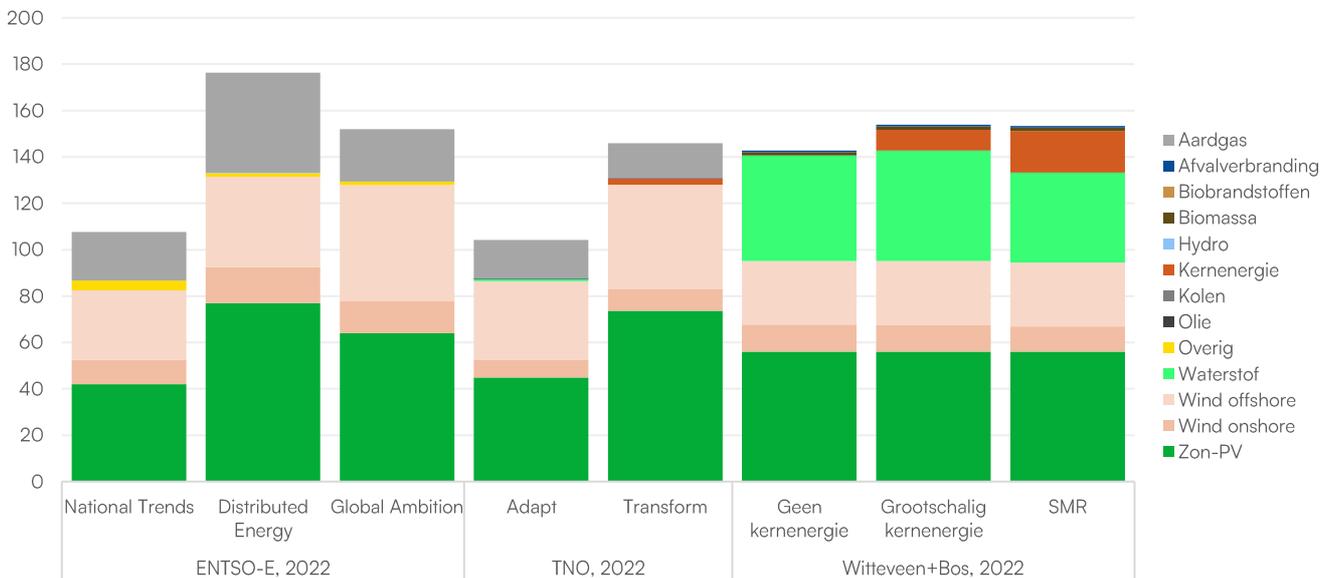
De cijfers voor 2035 laten zien dat de groei in opgesteld vermogen zon PV tussen nu en 2050 met name voor iNET 2022 het sterkst is tot aan 2030. Het is noemenswaardig dat Nederland momenteel 18 GW zon PV heeft, waarbij de toename in 2022 4 GW was. Zouden we dat tempo vasthouden komen we in 2030 op 50 GW uit, in lijn met de ENTSO-E 2022 scenario's. Het is gezien de grote huidige capaciteitsproblemen voor inpassing van zon PV echter de vraag of dat haalbaar is, zonder drastisch ingrijpen op de manier waarop netwerken worden uitgebreid. Wellicht is dat ook een punt dat de netbeheerders willen maken met hun scenario's.

Een snelle vergelijking met de opgestelde vermogens voor Urgenda 2022 in 2030 levert op dat hier vrijwel alle veronderstelde vermogens hoger liggen dan de hoogste inschattingen, behalve voor zon PV. Dit scenario is al klimaatneutraal in 2030. Dus er is meer opgesteld vermogen nodig in 2030. Door een sterke afname in vraag is echter bij lange na niet zoveel als voor 2050 in de meeste andere scenario's. In sommige opzichten lijkt dit scenario verouderd. 40 GW wind op zee voor 2030 is inmiddels fysiek onhaalbaar geworden, terwijl de aangenomen 2 GW zonnevelden inmiddels al ruimschoots zijn overschreden.

De opgestelde vermogens voor wind op zee voor iNET 2023 groeien tussen 2030 en 2035 door, maar veel minder hard dan tussen 2025 (uitgangspunt 6,1 GW voor alle iNET 2023 scenario's) en 2030. Dit is opvallend, gezien de recent uitgesproken aspiraties van het kabinet om elektrolysecapaciteit tussen 2030 en 2035 van ongeveer 4 GW naar 8 GW te verhogen en sterk in te zetten op verdere elektrificatie van de industrie. De snelle groei van wind op zee tot 2030 wordt mogelijk verklaard door de gestelde klimaatdoelen voor 2030. Om de hoge ambities voor elektrolyse op basis van windenergie waar te maken, zou het echter nodig zijn om met wind op zee hard door te blijven groeien na 2030. De vraag is of, net als voor zon PV, de vermogens voor 2030 te optimistisch zijn, of die voor na 2030 niet ambitieus genoeg.

De zeer sterke ingroei voor iNET 2023 van waterstofcentrales tussen 2030 en 2035 is opvallend, tot wel 8,5 GW voor IA. De economische haalbaarheid hiervan in een internationaal elektriciteitssysteem met waterkracht, kernenergie, kolen en gascentrales (zie Internationale Context) verdient nader onderzoek. De geplande kerncentrales zijn in de iNET 2023 scenario's in 2035 nog niet online, maar opvallend genoeg de huidige Borssele centrale wel. Dit veronderstelt dat deze centrale langer open mag blijven dan op de dit moment overeengekomen sluiting eind 2033. Gezien het zeer beperkte vermogen is de impact hiervan ook beperkt.

Opgesteld vermogen elektriciteitsopwek in 2040 [GW]



Figuur 35 Opgesteld vermogen elektriciteitsopwek in 2040 [GW]

Wind op zee groeit in de TNO 2022 scenario's tussen 2030 en 2040 sterk, maar vlakt voor Adapt daarna af, terwijl het voor Transform juist sneller doorgroeit. De logica voor het Adapt pad is niet helemaal duidelijk, aangezien de economische aantrekkelijkheid van wind op zee op kostenbasis zal blijven verbeteren. Dit zal waarschijnlijk te maken hebben met mogelijkheden aan de vraagzijde om productie van wind op zee nuttig in te zetten. Die zijn er naar verwachting minder in Adapt en dus is er minder wind op zee nodig.

De opgestelde vermogens in 2040 verschillen wat regelbaar vermogen betreft wederom sterk tussen de verschillende studies, met een sterk verschillende op de toekomstige rol van waterstof. Daarin valt op dat de Scenariostudie kernenergie, waarin voor de NW Europese elektriciteitsmarkt is geoptimaliseerd een grote rol voor waterstofvermogen weggelegd ziet (ongeveer 39 - 48 GW) en de TNO 2022 en ENTSO-E 2022 scenario's geen enkele. TNO 2022 heeft met OPERA geoptimaliseerd voor alleen Nederland, terwijl ENTSO-E 2022 weliswaar voor heel Europa optimaliseert, maar binnen een verouderde beleidscontext (scenario's zijn grotendeel in 2020 en 2021 afgemaakt). Uit het verschil wordt duidelijk dat als men ervan uitgaat dat gasgestookt vermogen nog beschikbaar is, de economische optimalisatie geen waterstofvermogen oplevert. Dit maakt de noodzaak van afstemming met buurlanden en bewustzijn van de internationale context des te groter.

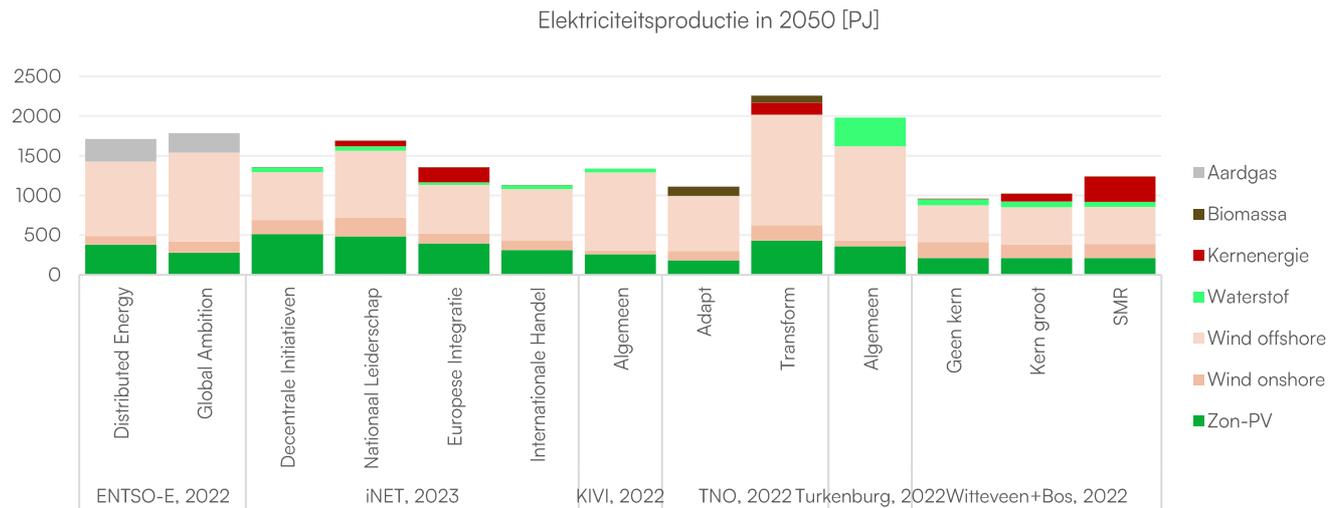
Verder valt op dat voor het Adapt scenario het geïnstalleerd gasvermogen voor 2040 is toegenomen sinds 2030 en hoger ligt dan voor 2050. Het betreft hier deels centrales die tijdelijk gas stoken en mogelijk later waterstof, en deels centrales die na een korte levensduur uit bedrijf worden genomen. Dit laatste is zeer opmerkelijk.

4.3 Elektriciteitsproductie (volumes)

De volumes elektriciteitsproductie geven relevante informatie over hoe het productiepark wordt ingezet. Deze sectie moet in samenhang met sectie 4.2 worden gelezen. De beschouwde studies komen overeen met de studies uit 4.2.

Verschillen, overeenkomsten en duiding 2050

Verschillen en overeenkomsten in duurzame opwek



Figuur 36 Elektriciteitsproductie in 2050 [PJ]

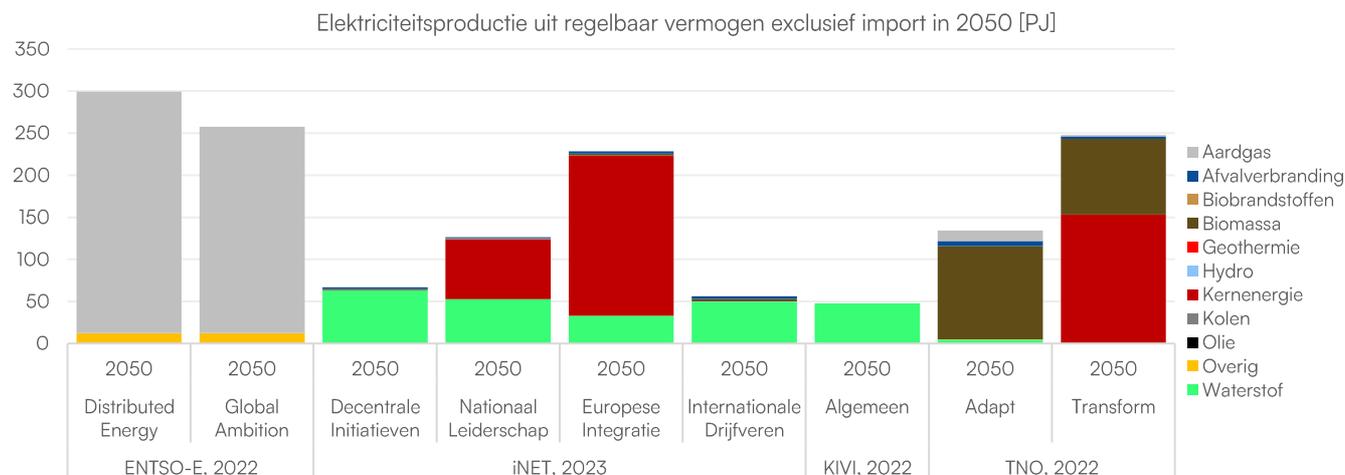
Zoals ook blijkt uit de analyse van het geïnstalleerd vermogen elektriciteitscentrales, zetten alle scenario's in op windenergie en zonenergie als grootste onderdeel van de elektriciteitsmix van 2050. In beschouwde studies en scenario's is windenergie op zee goed voor de bulk van de elektriciteitsopwekking. Dit komt overeen met de beleidsdoelstelling van het kabinet om in 2050 70 GW wind op zee te realiseren. Op basis van bovenstaande grafiek wordt al snel zichtbaar dat door een relatief laag aantal vollasturen voor zon-PV, de totale elektriciteitsproductie uit zon-PV laag uitvalt in relatie tot het opgesteld vermogen voor zon-PV (dat in sommige scenario's 50% van het totaal opgesteld vermogen vormt). Het aantal vollasturen voor zon-PV waarmee in de studies is gerekend, is consistent tussen ongeveer 900 tot 1050 uur per jaar (capacity factor van 10 tot 12 %).

Windenergie kent hogere vollasturen. Opvallend is dat aannames over de capacity factor van windenergie, minder overeenkomen dan voor zon-PV. Vooral voor wind op land wordt met uiteenlopende vollasturen gerekend. ENTSO-E 2022 gaat uit van circa 2000 tot 2200 vollasturen en zit daarmee aan de onderkant van de bandbreedte. Wim Turkenburg 2022 en iNET 2023 komen overeen qua vollasturen voor wind op land, namelijk 3200 tot 3300. De Scenariostudie kernenergie en TNO vormen de bovengrens voor het aantal vollasturen voor wind op land, met respectievelijk circa 4100 en 4400 tot 4700 vollasturen. Op basis van het verschil in vollasturen tussen de studies, kan worden geconcludeerd dat er minder eenduidigheid is over de opwekpotentie van wind op land. De windomstandigheden op de Noordzee zijn gunstiger dan op land. Hierdoor wordt er met hetzelfde opgesteld windvermogen meer elektriciteit geproduceerd op zee dan op land.

De vollasturen waarmee is gerekend voor wind op zee liggen dicht bij elkaar dan voor wind op land. De studies iNET 2023, Scenariostudie kernenergie 2022, de studie van ENTSO-E 2022 en van Wim Turkenburg liggen relatief dicht bij elkaar met circa 4200 tot 4700 vollasturen per jaar. Opvallend is dat de studie TNO 2022 met 5300 tot 5500 vollasturen rekt voor wind op zee.

TNO 2022 rekt zowel voor wind op land als voor wind op zee met bovengemiddeld hoge vollasturen. Mogelijke verklaringen voor verschillen zijn andere (gesimuleerde toekomstige) weerdata en andere aannames in vooruitgang van de techniek.

De rol van regelbaar vermogen



Figuur 37 Elektriciteitsproductie uit regelbaar vermogen 2050 exclusief import [PJ]

Zoals opgenomen in sectie 4.2 verschilt de hoeveelheid regelbaar vermogen (aardgas, waterstof, kernenergie en biomassa) in de elektriciteitsmix significant per studie en per scenario. Daarbij vormt Transform in 2050 de ondergrens (10 GW) en vormt Scenariostudie Kernenergie (2022) de bovengrens (tot 67 GW regelbaar vermogen in scenario SMR). Dit verschil wordt vooral verklaard door wisselende aannames over de inzet van flexibiliteitsmiddelen in het energiesysteem van 2050 (zie 5.1). Niet alleen het de omvang van het regelbaar vermogen verschilt per studie. Ook worden per studie worden andere energiebronnen en -centrales ingezet. In onderstaande tabel is per studie inzichtelijk gemaakt welke bronnen worden ingezet en welk aandeel deze bronnen invullen van de totale elektriciteitsproductie per studie.

Tabel 1. Aandelen energiebronnen voor regelbare elektriciteitsopwek in verschillende studies

	TNO 2022	ENTSO-E 2022	iNET 2023	Witteveen+Bos 2023	Turkenberg 2022
Elektriciteitsproductie uit regelbaar vermogen [PJ]	135 tot 247	257 tot 300	56 tot 228	78 tot 382	454
Aandeel regelbaar van totaal (%)	10 tot 11	14 tot 17	4 tot 17	8 tot 31	22
Energiebron met grootste aandeel opwek, inclusief productie [PJ]	Biomassa (90 tot 110)	Aardgas (244 tot 286)	Waterstof en kernenergie (49 tot 249)	Waterstof en kernenergie (samen 261 tot 382)	Waterstof (360)

In lijn met het verschil in regelbaar vermogen, varieert ook elektriciteitsproductie uit regelbare bronnen. Echter, door verschillen in de inzet van regelbaar vermogen leidt een laag geïnstalleerd regelbaar vermogen niet per definitie tot lage elektriciteitsopwek uit desbetreffende bronnen. De inzet van verschillende regelbare energiebronnen is hieronder per energiebron toegelicht.

Biomassa

Het vermogen biomassacentrales varieert van minimaal 0 GW (in de scenario's van iNET 2023) tot maximaal circa 1,4 GW in de Scenariostudie Kernenergie 2022. Opvallend is het verschil in inzet van biomassacentrales. Terwijl de Scenariostudie Kernenergie 2022 rekent met een (onrealistisch) laag aantal vollasturen van circa 6 uur, resulteert TNO 2022 in een (onrealistisch) hoog aantal vollasturen. Als- in de studie TNO 2022 de elektriciteitsopwekking uit biomassa volledig wordt toegerekend aan biomassacentrales, geeft dit circa 22.000 vollasturen. Mogelijk wordt in de studie TNO 2022 naast elektriciteitsproductie uit biomassa uitgegaan van elektriciteitsproductie uit biogas in gascentrales. Echter, dit is onvoldoende toegelicht in de studie en dus blijft dit een aandachtspunt, zeker aangezien biomassa de belangrijkste bron van regelbare opwek is in TNO 2022 (zie tabel 1).

In de iNET 2023 scenario's zijn geen biomassacentrales aangenomen, maar wel kleine hoeveelheden afvalverbranding met CCS o.b.v. deels biogeen afval.

(Aard)gascentrales

Opvallend is ook het verschil in inzet van gascentrales. De ENTSO-E 2022 scenario's zetten gascentrales in als aanvulling op zon en wind. In het scenario Global Ambition uit deze studie staat circa 34 GW opgesteld en in het scenario Distributed Energy zelfs 46,5 GW. Deze centrales draaien respectievelijk 2000 en 1707 vollasturen. Op basis van de data is het onduidelijk of deze gascentrales volledig op aardgas draaien, of er biogas wordt bijgestookt en hoe ENTSO-E 2022 omgaat emissies uit aardgas in Nederland. Het uitgangspunt voor de studie is een klimaatneutraal EU 27 in 2050. Dit maakt deze grote inzet van gascentrales des te opmerkelijker. TNO gaat uit van 4 GW tot 8 GW aan gascentrales. Deze centrales produceren respectievelijk slechts 1 tot 13 PJ en draaien daarmee een zeer laag aantal van 75 tot 400 vollasturen. De lage vollasturen maken de centrales niet rendabel en veronderstellen mogelijk een marktmodel waarin capaciteitstarieven o.i.d. zijn ingevoerd.

De Oekraïne oorlog vormt een duidelijke kanteling in de inzet van aardgas in Europa. De ENTSO-E 2022 scenario's zijn opgesteld voor de oorlog in de Oekraïne en de inzet van aardgascentrales is dan ook niet meer in lijn met het Nederlandse beleid en met de richting die Europa is ingeslagen met REPowerEU. Vervolgens zijn in de studie van iNET 2023 aardgascentrales in 2050 volledig uitgefaseerd. Waterstof- en kerncentrales zijn daarvoor in de plaats gekomen, waarbij onduidelijk is in welke mate het hier ombouw van bestaande gascentrales naar waterstof betreft. Of bestaande aardgascentrales gaan kiezen voor ombouw naar waterstof of het toepassen van CCS hangt af van de beschikbaarheid en prijs van groene waterstof enerzijds en het draagvlak voor CCS en voldoende draaiuren om de CCS-installatie terug te verdienen anderzijds. De verschillende studies geven hier nog geen eenduidig beeld over.

Kernenergie

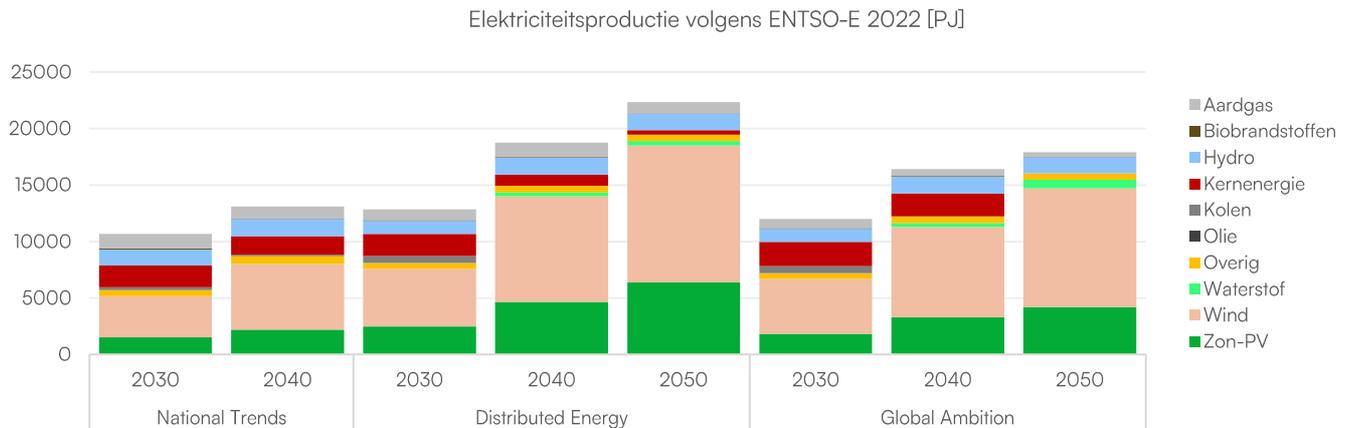
Kernenergie is eveneens een regelbare bron die in verschillende studies wordt ingezet (voornamelijk in iNET 2023 (in scenario's Europese Integratie en Internationale Handel) en in de Witteveen+Bos 2022). Wel verschilt de inzet van kerncentrales met die van andere regelbare bronnen (biomassa, gascentrales en waterstofcentrales). Waar andere regelbare bronnen relatief weinig elektriciteit per GW produceren, en veelal worden ingezet wanneer weersafhankelijke bronnen (zon en wind) niet leveren, wordt kernenergie vooral ingezet als basislast. Daarmee is kernenergie technisch een vorm van regelbaar vermogen maar wordt het in energiesysteem vooral ingezet als basislast (waarschijnlijk door lage marginale kosten en om hoge investeringskosten van kernenergie terug te verdienen). De hoge inzet van kernenergie in het scenario Transform van TNO 2022 komt doordat in dit scenario, volgens TNO de totale energievraag niet kan worden ingevuld met enkel zon en wind.

In de meeste scenario's ligt het aantal vollasturen tussen 7750 en 8500. Een uitzondering hierop zijn de scenario's uit de studie van iNET 2023 waarin kerncentrales niet specifiek draaien voor productie van synfuels (maar wel kunnen leveren aan flexibele power-to-gas eenheden). Met 6600 vollasturen, worden kerncentrales in deze scenario's iets minder ingezet dan in de andere scenario's die zijn geanalyseerd.

Waterstof

Net als bij aardgascentrales valt het zeer lage aantal vollasturen op in de TNO 2022 scenario's. Het TNO 2022 scenario Adapt bevat in 2050 5 GW aan waterstofcentrales die slechts 250 vollasturen maken. Witteveen+Bos 2022 heeft significant hogere geïnstalleerde vermogens (54 — 58 GW) met ongeveer 350 vollasturen. Het is zeer de vraag of deze centrales rendabel zouden zijn in een elektriciteitsmarkt met de huidige marktregels (zonder capaciteitsvergoeding o.i.d.). De waterstofcentrales in de iNET 2023 scenario's (11 — 20 GW) draaien meer vollasturen (700 — 1500) en daarmee stellen we vast dat deze scenario's veel meer waterstof inzetten voor elektriciteitsproductie dan de TNO 2022 scenario's. Het moet opgemerkt worden hoe onzeker deze uitkomsten zijn en hoe gevoelig voor de hoeveelheid regelbaar vermogen in de rest van de Europese elektriciteitsmarkt, aangezien waterstofcentrales waarschijnlijk zeer hoge marginale kosten zullen hebben.

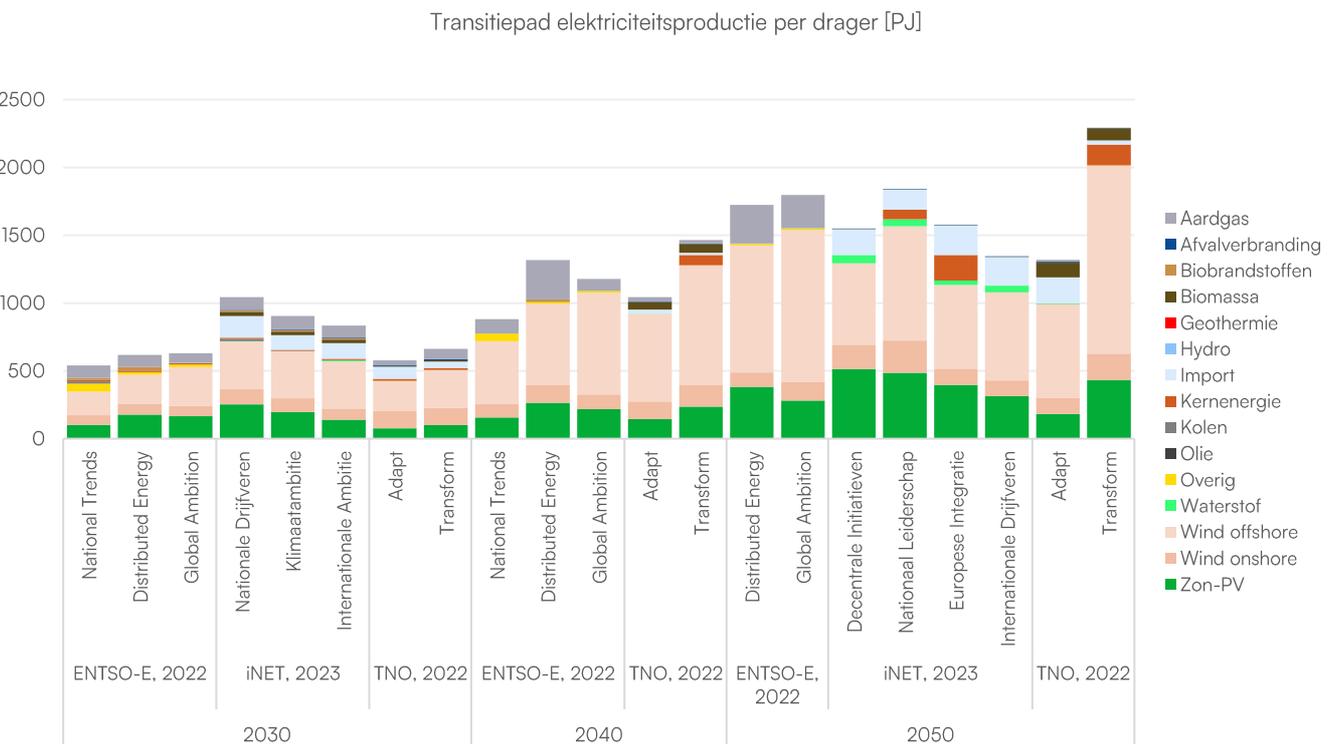
Internationale context



Figuur 38 Elektriciteitsproductie in EU 27 volgens ENTSO-E 2022 [PJ]

Het meest opvallend in de vergelijking tussen het EU-totaal van ENTSO-E 2022 en de Nederlandse scenario's is dat in de Europese scenario's kernenergie gelijk blijft (National Trends) of flink afneemt tot bijna nul in 2050 (Distributed Energy en Global Ambition). In enkele Nederlandse scenario's is er juist een toename van kernenergie. Enkele andere verschillen zijn te verwachten: er is in Nederlands (met veel zee) meer wind en juist minder elektriciteit uit waterkracht.

Verschillen, overeenkomsten en duiding transitiepaden



Figuur 39 Transitiepad elektriciteitsproductie per drager [PJ]

Zoals ook geconcludeerd bij de transitiepaden van het geïnstalleerd vermogen voor elektriciteit, gaan de studies iNET 2023 (IP scenario's), ENTSOE-E 2022, TNO 2022 en Urgenda 2022 uit van een groot aandeel zon en wind in de Nederlandse elektriciteitsmix voor 2030. Het aandeel varieert circa tussen de 70% elektriciteitsproductie van zon PV en wind (op land en op zee) tot circa 82%. Dit aandeel in de totale elektriciteitsmix ligt voor bovengenoemde studies relatief dicht bij elkaar voor doeljaar 2030

en kan worden opgemerkt als consistent. Volgens website energieopwek.nl was 40% van het elektriciteitsverbruik in 2022 opgewekt met zon PV en wind (op land en op zee).

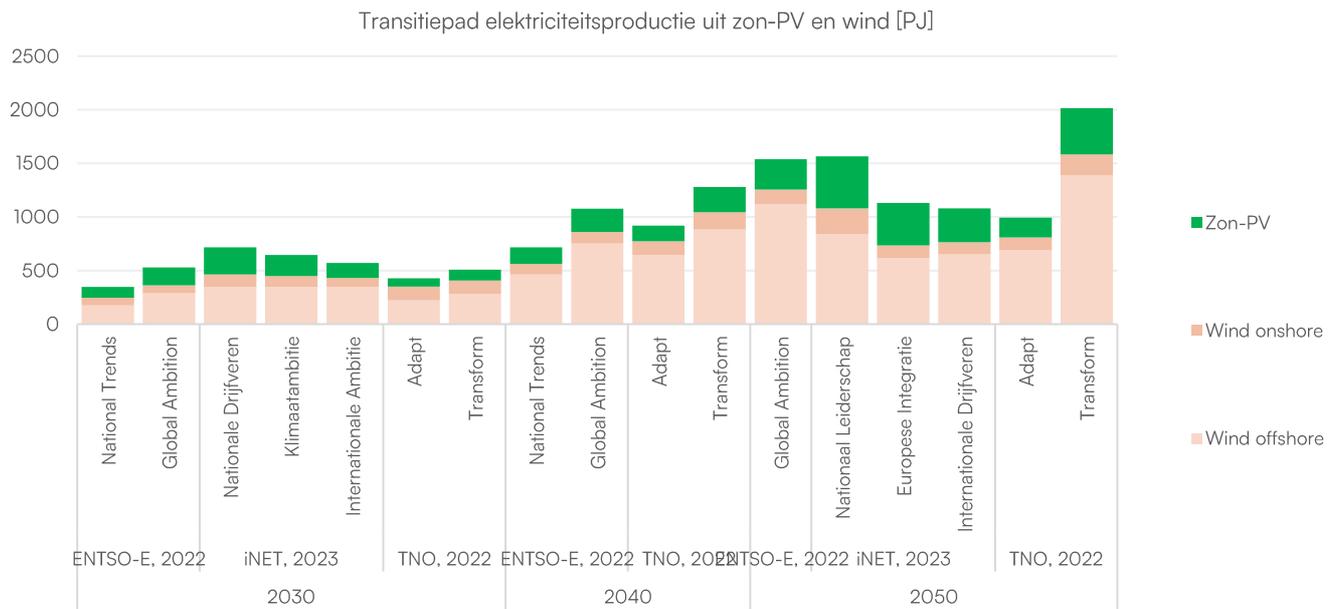
Als elektriciteitsproductie uit zon PV en wind wordt uitvergroet, valt op dat windenergie op zee goed is voor de bulk van de elektriciteitsopwekking. Dit is in lijn met de route die Nederlandse overheid is ingeslagen. Het overheidsbeleid voor wind op zee tot 2031 ligt momenteel op 21 tot 21,5 GW. Alleen de IP scenario's van iNET 2023 volgen deze lijn, maar geen van de optimalisatiestudies. Urgenda 2022 is ambitieuzer dan deze ambitie met 583 PJ wind op zee in 2030- (40 GW), terwijl TNO 2022 minder wind op zee inzet dan voorzien met circa 210 tot 280 PJ wind op zee (11,5 GW tot 14,5 GW). Ter referentie, de kabinetsambitie van 21 GW voor 2031 resulteert met een capacity factor van 55% in circa 365 PJ elektriciteit uit wind op zee. Zoals ook in paragraaf 4.2 is opgemerkt is de beleidscontext achter TNO 2022 verouderd, en is Urgenda 2022 omtrent wind op zee voor 2030 inmiddels onrealistisch.

Als voor elektriciteitsproductie naar doeljaar 2030 wordt gekeken, is het opvallend dat iNET 2023 circa 30% tot 60% meer elektriciteitsproductie voorziet dan TNO 2022 en ENTSOE-E 2022. De oorzaak van het hoger elektriciteitsgebruik is dat de IP scenario's voor 2030 allemaal fors meer elektrificatie van industrie en deels van transport voorzien dan de TNO scenario's. Dit kan niet los gezien worden van het feit dat de TNO 2022 scenario's niet uitgaan van de meest recente klimaatdoelen van het kabinet voor 2030. Het verschil in productie is in lijn met de opgesteld vermogens en elektriciteitsproductie uit wind op zee. Daarnaast voorziet iNET 2023 meer elektriciteitsimport dan TNO 2022. In ENTSOE-E 2022 is geen import opgenomen, dit geeft een vertekend beeld als totale elektriciteitsproductie tussen studies wordt vergeleken. Tot slot verschilt de hoeveelheid elektriciteitsproductie [PJ] uit schakelbaar vermogen tussen de studies. TNO 2022 rekent met circa 45 PJ tot 95 PJ, iNET 2023 met circa 138 tot 158 PJ en ENTSOE-E zit hier tussenin. De rol van aardgascentrales als bulk van het regelbaar vermogen in 2030 is hierin wel een constante (meer dan 60% van regelbaar vermogen), aangevuld met biomassa, afvalverbranding en in iNET 2023 een kleine hoeveelheid elektriciteit uit waterstof.

Als richting 2040 en 2050 wordt gekeken, vallen een aantal ontwikkelingen op. Allereerst vindt er een verschuiving plaats in de inzet van en elektriciteitsproductie uit regelbaar vermogen. Waar in 2030 in alle studies de focus ligt op gascentrales als regelbaar vermogen, wordt alleen in de studie van ENTSOE-E 2022 ingezet op grootschalige elektriciteitsproductie uit gas. Zoals hierboven toegelicht ligt deze focus op (aard)gas niet meer voor de hand in de beleidscontext-verandering die de Oekraïne oorlog teweeg heeft gebracht. Elektriciteitscentrales op waterstof, kerncentrales en biomassacentrales nemen richting 2050 in vermogen toe. Het verschil in energiebron is hierin opvallend.

Aandachtspunten bij grafieken en geanalyseerde studies

In ENTSOE-E staan alle gascentrales bij aardgas. De viewer waaruit deze data komt, heeft alleen de categorie "gas", en maakt hier verder geen onderscheid in. Gezien het COP21-scenario's zijn, gaat het hier zeer waarschijnlijk niet (uitsluitend) om aardgas!



Figuur 40 Transitiepad elektriciteitsproductie uit zon-PV en wind [PJ]

4.4 Energieproductie bekeken per drager

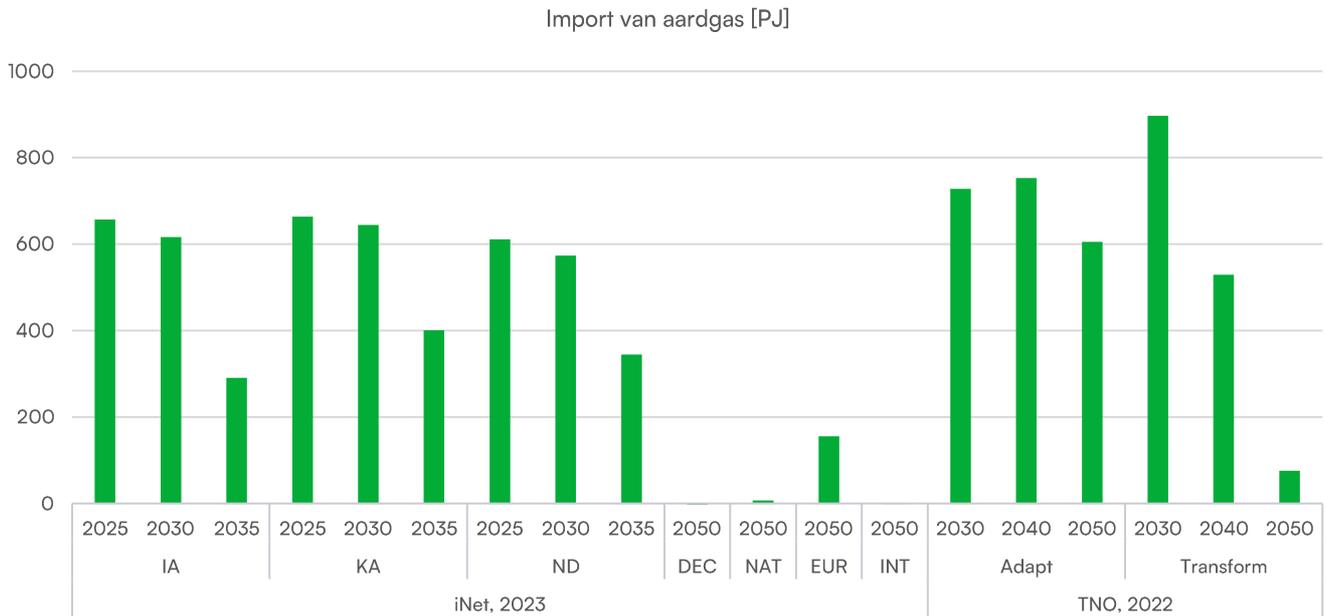
Deze sectie zoomt in op een drietal energiedragers: biomassa, aardgas en waterstof. Omdat er vanuit de verschillende sectoren grote competitie bestaat rond deze dragers, heeft de inzet van een drager in de ene sector automatisch consequenties voor de energiemix van een andere sector. Voor welke doeleinden de dragers worden ingezet wordt daarom in deze sectie beschouwd. Daarnaast wordt de herkomst van de verschillende dragers toegelicht: is er sprake van import of gaat de studie uit van binnenlandse productie? In hoeverre is er sprake van “groene” waterstof uit duurzame bronnen of wordt hiervoor juist aardgas gebruikt?

4.4.1 Aardgas

In deze paragraaf beschouwen we de ontwikkeling van de productie en import/export van aardgas, voor welke doeleinden het aardgas ingezet wordt en hoe omgegaan wordt met emissies van CO₂. Hiertoe worden iNET 2023 en TNO 2022 met elkaar vergeleken.

In 2019 was de nationale productie van methaan 1000 PJ (2019). iNet 2023 gaat er in haar scenario's vanuit dat dit nog 332 PJ is in 2025, 146 PJ in 2030 en 60 PJ in 2035. In 2050 is er in die scenario's geen nationale productie van aardgas meer. Deze aanname in combinatie met resterende vraag naar aardgas leidt tot import van aardgas tot 2035. In 2050 is er alleen in scenario Europese Integratie import van aardgas. De aannames van aardgasproductie in TNO 2022 zijn niet expliciet. Wel is daar gegeven wat de netto import/export is. In alle scenario's is er import van aardgas. In alle jaren is dit meer dan in iNET 2023.

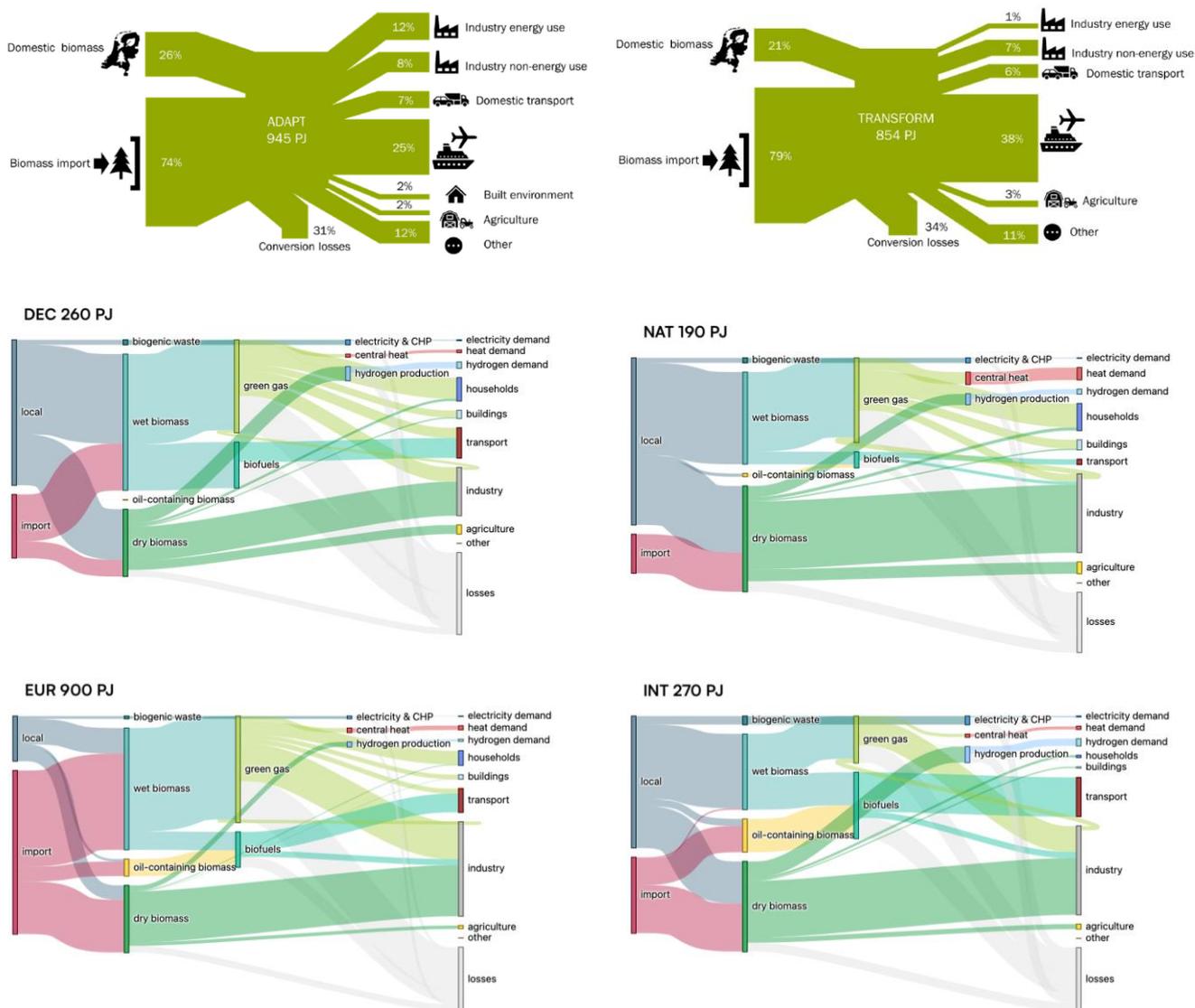
In Europese Integratie wordt het aardgas ingezet voor SMR met CCS. In Adapt gaat het aardgas voornamelijk (ongeveer tweederde) naar internationaal transport (waar de aannames is dat er nog CO₂ mag worden uitgestoten). Het overige aardgas gaat naar verschillende onderdelen van de energievraag. Waarbij gebouwde omgeving met 90 PJ en industrie (67 PJ niet-energetisch en 28 PJ energetisch) het grootste verbruik van aardgas hebben. De uitstoot wordt gecompenseerd met negatieve emissies op basis van Direct Air Capture in combinatie met CCS.



Figuur 41 Netto import (+) / export (-) van aardgas [PJ]

4.4.2 Biomassa

In deze paragraaf kijken we naar de totale inzet van biomassa en wordt beschouwd hoe deze omvang zich verhoudt tot de Europese en wereldwijde consumptie. Hiertoe worden de consumptie van iNET 2023 en TNO 2022 met elkaar vergeleken en worden de landenvergelijking van Pieter Boot (Boot 2022) en de World Energy Outlook (IEA 2022) aangegepen voor internationale context.



Figuur 42 Stroomdiagrammen van biomassa in 2050 (boven TNO 2022 en onder iNET 2023).

Het meest opvallend is dat de totale inzet van biomassa in TNO 2023 veel groter is dan in de meeste scenario's van iNET 2023. Alleen in Europese Integratie waarin brede inzet van biomassa is komt de inzet van biomassa overeen met Adapt en Transform. Een opvallend verschil is dat Europese Integratie biomassa veel meer inzet voor eindgebruik in het nationale energiesysteem dan Adapt en Transform. In Adapt en Transform gaat een groot deel van biomassa naar bunkers. Als de inzet in bunkers niet wordt meegenomen dan blijft ongeveer 700 PJ biomassa over in Adapt en 530 PJ in Transform. Dat is duidelijk minder dan de 900 PJ van Europese Integratie.

Dat bij gelijke inzet van biomassa de verhouding tussen lokaal gebruik en import in iNET 2023 en TNO 2022 vrijwel gelijk is valt te verwachten. Het Energietransitiemodel baseert de nationale potentie van biomassa namelijk op cijfers van TNO.

Wat betreft aangenomen omzettingsverliezen liggen de scenario's in lijn met elkaar. In de iNET 2023 scenario's zit het grootste verlies in omzetting van natte biomassa naar groen gas. iNET 2023 gaat hierbij uit van 50% anaerobe vergisting (efficiëntie 54%) en 50% natte vergassing (efficiëntie 68%). Daardoor is in scenario DEC, waar de inzet van natte biomassa het hoogst is, het verlies het hoogst (39%). In de andere scenario's is het verlies tussen 29% en 31% wat in lijn is met het verlies in Adapt en Transform. De rapportage van iNET 2023 gaat niet in op de exacte omzettingen van biomassa noch waar de aannames over verliezen op gebaseerd zijn.

Internationale context

In Boot 2022 stelt Pieter Boot stelt dat biomassa in meeste omliggende landen een veel grotere rol speelt in de decarbonisatie dan in Nederland. Hetzij omdat die over meer biomassa beschikken (Scandinavië, Frankrijk), hetzij omdat ze het al langer inzetten (Denemarken).

Het Nederlandse finale energieverbruik is ongeveer 0,5% van dat van de hele wereld (~2 EJ Nederlands finaal verbruik ten opzichte van 400 EJ wereldwijd finaal verbruik) (IEA 2021). In 2050-scenario's neemt het finaal gebruik in Nederland iets meer af dan het wereldwijde finaal gebruik (~1,5 EJ van 340 EJ). Het finaal gebruik is dan ongeveer 0,4%. De IEA gaat in het Net Zero Scenario van de World Energy Outlook voor 2050 uit van 100 EJ bioenergie aanbod (IEA 2021 figure 2.20). Zij geven wel aan dat dit veel lager is dan het totale potentieel van biomassa. In een literatuurstudie naar het technische potentieel van bio-energie (overwegende toekomstige technologische ontwikkelingen, voedselbehoefte en milieudoelstellingen) schat Haberl 2010 het totale potentieel op 160-270 EJ per jaar.

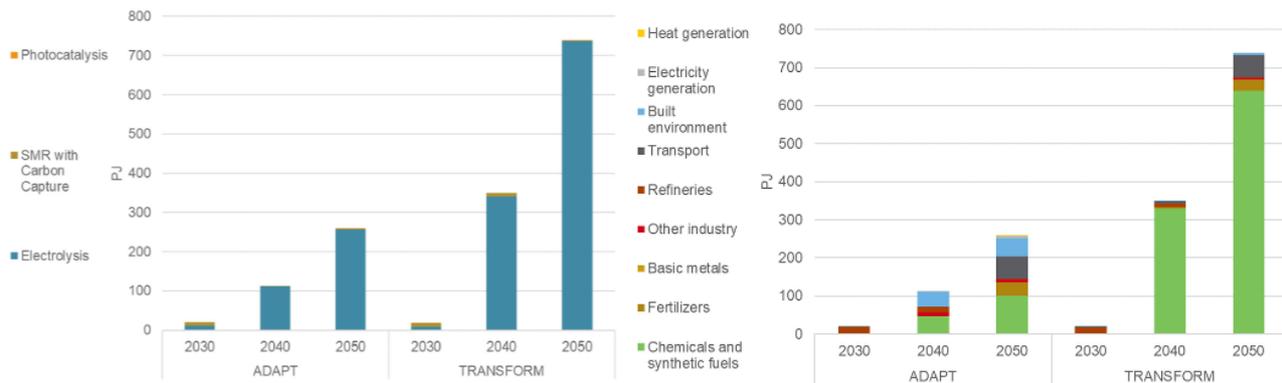
De inzet van biomassa in Adapt, Transform en Europese Integratie is ongeveer 0,9% van de wereldwijde inzet van biomassa zoals verwacht door IEA. Als internationale scheepvaart wordt afgetrokken dan gaat dat naar ongeveer 0,6%. In deze scenario's wordt ten opzichte van het IEA NET Zero Scenario een relatief groot beslag gelegd op wereldwijde biomassa. Er is wel meer potentie dan is aangenomen in het IEA NET Zero Scenario, maar het lijkt onwaarschijnlijk dat de hele wereldwijde potentie wordt benut. Op basis van deze zeer grove vingerroefening volgt dat het biomassagebruik in Adapt, Transform en Europese Integratie wereldwijd gezien groot is, maar dat het niet totaal onredelijk of onrealistisch lijkt.

4.4.3 Waterstof

In deze paragraaf bespreken we de (ontwikkeling van de) volumes en opgestelde vermogens voor waterstofproductie in de verschillende studies. Een duiding van de waterstofproductie van waterstof is niet los te zien van de inzet ervan, de elektriciteitsproductie, import en export en de flexibiliteitsmiddelen. We hebben geprobeerd dubbeling met de paragrafen die hierover gaan te voorkomen, maar dit valt niet geheel te vermijden.

In deze paragraaf wordt iNET 2023 vergeleken met TNO 2022. Het essay over elektrificatie Turkenburg 2022, de pathway study NSWPH 2022, Routekaart Waterstof RVO 2022 en Arcadis 2023 worden aangehaald voor het vergelijken van de ontwikkeling van opgesteld elektrolysevermogen richting 2050. NSWPH 2022 laat zien hoe de uitkomsten verschillen als geredeneerd wordt vanuit internationaal in plaats van nationaal perspectief.

Verschillen, overeenkomsten en duiding 2050 en transitiepaden



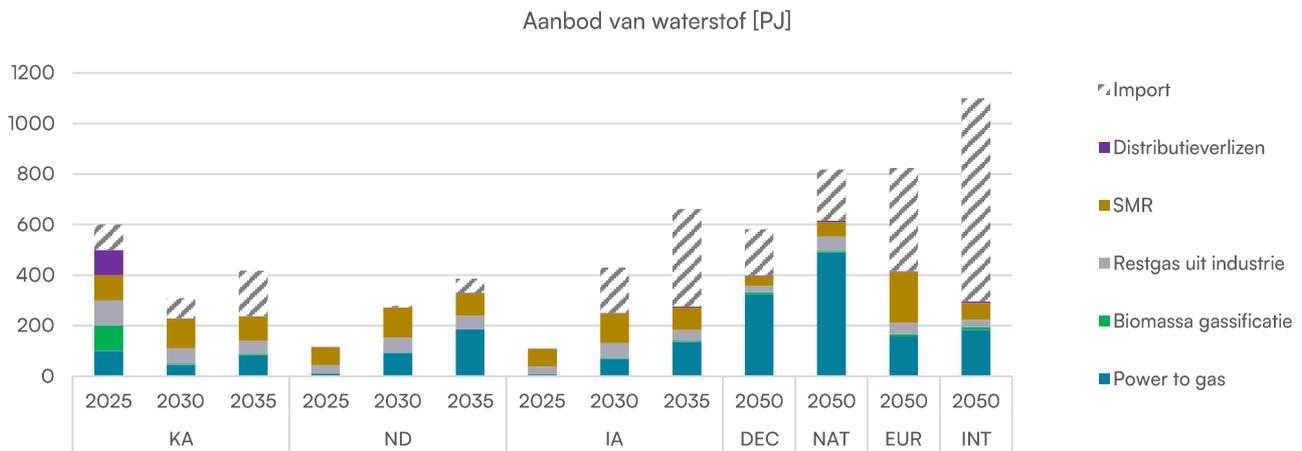
Figuur 43 TNO 2022 H₂-productie en verbruik (p 35/88 Engelse versie)

Een groot verschil tussen iNET 2023 en TNO 2022 is dat import van waterstof in TNO 2022 niet mogelijk is. Deze aanname komt voort uit de insteek dat deze studie wil laten zien wat er binnen het Nederlandse energiesysteem mogelijk is.

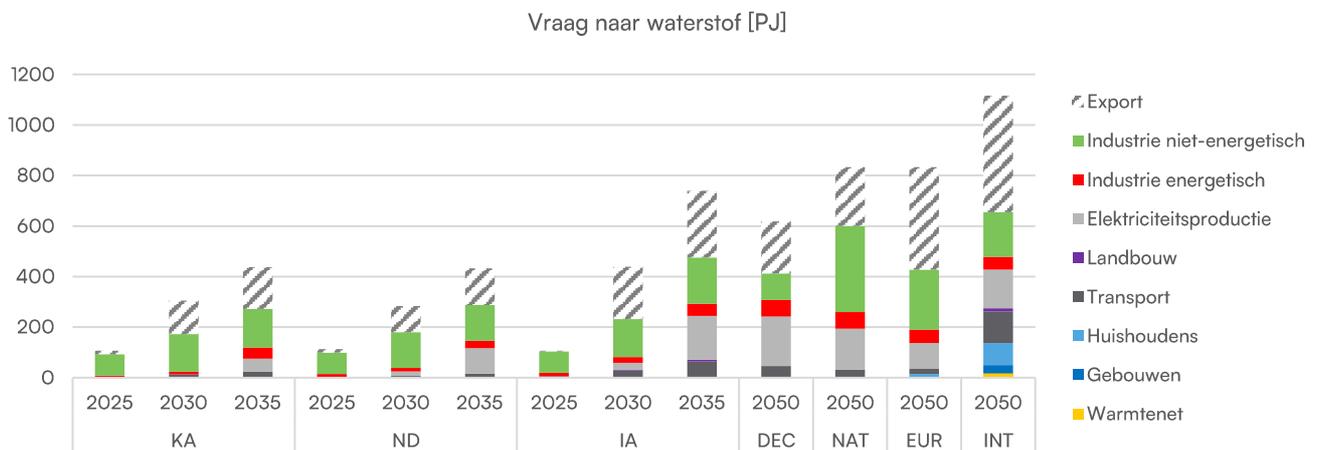
Wat opvalt is dat de productie van waterstof in Transform voor 2050 (728 PJ vs 195 PJ in Adapt) verreweg de grootste is van alle scenario's en dat dit voor het grootste gedeelte naar chemicals en synfuels gaat. Het lijkt erop dat de keuze om de industriële en synfuel vraag zonder import te belevaren de oorzaak is dat waterstofproductie hier zo groot is. In TNO 2022 is vrijwel alle waterstofproductie op basis van elektrolyse en dus groen (TNO 2022 p. 35/88 Engelse versie). De elektriciteit voor elektrolyse komt volledig uit windstroom in Transform en er is weinig sprake van elektriciteitsimport. Daarmee is er ook weinig waterstof beschikbaar voor finaal gebruik.

De iNET 2023 scenario's hebben een lagere productie van waterstof (Decentrale Initiatieven 396 PJ, Nationaal Leiderschap 611 PJ, Europese Integratie 403 PJ, Internationale Handel 318 PJ) en lijken alle minder binnenlandse waterstofvraag te bevatten. Dit wordt echter vertekend doordat TNO 2022 expliciet de vraag voor synfuels voor internationaal transport meeneemt en iNET 2023 niet. De aannames in TNO 2022 dat er geen import van waterstof of synfuels is, leidt er dus niet toe dat er uiteindelijk in Transform minder waterstof wordt ingezet dan in iNET 2023.

Aan de vraagzijde is het grootste verschil dat Internationale handel de waterstof veel meer voor finaal energetisch gebruik inzet dan de andere scenario's (van zowel iNET 2023 als TNO 2022, zie ook Figuur 9). Het hogere aanbod gaat in dit scenario niet naar bunkers (brandstoffen hiervoor worden geïmporteerd) en is blijkbaar in dit scenario ook niet nodig voor flexibiliteitsvoorziening wat de mogelijkheid geeft het in de finale vraag in te zetten.



Figuur 44 Aanbod van waterstof in iNET 2023



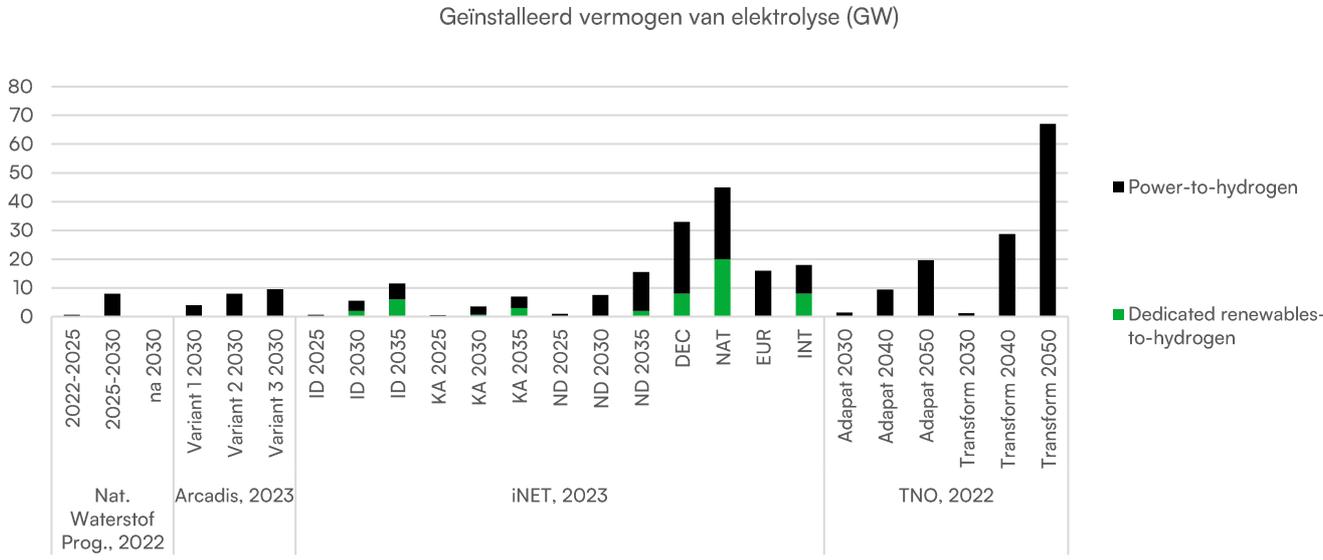
Figuur 45 Vraag naar waterstof in iNET 2023

In iNET 2023 varieert de rol van elektrolyse voor waterstofproductie sterk per scenario. Geen van de iNET 2023 scenario's bevat grijze waterstof in 2050. Blauwe waterstof speelt in de IP en iNET 2023-scenario's van 2030 tot 2050 een significante rol, fors meer dan voor TNO 2022. In 2050 is de rol van blauwe waterstof in Europese Integratie en Internationale Handel vergelijkbaar met de rol van elektrolyse. In Decentrale Initiatieven en Nationaal Leiderschap is de rol van blauwe waterstof juist veel kleiner dan die van elektrolyse. Overige studies als Arcadis, Berenschot en TNO 2022 veronderstellen net als iNET 2023 dat medio jaren '30 nog blauwe waterstofproductie nodig is. De reden dat TNO 2022 hiervan afwijkt, is dat al na 2030 waterstofproductie uit elektrolyse goedkoper is dan blauwe waterstof door aannames over hoge kosten voor CO₂ opslag (p82/88). De vollasturen van de elektrolyzers van TNO 2022 die tot dergelijke lage kosten leiden liggen op basis van bovenstaande getallen respectievelijk rond 3000 en 2700 voor Transform en Adapt. Voor iNET 2023 liggen deze overigens alle boven de 3900 voor elektrolyzers die op het elektriciteitsnet zijn aangesloten. De vollasturen zijn 4800 voor elektrolyse die direct is aangesloten op offshore windparken. De vollasturen voor elektrolyse in de iNET 2023 scenario's ligt dus fors hoger, wat lagere elektrolysekosten impliceert. De vollasturen lijken in beide studies hoog genoeg om in theorie een positieve business case te halen.

Overigens lijkt de aanname in TNO 2022 dat (bijna) alle waterstofproductie groen is en import niet is toegestaan, wel ertoe te leiden dat tot 2040 ook weinig inzet mogelijk is. De inzet van waterstof in 2030 en 2035 ligt in de IP scenario's, maar ook in RVO 2022 en Arcadis, Berenschot en TNO 2022, hoger. De zekerheid die import en blauwe waterstof bieden voor de beschikbaarheid van waterstof zijn hiervoor de verklaring. De zeer snelle marktontwikkeling na 2030 op basis van elektrolyse zoals verondersteld in TNO 2022 is vooral het gevolg van het feit dat het OPERA model met *perfect foresight* optimaliseert. *In werkelijkheid is het moeilijk voorstelbaar dat de noodzakelijk (industriële) investeringen gedaan worden in een dergelijke markt.* Overigens ligt in geen van deze systeemscenario's het verbruik of de import zo hoog als de uitgangspunten voor 2025-2030 of na 2030 in de Routekaart waterstof.

De grote waterstofproductie voor Transform is te zien in de elektrolysecapaciteit, die in 2050 met 67 GW (vs 19,6 GW Adapt) een stuk hoger ligt dan de iNET 2023 scenario's (Decentrale Initiatieven 32 GW, Nationaal Leiderschap 45 GW, Europese Integratie 16

GW en Internationale Handel 18 GW, inclusief offshore elektrolyse). Overigens maakt TNO 2022 geen onderscheid naar directe offshore elektrolyse en elektrolyse als flexmiddel, iNET 2023 doet dat wel. Ter vergelijking: Turkenburg 2022 gaat uit van 51 GW, de NSPWH 2022 studie gaat uit van 31 GW, met een behoorlijk hogere benutting (~5800 vollasturen) als gevolg van optimalisatie van de Europese elektriciteitsmarkt.



Figuur 46 Geïnstalleerd vermogen van elektrolyse [GW]

Wat verder opvalt is dat TNO 2022 zeer snelle groei van productie uit elektrolyse tussen 2030 en 2040 veronderstelt, vooral voor Transform (27,5 GW in 10 jaar tijd). Ook valt op dat de systeemstudies van TNO 2022, noch de meeste IP scenario's van de netbeheerders in 2030 voorzien dat 4 GW elektrolysecapaciteit is gerealiseerd, laat staan 8 GW voor 2035 zoals de Routekaart Waterstof 2022 of bijvoorbeeld Arcadis Berenschot en TNO 2023 wel doen. Alleen de IP ND scenario's halen deze doelen ruim.

Hoewel dit niet altijd duidelijk kan worden opgemaakt uit de scenario's, veronderstellen alle scenario's met veel elektrolysecapaciteit dat er voldoende opslagcapaciteit beschikbaar zal zijn voor de geproduceerde waterstof. Zeker in TNO 2022 waarin geen flexibele waterstofproductie uit ATR of SMR+CCS, NH3 of LOHC reforming beschikbaar is, moet alle productieflexibiliteit geleverd worden door de opslag. Mogelijk dat de publicatie van iNET 2023 hier extra aandacht aan zal besteden, maar het is allerminst zeker dat die (flexibele) opslagcapaciteit snel genoeg kan worden gerealiseerd. Mogelijk dat extra aandacht hiervoor zal leiden tot andere systeemkeuzes voor de jaren ~2025 — 2035.

Internationale context

Een scenario dat gebruik maakt van veel import van waterstof vraagt andere vormen van waterstofopslag dan een scenario waarin elektrolyse op basis van volatiele hernieuwbare elektriciteitsproductie domineert. Daarin speelt ook nog mee of er een sterke seizoensafhankelijke vraag naar waterstof is (bijvoorbeeld voor ruimteverwarming). Zoutcavernes hebben meestal een grote input/output capaciteit ten opzichte van het opslagvolume en zijn daarmee geschikt voor meer flexibele en kortcyclische opslag. Langeretermijn opslag van grotere volumes (strategische opslag of seizoensopslag) kan wel in zoutcavernes, maar het creëren daarvan kost tijd. Langetermijnopslag zou ook in lege gasvelden kunnen, maar daarbij gaat mogelijk de zuiverheid omlaag en het ligt minder voor de hand om deze ook korte termijn flexibiliteit te laten leveren.

Import van waterstof in de vorm van ammoniak of LOHC's maakt opslag in opslagterminals mogelijk. De TNO 2022 en iNET 2023 scenario's hebben geen expliciet ammoniakgebruik of import, iets dat in toekomstige iteraties mogelijk nog zal veranderen. De Nederlandse industrie importeert sinds de gasprijzen zijn gestegen door de sancties op Russisch gas een fors deel van de eigen ammoniak behoefte. Daarmee is ook overig gebruik van ammoniak in beeld gekomen: als toekomstige brandstof voor de scheepvaart en als waterstofdrager. Arcadis, TNO en Berenschot 2023 concludeert dat als grootschalige import van waterstof tot 2035 op gang komt dit waarschijnlijk in de vorm van ammoniak per schip via de havens zal zijn, met Chemelot en Duitsland als belangrijkste bestemmingen, LOHC's spelen in deze scenario's een kleinere rol.

Dergelijke transitstromen zijn overigens van belang voor de ontwikkeling van het systeem: keuzes voor energiedragers in Duitse en Belgische industriegebieden bepalen mede wat er in Nederlandse havens geïmporteerd, opgeslagen, hervergast of reformed

(omgezet) wordt en dus wat er Nederlandse industriegebieden beschikbaar is en vice versa, maar ook welke investeringen in transportcapaciteit, nodig zijn. Zeker voor waterstof(dragers) ligt het daarmee voor de hand om met een blik op de lange termijn afspraken te maken met buurlanden.

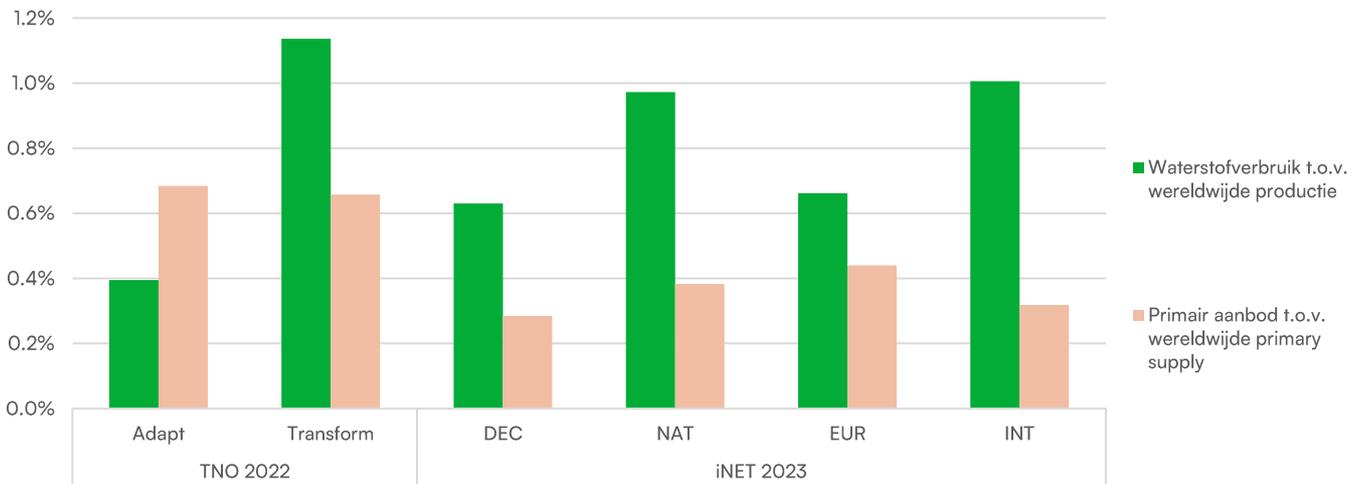
De systeemstudies die nu voor Nederland zijn uitgevoerd kijken zeer gedetailleerd naar de Nederlandse ontwikkelingen, maar houden beperkt rekening met ontwikkelingen in het buitenland (INET 2023 neemt transitstromen mee, TNO 2022 niet). Internationale studies als BNEF 2020, DNV 2022 houden rekening met belangrijke globale trends en ontwikkelingen, maar te weinig met landelijke variatie. Uiteindelijk zullen buurlanden op basis van hun eigen scenario's met elkaar in overleg moeten gaan en idealiter zou een NW Europese studie als NSWPH 2022 echt gebaseerd moeten zijn op beleid en keuzes die NW-Europese landen kunnen en willen maken. Net als voor de elektriciteitsmarkt vraagt dit er deels om de gedachte van nationale autonomie los te laten.

Wat daarbij opvalt zijn de conclusies die NSPWH 2022 deelt (slide 43) over hoe sterk de benutting van elektrolyse capaciteit voor waterstofproductie en de noodzaak voor regelbaar vermogen (waterstofcentrales) verschillen tussen een systeem dat nationaal geoptimaliseerd is en een systeem dat de optimalisatie (NW) Europees aanpakt.

In de internationale context is ook de Nederlandse inzet van waterstof ten opzichte van de wereldwijde productie relevant. Er zijn vele manieren mogelijk om dit te vergelijken en te duiden. We gebruiken hier voor de wereldwijde context hier de waterstofproductie en het totaal primair aanbod van het scenario Net Zero Emissions scenario van IEA 2021 als referentie. Dat scenario gaat uit van 528 Mton waterstofproductie (63 EJ) en 550 EJ primair aanbod. Figuur 47 laat zien hoe het netto verbruik van waterstof (dus zonder doorvoer van waterstof) van de Nederlandse scenario's zich verhoudt tot de wereldwijde productie van waterstof. Figuur 47 toont ook het primair aanbod van energie ten opzichte van de wereldwijde productie. Dit geeft een indicatie of een relatief grote of kleine rol voor waterstof is weggelegd in de Nederlandse scenario's. In alle scenario's behalve Adapt is de relatieve inzet van waterstof flink groter dan het relatieve primair aanbod van energie.

Een mogelijke verklaring hiervoor is dat in de Nederlandse scenario's allemaal >80% van de elektriciteitsproductie uit zon en wind komt. Dat geeft mogelijkheid tot relatief veel waterstofproductie van elektrolyse. In TNO 2023 komt vrijwel alle waterstof van elektrolyse, in iNET 2023 wisselt de waterstofproductie sterk per scenario, maar in alle scenario's is de rol van elektrolyse significant. In het NZE-scenario komt ongeveer 50% van elektrolyse. Een voorzichtige conclusie is dus dat de Nederlandse scenario's relatief veel gebruik maken van waterstof, maar dat dit niet extreem is gezien de grote rol die wind op zee hier kan spelen.

Waterstofverbruik en primair aanbod ten opzichte van het NZE-scenario van WEO 2021



Figuur 47 Waterstofverbruik en primair aanbod ten opzichte van het NZE-scenario van WEO 2021

5 Flexibiliteit

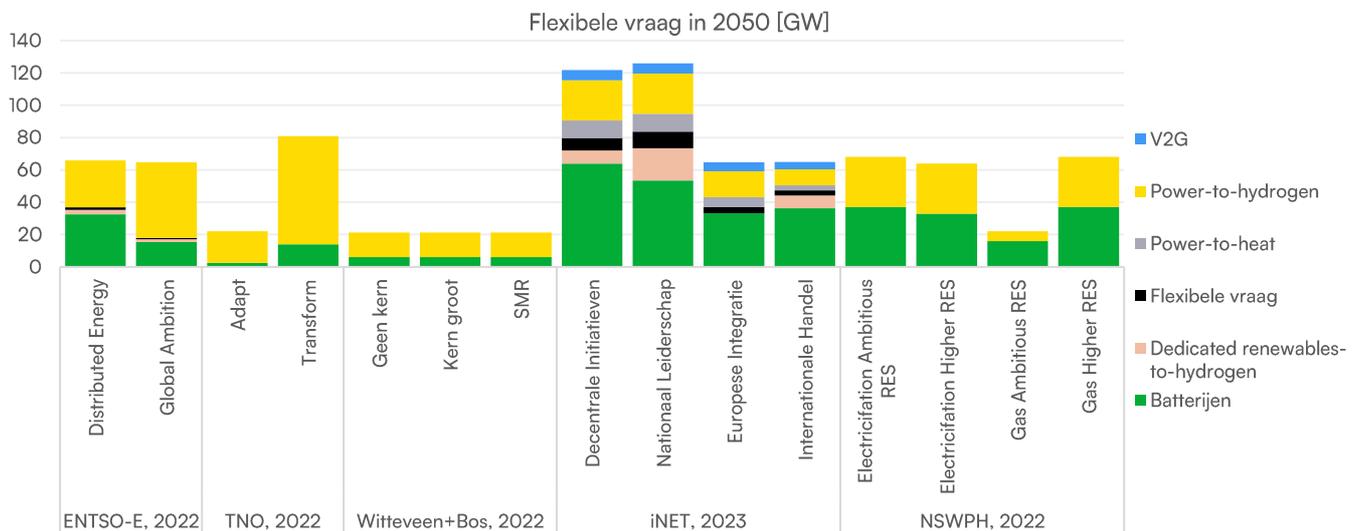
In het hoofdstuk gericht op elektriciteitsproductie (zie sectie 4.2) is de rol van flexibiliteit in het energiesysteem reeds kort aangestipt. Naarmate meer elektriciteit wordt geproduceerd uit niet regelbare bronnen, neemt de volatiliteit van aanbod toe. Met deze volatiliteit groeit de behoefte aan maatregelen om bij te springen als de zon niet schijnt of als het niet waait en ook om de opgewerkte elektriciteit zo efficiënt mogelijk te benutten. De mate waarin een beroep kan worden gedaan op flexibiliteit heeft onder andere een grote impact op de benodigde hoeveelheid regelbaar vermogen en tevens op de import/export balans. In sectie 5.1 zijn de onderwerpen opslag, conversie en demand side response behandeld. In sectie 5.2 is gekeken naar import en export met buurlanden.

5.1 Opslag, conversie en demand side response

In deze Metastudie is flexibiliteit een containerbegrip. In tegenstelling tot regelbaar vermogen (aanbod, behandeld in 4.2 en 4.3), wordt hier gerefereerd naar flexibiliteit aan de vraagkant. Waar in de praktijk regelbaar vermogen (aanbod) en flexibiliteit aan de vraagkant anticiperen op eenzelfde marktontwikkeling (toename van niet regelbaar vermogen in de energiemix), worden in deze rapportage beide onderwerpen in verschillende hoofdstukken behandeld. In de hierop volgende analyse wordt voor het duiden van verschil in inzet van vraag flexibiliteit de vergelijking gemaakt met de inzet van regelbaar vermogen (sectie 4.2).

Flexibiliteit aan de vraagkant van het energiesysteem kan worden gecategoriseerd in enerzijds een toename van de vraag wanneer hier vanwege aanbodoverschotten behoefte aan is en anderzijds vraagreductie bij tijdelijke aanbod tekorten. Voorbeelden van flexibiliteit bij aanbodoverschotten zijn power-to-hydrogen en power-to-heat. Een voorbeeld van flexibiliteit bij aanbodtekorten is vraaguutstel of tijdelijke vraagverhoging in de industriële sector. Tot slot is er een derde categorie, die beide functies kan invullen. Denk aan standalone batterijen en vehicle-to-grid. Deze technieken kunnen acteren op tijdelijke overschotten door energie uit het systeem te onttrekken, maar kunnen ook energie leveren bij tekorten door juist te ontladen. De inzet van deze drie vormen van flexibiliteit is voor de volgende studies beschouwd: iNET 2023, TNO 2022, NSWPH 2022, Witteveen+Bos, eRisk Group, HCSS 2022 en ENTSO-E 2022.

Verschillen en overeenkomsten en duiding 2050



Figuur 48 Flexibele vraag in 2050. Voor iNET 2023 wordt naast flexibele vraag ook dedicated renewables to hydrogen getoond [GW]

Een eerste blik op Figuur 48 leert dat de voorziene flexibele vraag in 2050 sterk varieert tussen de beschouwde studies. Studies en scenario's die relatief weinig flexibele vraag voorzien zijn de Scenariostudie Kernenergie van Witteveen+Bos, eRisk Group, HCSS 2022 (20 GW), het scenario Adapt van TNO 2022 (circa 22 GW) en het scenario GAR van NSWPH 2022 (circa 22 GW). Studies en scenario's die relatief veel flexibele vraag voorzien, zijn de scenario's Decentrale Initiatieven en Nationaal Leiderschap van iNET 2023 (meer dan 100 GW). Scenario's die de middenmoot vormen voorzien circa 60 tot 80 GW flexibele vraag.

Flexibele vraag en regelbaar vermogen (aanbod)

Zoals besproken in sectie 4.2 (elektriciteitsproductie) plaatsen de Scenariostudie kernenergie, Wim Turkenburg en bijvoorbeeld iNET 2021 relatief veel regelbaar vermogen. Dit duidt op een verschuiving van relatief veel regelbaar vermogen en een lage inzet van flexibiliteit naar een meer gebalanceerde combinatie van regelbaar vermogen en flexibiliteit in TNO 2022 en iNET 2023. Deze verschuiving kan deels worden verklaard door de toepassingsmogelijkheden van flexibiliteit in de rekenmodellen waarmee de studies zijn doorgerekend, zoals bijvoorbeeld OPERA en het Energietransitiemodel. Op basis van iNET 2021 zijn lessen getrokken over de modellering van flexibiliteit en op basis daarvan is de manier waarop flexibiliteitsmiddelen ingezet kunnen worden in het ETM herzien: er zijn in de ETM-scenario's meer soorten batterijen voor verschillende tijdschalen (zoals OPAC en flow-batterijen) ingezet, de integratie van flexibiliteit in de elektriciteitsmarkt is verbeterd, waaronder mogelijkheden voor verschuiving van vraag in de tijd of invulling via hybride technologieën. Doordat deze flexibiliteit in de verschillende scenario's wordt ingezet, is minder regelbaar vermogen nodig. TNO optimaliseert in OPERA de inzet van flexibiliteitsopties als productie- en vraagreductie (of uitstel), power-to-gas, power-to-heat. Er is in beide TNO 2022 scenario's sprake van veel productieverlaging, vooral in Adapt en verreweg de grootste bijdrage aan flexibiliteit komt van P2G.

De grote impact van flexibiliteitsopties en modelberekeningen aan flexibiliteit op het energiesysteem van de toekomst, illustreert de noodzaak om de aannames en uitkomsten hiervan goed te bestuderen en tegen het licht te houden van internationale ontwikkelingen als beschikbaarheid van technologieën, grondstoffen, interconnectie, regelbaar elektriciteitsvermogen, etc.

Inzet van batterijen en waterstofproductie

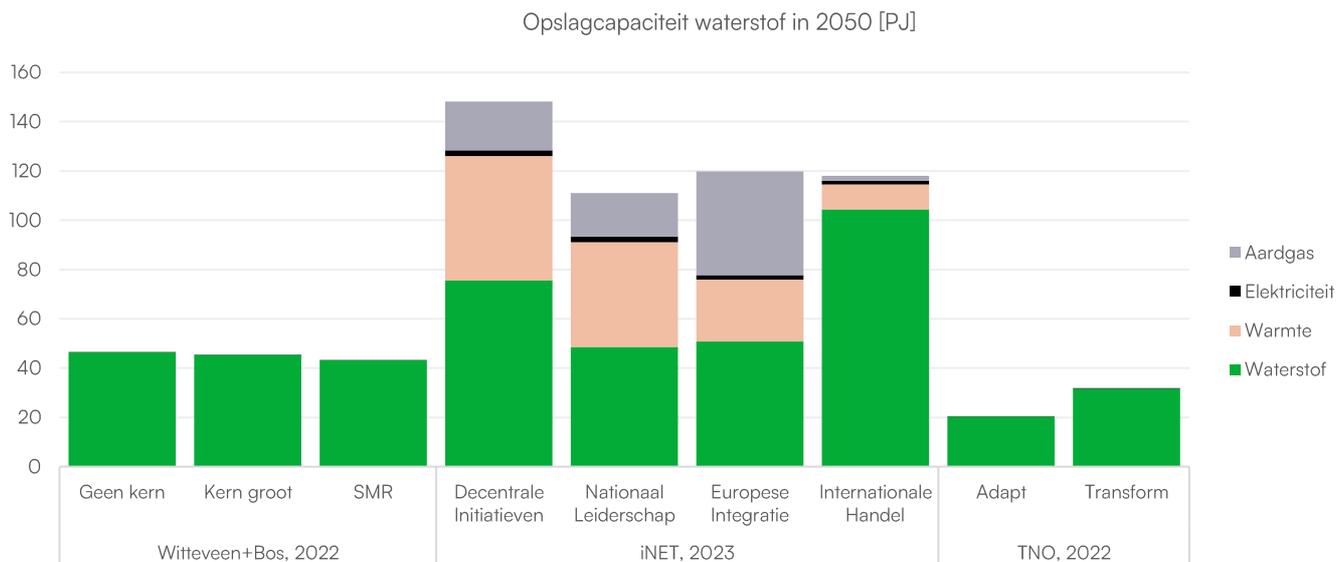
De verschillen in de inzet van verschillende flexiopties binnen studies en tussen studies zijn opvallend. Scenario's Decentrale Initiatieven en Nationaal Leiderschap van iNET 2023 hebben met respectievelijk 70 en 60 GW aanzienlijk meer batterijopslag (incl. V2G) dan de andere beschouwde studies. Wel moet worden opgemerkt dat onder deze batterijopslag ook 10 GW flowbatterijen worden meegerekend met een lange opslagduur van 41 uur. Zo'n relatief lange opslagduur wordt in de overige studies mogelijk juist ingevuld met power-to-hydrogen.

Offshore elektrolyse (dedicated renewables-to-hydrogen) is eigenlijk geen flexibele vraag. Toch is deze vorm van waterstofproductie opgenomen in de grafiek om inzicht te geven in de totale hoeveelheid power-to-hydrogen. Daarnaast wordt niet in alle studies gebruik gemaakt van dedicated renewables-to-hydrogen. Met name de koppeling tussen windenergie en waterstofproductie is in de Nederlandse context interessant, vanwege de grote ambitie wind op zee van 70 GW in 2050. Het is dan ook de verwachting dat de waterstofhubs op zee of aan de kust worden geplaatst waar grote vermogens windenergie worden aangesloten. Hiermee kan het elektriciteitsnetwerk vanaf de kust landinwaarts deels worden ontzien.

NSPWH 2022 concludeert dat optimalisatie van opwek en aanlanding van wind op zee en power-to-gas op Noord-West Europees niveau leidt tot minder noodzaak voor elektrolysecapaciteit en hogere vollasturen. Overigens zet deze studie hier in de scenario's niet volledig op in. Er wordt veel flexibiliteit geleverd door sterk toegenomen interconnectie en internationale uitbouw van transportnetten voor elektriciteit. Dergelijke optimalisatie veronderstelt een gecoördineerde regionaal Europese aanpak. Daar is nog geen sprake van. De NSPWH 2022 studie illustreert enkele te behalen voordelen van dergelijke coördinatie.

Power-to-heat, al dan niet in combinatie met warmteopslag is enkel in TNO 2022 en iNET 2023 expliciet meegenomen. In Witteveen+Bos 2022 is power-to-heat wel impliciet opgenomen. Daar is namelijk gebruik gemaakt van het elektriciteitsvraagprofiel dat afkomstig is uit iNET 2021 scenario Nationale Sturing. Daar zit impliciet power-to-heat in. In de TNO 2022 scenario's speelt power-to-heat een veel kleinere rol dan power-to-hydrogen, zeker in vergelijking met iNET 2023. Het is onduidelijk in hoeverre het toestaan van waterstofimport in de studie TNO 2022 de vrij eenzijdige focus op power-to-hydrogen zou verminderen.

Tot slot is flexibele vraag in de vorm van vraaguutstel in de industrie opgenomen in de studies van ENTSO-E 2022, iNET 2023, TNO 2022 (impliciet) en niet in de andere beschouwde studies. Deze vorm van flexibiliteit wordt in andere studies niet (expliciet) meegenomen, maar leidt wel tot een reductie in de benodigde back-up vermogen zoals waterstofcentrales. Deze trend van 'demand response' is in lijn met recente ontwikkelingen in de Nederlandse elektriciteitssector. Voorbeelden hiervan zijn het handelssysteem GOPACS en de capaciteitsbeperkende contracten. In capaciteitsbeperkende contracten ziet een aangeslotene tegen betaling af van het volledige gebruik van zijn overeengekomen aansluit- en transportcapaciteit, om bij te dragen aan het oplossen van voorziene fysieke congestie. In de studies iNET 2023 en ENTSO-E 2022 speelt de inzet van flexibele vraag in de industrie met nog geen 10% van de totale flexibele vraag, een bescheiden rol in het energiesysteem van 2050.



Figuur 49 Beschikbare capaciteit waterstof [PJ] in 2050

Een blik op de beschikbare opslagvolumes in de verschillende studies laat zien dat er significante verschillen zijn. Dit is deels omdat andere studies de benodigde warmte- en aardgasopslag niet expliciet vermelden en deels doordat de waterstofopslag lager uitvalt bij de TNO 2022 scenario's. Hoewel elektriciteitsopslag qua vermogen in dezelfde orde grootte zit als power-to-hydrogen (Figuur 48), is het totale beschikbare opslagvolume (Figuur 51) vele malen kleiner dan ondergrondse waterstofopslag in bijvoorbeeld zoutcavernes. Zelfs zo klein dat voor de Scenariostudie kernenergie en TNO Adapt en Transform de elektriciteitsopslag¹¹ niet eens afleesbaar is. De flowbatterijen die enkel beschikbaar zijn in de iNET 2023 scenario's zorgen ervoor dat elektriciteitsopslag in Figuur 49 wel zichtbaar is.

De mate waarin scenario's een beroep doen op ondergrondse waterstofopslag is van groot belang, aangezien de realisatie hiervan tijdrovend is. TNO 2022

gaat in Adapt uit van 20 PJ volume beschikbare waterstofopslag en 32 PJ in Transform. Op jaarbasis wordt in het scenario Adapt 100 PJ en in scenario Transform 190 PJ waterstof opgeslagen, wat respectievelijk 5 en 6 cycli per jaar zou betekenen. De totale waterstofopslag voor de iNET scenario's impliceert slechts enkele volledige cycli (scenario Decentrale Initiatieven heeft een opslagvolume van 72 PJ en een opgeslagen volume van 202 PJ). In het ETM levert de waterstofopslag op uurbasis alle flexibiliteit op de waterstofmarkt. In het OPERA model wordt deze berekening niet op uurbasis uitgevoerd. *De simplificaties in beide modellen betekenen dat de impact op de benodigde opslagcapaciteit van flexibiliteitsopties in de waterstofmarkt onvoldoende bekend is. Denk aan flexibel aanbod uit ATR of SMR+CCS, ammoniak reformers en offshorewaterstofhubs of flexibiliteit van industriële vraag van e-refineries of hybride boilers.*

Aandachtspunten bij grafieken en geanalyseerde studies

- iNet 2023: dit is de benodigde waterstofopslag zoals getoond in de ETM-scenario's.
- Witteveen + Bos 2022 heeft waterstofopslag geoptimaliseerd als investeringsoptie
- TNO 2022 het is (bij ons) onbekend of dit benodigde opslag is of dat dit een ingestelde randvoorwaarde is .

¹¹ Elektriciteitsopslag in lithium-ion batterijen is doorgaans geschikt voor korte tijdschalen van uren. De verhouding tussen opslagvermogen en -volume is daarmee veel kleiner dan voor opslag op langere tijdschaal zoals waterstof. Flowbatterijen zijn ook voor iets langere tijdschalen van enkele dagen tot een week geschikt.

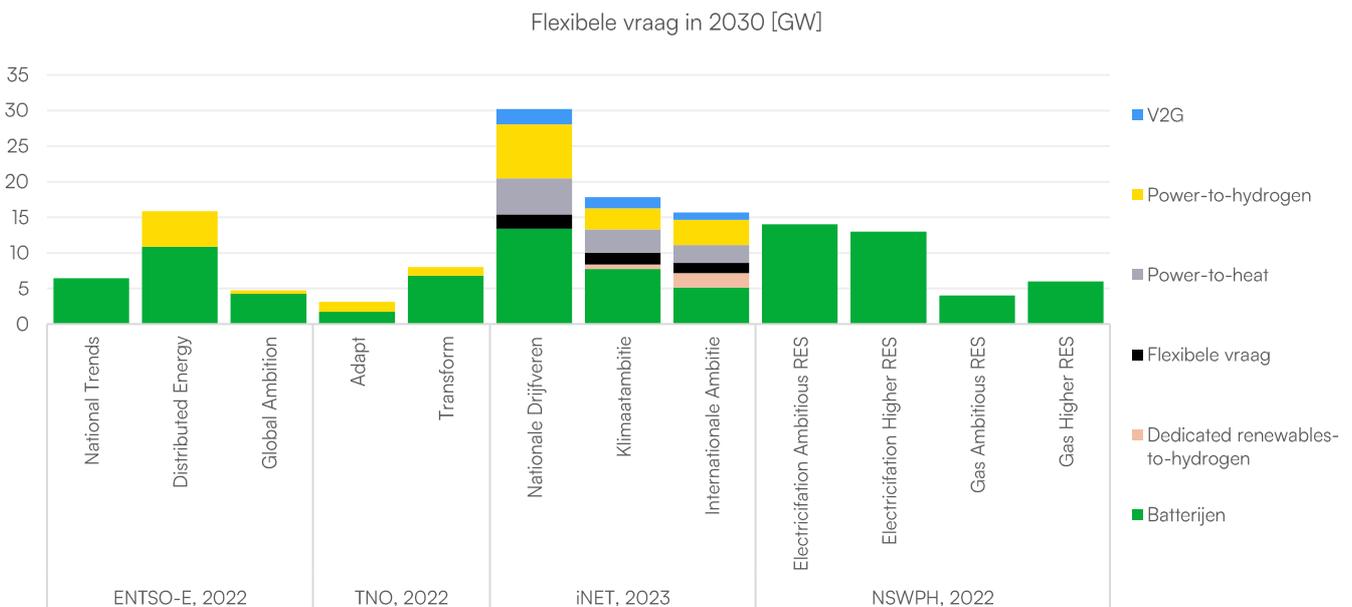
Uitbreidingen van het elektriciteitsnetwerk (capaciteit) ten opzichte van inzet op flex levert een interessante vergelijking op. De studie Witteveen+Bos 2022 heeft de netwerkuitbreiding gelimiteerd op 75% uitbreiding ten opzichte van de huidige capaciteit van het hoogspanningsnet. OPERA, dat is gebruikt voor TNO 2022 doet een versimpelde netberekening. Voor elektriciteit is land en zee opgedeeld in 14 regio's. Het model gaat er vanuit dat transport flow nooit meer dan 2,5 keer de huidige transportcapaciteit mag zijn. Uit de visualisatie van jaarlijkse elektriciteitsstromen tussen de regio's is te zien dat de totale uitwisseling wat een maat is voor benodigde infrastructuur ongeveer een factor 1,5 hoger is in Transform dan in Adapt. De netwerkdoorrekeningen van iNET 2023 zijn nog niet uitgevoerd waardoor hier verder nog niet veel informatie over bekend is. Als deze in najaar 2023 worden gepubliceerd dan is het interessant om toename van transportcapaciteit uit te zetten tegen inzet op flex. Naar verwachting zal die publicatie de inzet op flex in de scenario's verder nuanceren naar aanleiding van de netwerkberekeningen en knelpuntenanalyse.

Duiding verschillen en overeenkomsten transitiepaden

Wat de transitiepaden betreft, is allereerst een aandachtspunt over nieuwe kerncentrales op zijn plaats. Studies als de Scenariostudie Kernenergie bevatten relatief veel regelbaar vermogen in 2050 en voorzien daarmee een kleinere flexibele vraag. Nieuwe kerncentrales worden echter naar verwachting ergens tussen 2035 en 2040 gerealiseerd en het is zeer wel mogelijk dat tussen 2030 (zie hieronder) 2040 een significante flexibiliteitsbehoefte ontstaat die niet door regelbare kerncentrales kan worden voorzien. Mocht deze worden ingevuld met significante investeringen in flexibele vraag, is vervolgens de vraag hoe de rentabiliteit van deze investeringen verandert met de komst van de kerncentrales. Vice versa is de positionering en rentabiliteit van de kerncentrales ook afhankelijk van de invulling van de flexbehoefte voor 2040. Vanwege het ontbreken van scenario's voor 2035 is dit echter niet in beeld bij dergelijke studies.

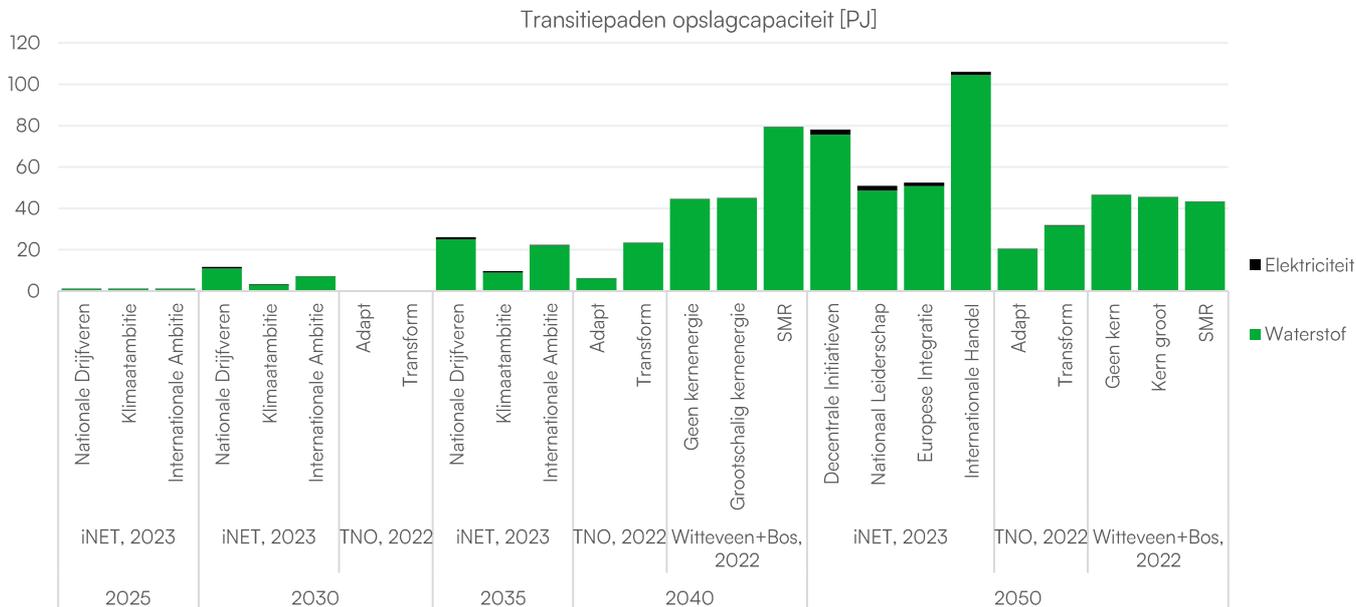
Als naar het doeljaar 2030 wordt gekeken, vallen een aantal zaken op. Allereerst het grote verschil in vermogen tussen de IP scenario's van iNET 2023 en de overige studies. In de studies anders dan iNET 2023 worden power-to-heat, en flexibele vraag niet (expliciet) gerapporteerd. Zoals al genoemd in paragraaf 4.4.3 bevatten alleen de scenarios Nationale Drijfveren en Internationale Ambitie uit iNET 2023 dezelfde orde grootte elektrolyse vermogens als de Routekaart waterstof. Het scenario Internationale Ambitie veronderstelt daarbij al enkele GW dedicated offshore elektrolyse (waterstofproductie gekoppeld aan wind op zee). De grote hoeveelheid flexibele vraag uit de IP-scenario's uit zich niet in een lager volume en capaciteit van regelbaar vermogen ten opzichte van andere studies (Figuur 33). Dit komt doordat de totale elektriciteitsvraag in de scenario's van iNET 2023 hoger is dan in de andere studies (Figuur 39).

Het verschil tussen de IP scenario's van iNET en de overige studies is te verklaren door een hogere elektriciteitsvraag in de IP scenario's, als gevolg van verdergaande elektrificatie in de industrie en de mobiliteit. Deze vraag wordt ingevuld met nog meer zon en wind dan in de andere studies. Dit resulteert in een hogere behoefte aan flexibiliteitsmiddelen voor elektriciteit in de vorm van vraagsturing en vehicle-to-grid. Aandachtspunt is het tijdig ontwikkelen van een succesvolle flexibiliteitsmarkt.



Figuur 50 Flexibele vraag in 2030. Voor iNET 2023 wordt naast flexibele vraag ook dedicated renewables to hydrogen getoond [GW]

De vermogens batterijopslag variëren vrij sterk tussen verschillende scenario's van studies. Tussen de studies zijn de verschillen nog niet zo groot als voor 2050. Gezien de relatief korte tijd tot 2030 en de beperkte wereldwijde productiecapaciteit voor batterijen, is het kleine verschil tussen de studies niet zo vreemd. Een vergelijking van het groeipad van flexmiddelen richting 2050, maakt duidelijk hoeveel harder de geïnstalleerde vermogens van alle flexmiddelen na 2030 zullen groeien voor de iNET 2023 scenario's ten opzichte van de andere beschouwde studies.



Figuur 51 Transitiepaden opslagcapaciteit van waterstof en elektriciteit (de opslagcapaciteit van waterstof en warmte is niet voor al de getoonde studies bekend en tonen we daarom niet in deze grafiek). [PJ]

De scenario's van studie iNET 2023 hebben al vanaf 2030 opslagcapaciteit voor waterstof voorzien. In de studie TNO 2022 speelt opslag, met name voor waterstof, pas een significante rol vanaf 2040. Het valt op dat het scenario SMR (met kleine modulaire kernreactoren) van de studie Witteveen+Bos 2022 in 2040 meer opslagcapaciteit van waterstof heeft dan in 2050. Witteveen+Bos 2022 heeft niet expliciet transitiepaden gemaakt, maar losse optimalisaties voor verschillende jaren gedaan. In Witteveen+Bos 2022 hebben de Elektrolyzers meer draaiuren in 2040 waardoor er meer waterstof is om op te slaan. Tot slot moet worden opgemerkt dat de opslagcapaciteit in de vorm van waterstof vele malen groter is dan die van elektriciteit (batterijen). Echter, doordat batterijen meer cycli van laden en ontladen draaien dan waterstofopslag, zal het verschil in energieopslag per drager per jaar minder uiteenlopen.

Aandachtspunten bij grafieken en geanalyseerde studies
 De opslagcapaciteit van warmte en aardgas is in deze Metastudie alleen voor iNET 2050 in kaart gebracht.

5.2 Import en export met buurlanden

Deze sectie kijkt vooral naar de rol van Nederland in import en export van energie met onze buurlanden in Noordwest Europa.

Boot 2022 stelt vast dat import en uitwisseling met het buitenland een blinde vlek is van TNO 2022 en iNET 2021. “De ontwikkelingen in omliggende landen hebben grote gevolgen voor de energiesysteemontwikkeling in Nederland, omdat Nederland een zeer hoge connectiviteit met het ommeland kent in vergelijking tot de nationale energievraag. De gevolgen van verschillende ontwikkelpaden op Noordwest Europees en internationaal niveau zouden daarom in kaart gebracht moeten worden.” Bovendien exporteert Nederland veel brandstoffen en energie-intensieve producten. In paragraaf 3.2.2 en in paragraaf 3.2.3 wordt dit beeld bevestigd voor respectievelijk de productie en export van brandstoffen voor de transportsector en industrieproducten (op basis van iNET 2023 en TNO 2022). Tot slot is de mate van interconnectiviteit van het Nederlandse elektriciteitssysteem relevant om te benoemen. Als vanuit een Europees perspectief wordt gekeken naar de Nederlandse interconnectiecapaciteit met onze buurlanden (Duitsland, Denemarken, België, Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk) valt op dat Nederland in Europa behoort tot de landen met het hoogste aantal landen waarmee het verbonden is. In de periode 2015 tot en met 2021 was Nederland netto importeur van elektriciteit¹².

Witteveen+Bos 2022 heeft nationale plannen van Noordwest Europese landen tot 2035 in kaart gebracht en als vertrekpunt genomen voor een gezamenlijke energiesysteem (kosten)optimalisatie naar 2050. Het resultaat daarvan is dat landen met ruimte (op zee) en goede wind condities, zoals Denemarken en het VK, netto duurzame energie exporteren en bijvoorbeeld België en Duitsland deze stromen importeren. Nederland zit hier tussenin, zowel geografisch als qua condities. Nederland lijkt netto exporteur van elektriciteit te kunnen worden, zeker als bovenop de ambitieuze ontwikkelagenda voor wind op zee een significante hoeveelheid kerncentrales wordt gebouwd. Daarentegen geven alle scenario's uit de studie Witteveen+Bos 2022 ondanks significant binnenlandse productie van waterstof, netto import van waterstof aan. In deze studie (Witteveen+Bos 2022) vindt veel waterstof import plaats via buisleiding uit met name het VK, ruim 400 à 500 PJ. De helft van deze waterstofimport wordt binnenlands gebruikt. De andere helft wordt doorgevoerd richting Duitsland. Ondanks dat Witteveen 2022 werkt met verouderde scenario's (uit iNET 2021) laat het resultaat van deze kostenoptimalisatie zien dat ook richting 2050, Nederland mogelijk een belangrijke import/export functie kan behouden in het Europese energiesysteem.

Opvallend bij iNET 2023 is dat de scenario's Internationale Handel en Europese Integratie de grootste elektriciteitsexport (PJ) hebben van circa 300 PJ waarvan 100 PJ netto export (export - import). Dit is opvallend omdat deze scenario via schip veel waterstof(dragers) en biomassa importeren en binnen iNET 2023 de laagste zon en wind vermogens hebben. Echter hebben deze scenario's ook aanzienlijk lagere vermogens flexibiliteit voor aanbodoverschotten staan, wat zwaarder lijkt te wegen dan de lagere zon en wind vermogens waardoor er netto toch meer elektriciteitsexport is. In alle scenario's van iNET 2023 is significante doorvoer van waterstof voorzien. Deze varieert tussen 180 PJ in Decentrale initiatieven en 460 PJ in Internationale handel. Dit beeld komt overeen met het resultaat van de optimalisatiestudie van Witteveen+Bos 2022 (waarin waterstof wordt geïmporteerd en doorgevoerd naar onder andere Duitsland).

De informatie die studies geven over import (en export) van afval is beperkt. Om het benodigde afval beschikbaar te krijgen is aangenomen dat in Adapt 50% van plastic gerecycled wordt. In Transform is 100% recycling aangenomen (p 62). Dit lijkt te gaan om binnenlands afval. Uit de ETM-scenario's van iNET 2023 is niet expliciet te halen welk deel van de olie pyrolyse olie is en wat de bron daarvan is.

¹² Bron: <https://www.clo.nl/indicatoren/nl0595-interconnectiecapaciteit-elektriciteit>



Figuur 52 Import en export van elektriciteit en waterstof

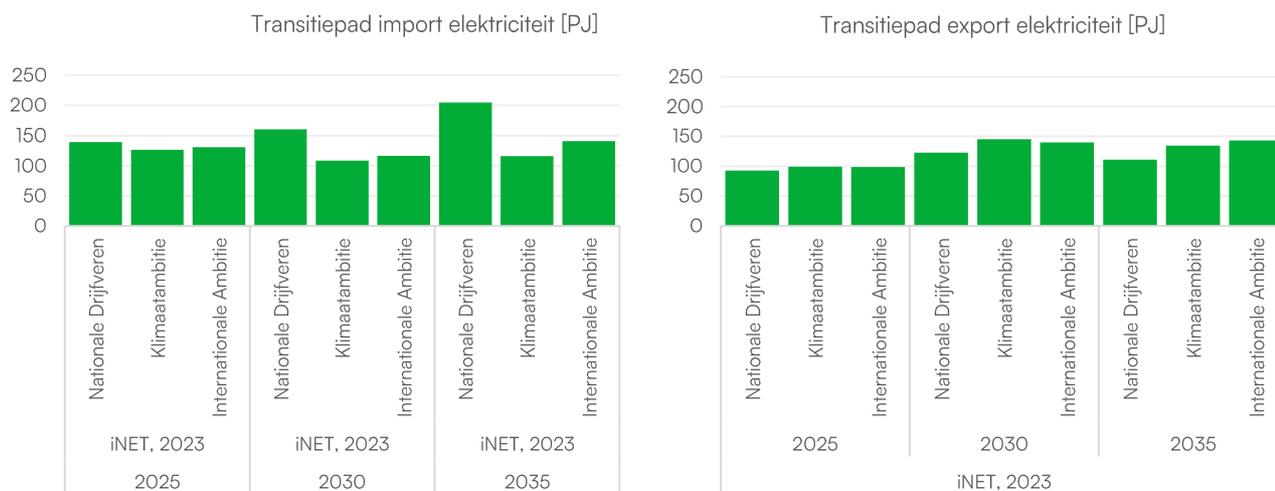
Tot slot is de rol van biomassa in het kader van energie import relevant om hier te benoemen. Zoals in eerdere hoofdstukken is opgemerkt wordt biomassa vooral ingezet in de transport en industriesector en voor bunkerbrandstoffen. De totale inzet van biomassa in TNO 2022 is groter dan in de meeste scenario's van iNET 2023, behalve ten opzichte van scenario Europese Initiatieven iNET 2023. Het verschil wordt voornamelijk verklaard door de inzet van biomassa voor bunkers in scenario's Adapt en Transform uit TNO 2022. De mate van import van biomassa verschilt en varieert sterk per scenario uit studies TNO 2022 en iNET 2023 (zie 4.4.2). Hierin kan worden opgemerkt in iNET 2023 alle scenario's behalve Europese Integratie zich beperken tot in Nederland geproduceerde biomassa en Europese Integratie inzet op import. Daarentegen gaan beide scenario's uit TNO 2022 gaan uit van import van biomassa (meer dan 70% van totale gebruik van biomassa). Guidehouse 2023 gaat er vanuit dat Nederland vanwege onze gunstige ligging en onze havens voldoende duurzame grondstoffen in primaire vorm kan importeren (biomassa of afval, of als tussenproduct (pyrolyse-olie)) voor de productie van duurzame brandstoffen.

Internationale context

Pieter Boot (Boot 2022) stelt dat landenscenario's vaak informatie bevatten over totalen van import en export, maar niet specificeren om welke landen het gaat. De mate waarin omringende landen op import vertrouwen verschilt: VK, FR en Scandinavië produceren vooral hun eigen schone energie en moleculen. Duitsland importeert juist veel H₂ uit EU landen en synfuels uit de rest van de wereld. Tot slot wordt de hoeveelheid import voor korte en middellange termijn waarschijnlijk nog onderschat in scenario's doordat tot voor kort gas nog een grote rol had.

Transitiepaden

Voor iNET 2023 kan het transitiepad voor import en export van elektriciteit bekeken worden. Voor de jaren 2025, 2030 en 2035 zitten zowel import als export tussen 100 en 150 PJ waardoor de netto balans in veel gevallen kleiner is dan 30 PJ. Een uitzondering hierop vormt Nationale Drijfveren waar in 2025 al sprake is van bijna 50 PJ netto import, welke verder oploopt richting 2035 naar 100 PJ netto import. Vermoedelijk zorgt de versnelde elektrificatie van de vraag in dit transitiepad voor meer import. Dit scenario gaat richting 2050 over in Decentrale Initiatieven of Nationaal Leiderschap welke wel netto exporteren, maar zoals genoemd wel met kleinere netto export dan de andere twee scenario's.



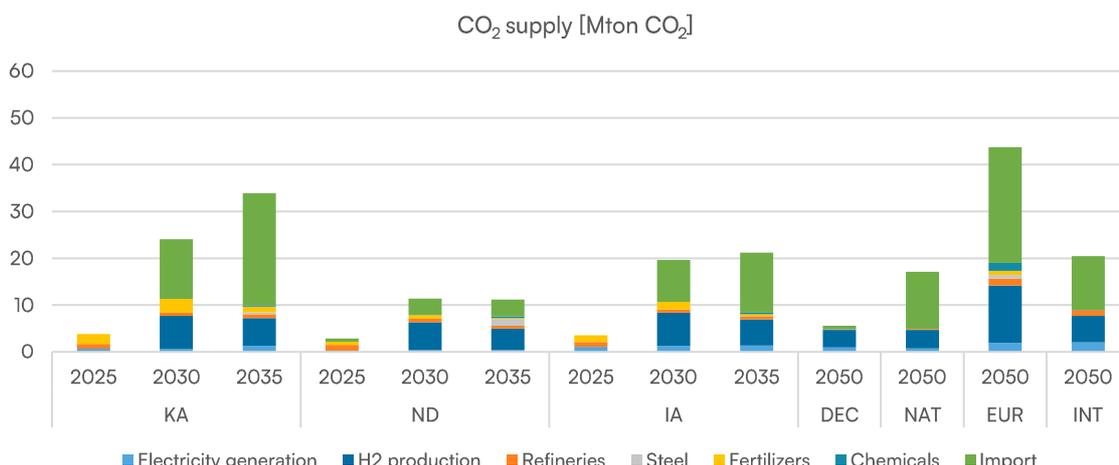
Figuur 53 Import en export van elektriciteit 2025 - 2035 iNET 2023 [PJ]

6 Resterende CO₂-uitstoot en CCUS

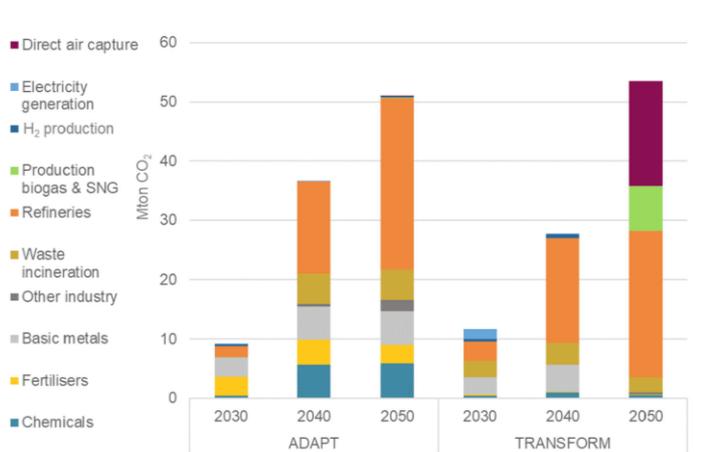
De veranderingen in het energiesysteem komen hoofdzakelijk voort uit doelstellingen om uitstoot van broeikasgasemmissies te verminderen. Dit maakt een blik op de resulterende CO₂-uitstoot relevant. Scenario's verschillen in afvang en inzet van CO₂-uitstoot. Dit hoofdstuk gaat hier op in.

Wat betreft CO₂-uitstoot zit er weinig verschil tussen iNET 2023 en TNO 2022. De binnenlandse netto-CO₂-uitstoot is nul in alle systeemscenario's voor 2050. Adapt (31 Mt) en Transform (3 Mton) hebben nog wat resterende CO₂-uitstoot omdat internationale luchtvaart en scheepvaart nog CO₂ uitstoten in de scenario's. Voor beide studies geldt dat een deel van de industriële activiteit naar het buitenland verschuift, hoewel dit voor TNO 2022 niet helemaal duidelijk is. Voor Europese Integratie en Nationaal leiderschap is dat het minst het geval. Daarmee is geen van de beschouwde scenario's daarmee dus echt klimaatneutraal wat scope 3 betreft.

TNO gaat voor 2030 uit van exact 55% reductie van CO₂-uitstoot ten opzichte van 1990. De scenario's van iNET 2023 voldoen minimaal aan de ambitie van de rijksoverheid en hebben een CO₂-reductie van 58% - 60%. Deze scenario's zijn in 2030 dus iets ambitieuzer en lijken daarmee lagere cumulatieve emissies te hebben.

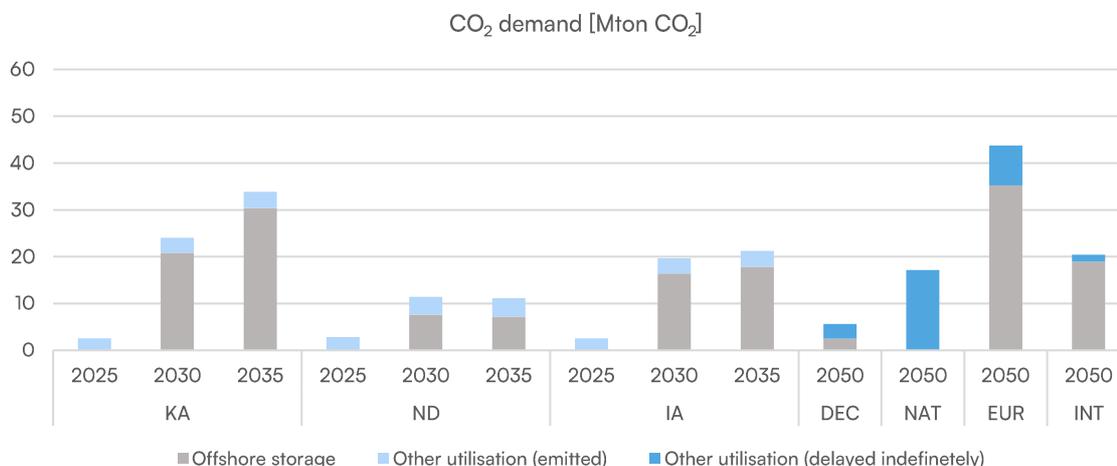


Figuur 54 Afgevangen CO₂-uitstoot iNET [Mt]



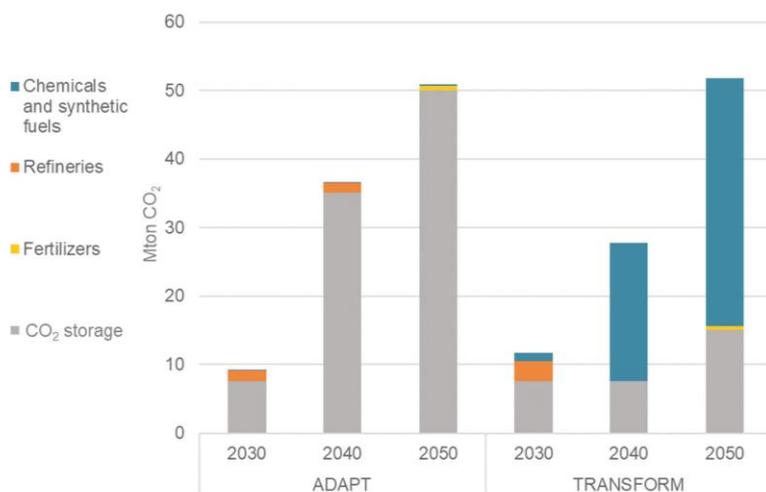
Figuur 55 Afgevangen CO₂-uitstoot TNO 2022 [Mt]

De totale gebruikte en opgeslagen CO₂-uitstoot is redelijk gelijk in iNET 2023 en TNO 2022. Het grootste verschil is dat TNO 2022 afvang en opslag van CO₂ gebruikt om negatieve reductie te bereiken die fossiele uitstoot compenseert. De afvang van binnenlandse CO₂-uitstoot is lager in iNET 2023 dan in TNO 2022. Dat de totalen wel redelijk gelijk zijn komt doordat, anders dan TNO 2022, iNET 2023 ook een rol ziet voor Nederland als het gaat om verwerken en opslaan van buitenlandse CO₂-uitstoot.



Figuur 56 Gebruik en opslag van CO₂-uitstoot in iNET 2023 [Mt]

Het enige scenario dat uitgaat van Direct Air Capture is Transform, al kijkt ook de Scenariostudie kernenergie ernaar maar dan in een doorkijk naar 2070. Deze relatief dure technologie wordt ingezet om de koolstofschaarste op te lossen. Door elektrificatie in de industrie is afvang daar namelijk niet mogelijk. In dit scenario wordt vrijwel alle afgevangen CO₂ omgezet in chemische producten en synfuels. Deze inzet van CO₂ is ook te zien in het iNET-scenario met veel elektrificatie (Nationaal Leiderschap). Hier komt de CO₂ echter niet van DAC, maar voornamelijk uit import. Dat Adapt het dure DAC gebruikt komt waarschijnlijk voort uit een aanname dat import van CO₂ niet mogelijk is.



Figuur 57 Gebruik en opslag van CO₂-uitstoot in TNO 2022 (onder) [Mt]

7 Studielijst

- Arcadis, Berenschot en TNO, 2023, Omgevingsveiligheid van toekomstige stromen waterstofrijke energiedragers
- Aurora - Energy Research, 2021, CO2-free flexibility options for the Dutch power system
- Berenschot en Kalavasta, 2020, Uitrolpaden voor het waterstofsysteem van Nederland in 2050
- Bloomberg NEF, 2020, Hydrogen Economy Outlook
- Boot 2022: Scenario's voor netto-nul emissies: lessen uit omringende landen
- Cambridge Econometrics, Element Energy, 2019, Towards Fossil-Free Energy in 2050
- CE Delft, 2021, Verkenning generieke maatregelen glastuinbouw
- CE Delft, 2022, Fit for 55 and 2030 milestones for maritime shipping. A pathway towards 2050
- DNV, 2022, Energy transition outlook 2022
- DNV, 2022, Hydrogen forecast to 2050
- DNV, 2022, Maritime forecast to 2050
- EBN, 2018, Masterplan Aardwarmte in Nederland
- Ea Energianalyse en Energynautics in opdracht van NSWPH, 2022, Pathway study
- ENTSO-E, 2022, 10-Year Network Development Plan 2022
- EZK 2021, Inzicht in de extra benodigde warmtebronnen en elektriciteit voor de warmtevoorziening in de gebouwde omgeving in 2030
- Guidehouse en Berenschot, 2021, Systeemintegratie Wind op Zee 2030-2040
- Guidehouse, 2023 (nog niet gepubliceerd), Analyse tbv Programma verduurzaming industrie
- IEA, 2022, World Energy Outlook 2022
- IEA, 2021, Net Zero by 2050 — A Roadmap for the Global Energy Sector
- IRENA, 2022, World Energy Transitions Outlook 2022
- Haberl 2010, The global technical potential of io-energy in 2050 considering sustainability constraints
- KiM 2022, Energieketens voor CO2-neutrale mobiliteit
- KIVI, 2022, The EnergyNL2050 energy system analysis refined
- IDA 2021, IDA's climate response 2045 — How Denmark can become climate neutral, Danish society of engineers and Aalborg university
- Nationaal Waterstof Programma (RVO), 2022, Routekaart Waterstof
- Netbeheer Nederland (iNET werkgroep), 2021, Integrale Infrastructuurverkenning 2030 - 2050
- Netbeheer Nederland (iNET werkgroep), 2023 (nog niet gepubliceerd), Integrale Infrastructuurverkenning 2030 - 2050 editie 2
- PBL, 2022, Startanalyse aardgasvrije buurten 2020 Achtergrondrapport
- Prof. Dr Wim C. Turkenburg, 2022, Naast tenminste 200.000 MW wind- en zonvermogen in 2050 óók meer dan 45.000 MW gegarandeerd vermogen nodig én energie uit andere bronnen — dan ook kernenergie?
- Sabine Jansen (minBZK) en Jaap de Keijzer (minEZK) met ondersteuning van Ecorys en de WarmteTransitieMakers, 2021, Inzicht in de extra benodigde warmtebronnen en elektriciteit voor de warmtevoorziening in de gebouwde omgeving in 2030
- Studio Gear Up B.V., 2022, Hernieuwbare waterstof voor luchtvaartbrandstoffen in Nederland
- TKI Energie en Industrie, In samenwerking met TNO, DNV en MSG sustainable strategies, 2021, Routekaart elektrificatie in de industrie
- TNO, 2022, Een klimaatneutraal energiesysteem voor Nederland (nieuwe verkenning toont grenzen mogelijkheden)
- TNO, Marcel Weeda, Robin Niessink, 2020, Waterstof als optie voor een klimaatneutrale warmtevoorziening in de bestaande bouw
- Urgenda, 2020, Nederland 100% duurzame energie in 2030
- Werkgroep Extra Opgave, 2022, Alles uit de kast — Een verkenning naar de opgeven voor het Nederlandse elektriciteitssysteem van 2030
- Witteveen+Bos, eRisk Group, HCSS, 2022, Scenariostudie Kernenergie

Quintel **Witteveen** **Bos**

Contact

dorine.vandervlies@quintel.com