

Netbeheer
Nederland

Integrale infrastructuur- verkenning 2030-2050



alliantier

C coteq
NETBEHEER

ENEXIS
NETBEHEER

gasunie

RENDONETWERKEN

STEDIN

Tennet

W westland
infra netbeheer

Voorwoord

Een klimaatneutraal Nederland in 2050 is een grote opgave, maar het kan. Deze studie schetst hiervoor vier klimaatneutrale energiesystemen en de ontwikkelpaden van flexibiliteitsmiddelen en energie-infrastructuur.

Het doel van de Integrale Infrastructuurverkenning is het ontwikkelen van de inzichten in de energie-infrastructuur, flexibiliteitsmiddelen en systeemintegratie, die nodig zijn voor een betrouwbaar, effectief en robuust klimaatneutraal energiesysteem in 2050.

Deze infrastructuurverkenning dient als input voor de netbeheerders om de langetermijnimpact van verschillende ontwikkelingen op de energie-infrastructuur te analyseren en relevante factoren gedurende de transitie richting een klimaatneutraal energiesysteem vroegtijdig te identificeren.

Hiermee kan I13050-editie 2 ook als leidraad dienen voor verschillende stakeholders zoals marktpartijen, en leiden tot meer inzicht bij beleidsvorming van overheden. Deelresultaten van deze studie zijn al gebruikt als inbreng voor het Nationaal Programma Energiesysteem en andere nationale programma's, zoals Programma Energie Hoofdstructuur (PEH) en programma Verbindingen Aanlanding Wind Op Zee (VAWOZ), die vanuit het ministerie van EZK verdere richting geven aan dit beleid.

Inhoud

Voorwoord	3
Hoofdconclusies	4
Hoofdstuk 1: Inleiding	14
Deel 1: Scenario's en energiesysteem	17
Hoofdstuk 2: Klimaatneutrale energiescenario's 2050	18
Hoofdstuk 3: Analyses van het energiesysteem en flexibiliteit	40
Deel 2: Energie-infrastructuur	66
Hoofdstuk 4: Overkoepelende uitgangspunten voor de netwerkanalyses	67
Hoofdstuk 5: Impact op landelijke infrastructuur elektriciteit 2050	72
Hoofdstuk 6: Impact op landelijke infrastructuur methaan en waterstof tot 2050	83
Hoofdstuk 7: Impact op de regionale infrastructuur elektriciteit	101
Hoofdstuk 8: Impact op de regionale gasinfrastructuur 2050	118
Hoofdstuk 9: Impact op overige infrastructuren	134
Hoofdstuk 10: Integrale impact op infrastructuur	144
Deel 3: Overkoepelende thema's	154
Hoofdstuk 11: Kosten, ruimte, uitvoerbaarheid en grondstoffen	155

Hoofdconclusies

Een klimaatneutraal Nederland in 2050 kan gerealiseerd worden volgens elk van de vier scenario's die I13050-editie 2 beschrijft. Deze nieuwste editie van de verkenning geeft een actueel beeld van de ontwikkelingen die daarvoor nodig zijn, met focus op de energie-infrastructuur. Deze studie is een update van I13050-editie 1. In dit rapport ligt de nadruk op de vier klimaatneutrale energiesystemen, hun infrastructuurbehoefte en de ontwikkelpaden van deze infrastructuur. De hoofdconclusies van die eerste editie van de integrale infrastructuurverkenning gelden nog steeds. Toen werd geconcludeerd dat voor de invulling van de vier scenario's:

1. De infrastructuur voor elektriciteit zeer fors moet worden uitgebreid, dat er een landelijk dekkend waterstoftransportnetwerk nodig is en dat infrastructuur voor warmte en CO₂ moet worden aangelegd.
2. Voor alle energiedragers (elektriciteit, waterstof, groengas, warmte) ook op grote schaal flexibiliteitsmiddelen nodig zijn. Bestaande, maar zeker ook nieuwe vormen.
3. Zowel de kosten als de benodigde ruimte sterk toenemen, voor zowel infrastructuur als voor flexibiliteitsmiddelen.
4. Locatiekeuze van groot belang is. Slimme locatiekeuzes van flexibiliteitsmiddelen en aanbod- en vraagontwikkeling beperken de impact op de infrastructuur voor energie.
5. Er meer snelheid nodig is. De huidige doorlooptijden voor netaanpassingen leiden tot knelpunten, vanwege doorlooptijden voor vergunningen, beschikbaarheid van grond, knelpunten in ruimtelijke ordening en beschikbaarheid van materiaal. De beschikbaarheid van voldoende en gekwalificeerd personeel, zal moeten meewegen bij de strategische keuzes.
6. Langetermijnperspectief noodzakelijk is. De keuzes voor een nieuw integraal energiesysteem zijn bepalend voor een efficiënte transitie naar een betrouwbare en klimaatneutrale energievoorziening. Een langetermijnperspectief is ook van belang om noodzakelijke maatregelen tijdig te identificeren, voor te bereiden en - parallel aan de toenemende maatschappelijke vraag ernaar - tijdig te kunnen realiseren.

In I13050-editie 2 komen enkele conclusies en dilemma's scherper naar voren komen dan in I13050-editie 1. Op verschillende onderwerpen is de verkenning bovendien verdiept. De hoofdconclusies redeneren allen vanuit de vier onderzochte scenario's. De scenario's beschrijven op basis van de huidige kennis een zo realistisch mogelijk speelveld. Onzekerheid over de toekomst is echter inherent aan een scenariostudie, onderstaande hoofdconclusies moeten dan ook in dat licht bekeken worden. Een voorbeeld van grote onzekerheden in de scenario's is de industrie. Welke industrie is er in 2050 in Nederland gevestigd met welke energievraag? Een ander voorbeeld is de onzekerheid over de prijs van elektrolyse en daarmee de prijs van waterstof die zowel vraag als aanbod gaat beïnvloeden.

Deze hoofdconclusies, gaan allereerst in op de scenario's, het energiesysteem van 2050 en de vraagstukken daarbij. Vervolgens komt de rol van flexibiliteitsmiddelen aan bod: conversie, opslag, aanbod- en vraagsturing en uitwisseling met het buitenland. Daarna volgende belangrijkste inzichten voor de energie-infrastructuur. Met tot slot de conclusies over het energiesysteem vanuit de perspectieven van kosten, ruimte, uitvoerbaarheid en grondstoffen.

Scenario's en het energiesysteem

Vraagstukken in het energiesysteem

In I13050 is nu voor het eerst niet alleen in detail naar het energiesysteem gekeken, maar ook naar het koolstofvraagstuk. Ook in 2050 blijft er behoefte aan kunststoffen, chemicaliën en (koolzuurhoudende) voedingsmiddelen. Dit betekent dat er in de toekomst duurzame koolstofbronnen gevonden moeten worden voor deze producten en dat CO₂-afvang en –recycling nodig zijn op plekken waar nog fossiele koolstof wordt gebruikt. Voor bijvoorbeeld plastics die uit aardolie worden gemaakt betekent dit, dat ze na gebruik volledig gerecycled moeten worden. Of, als dat niet meer kan, de CO₂ afgevangen moet worden bij de afvalverbranding, en vervolgens als grondstof wordt benut. Het probleem is dat de circulaire inzet van materialen en stoffen slechts een beperkte bijdrage kan leveren aan de koolstofvraag van de productieprocessen. Via nieuwe technieken kan ook koolstof uit de lucht worden gevangen (Direct Air Capture), maar het is nog onduidelijk in welke mate dit haalbaar is. De schaarste aan duurzame koolstof leidt voor Nederland tot een verdelingsvraagstuk: welke inzet van de duurzame koolstof is het meest verstandig, gegeven de vele toepassingen die er baat bij kunnen hebben. Waar biedt het de grootste toegevoegde waarde? En is dat ook de keuze die de maatschappij maakt? Zie paragraaf 2.3.

De productie van synthetische brand- en grondstoffen legt, naast een grote energiebehoefte, een claim op duurzame koolstoffen. Hoeveel synthetische brand- en grondstoffen Nederland produceert in 2050, is nog een open vraag. Van grote invloed op de benodigde infrastructuur en flexibiliteitsmiddelen, zoals regelbare elektriciteitscentrales, conversie en opslag, is natuurlijk de vraag of energie-intensieve industrie deels uit Nederland verdwijnt of zich in de huidige omvang verduurzaamt. Een grotere productie van synthetische brand- en grondstoffen heeft een negatief effect op de business case van elektrolyse en power-to-heat (minder draaiuren). De business case van centrales neemt echter toe (meer draaiuren) en er is meer waterstofopslag nodig om de centrales te laten draaien. Veel productie van duurzame energie met een relatief beperkte fabricage van synthetische producten leidt daarentegen tot meer structureel transport van elektriciteit naar het buitenland. Dit vereist dan aanzienlijk meer infrastructuur. Nederland moet daarin de voordelen en nadelen afwegen van productie van synthetische producten en andere energie-intensieve industriële processen op zijn grondgebied. Zie paragraaf 2.3.

Daarnaast speelt recent de ambitie om in 2035 een CO₂-vrij elektriciteitssysteem te creëren - in de Outlook Energiesysteem 2050. Deze ambitie was nog geen onderdeel van de IP2024-scenario's, waar deze studie ook gebruik van maakt. Wat is de impact van deze ambitie op I13050? Het vervroegd volledig CO₂-vrij maken van het elektriciteitssysteem vergt naar verwachting een nog snellere groei van infrastructuur, waterstofproductie, -import en -opslag, van hernieuwbare opwek, van efficiënter energiegebruik, van flexibiliteit in de vorm van conversie, opslag en vraagsturing. Dit legt tot 2035 nog meer druk op de vraag naar kosten, ruimte, uitvoerbaarheid en grondstoffen. Bovendien zijn negatieve effecten van zo'n versnelde aanpak op de energietransitie in andere sectoren niet uitgesloten. Zie paragraaf 2.3.

Flexibiliteitsmiddelen

In de IP2024-scenario's overstijgt in 2030 de vraag in het elektriciteitssysteem de hernieuwbare opwek op piekmomenten met zo'n 25 GW, een factor 1,5 hoger dan nu. Tussen 2030 en 2050 verdubbelt dit nog eens tot 35–50 GW. Anderzijds zijn er veel momenten met overschotten, op piekmomenten oplopend van 45 GW in 2030 tot 65–95 GW in 2050. Om deze tekorten en overschotten op te vangen moet een groot en divers flexibiliteitsportfolio worden gerealiseerd. Deze groei van flexibiliteitsmiddelen komt voornamelijk voort uit

technieken die nog ordegrottes opgeschaald moeten worden. In de scenario's is aangenomen dat in 2050 25-50% van de industrievraag flexibel meebeweegt met het (duurzame) aanbod en ook andere toepassingen energie slimmer gebruiken, zoals de mobiliteitssector. De interconnectiecapaciteit met het buitenland is een factor 2,5 tot 3,5 keer hoger dan nu. Daarnaast wordt, in een gemiddeld weerjaar, uitgegaan van 15-20 GW aan regelbare elektriciteitscentrales (vergelijkbaar met nu) en 40-70 GW aan batterijen om tekorten te voorkomen. Naast het laden van batterijen en export, worden overschotten in de 2050-scenario's benut met flexibele elektrolyse (10-25 GW) en power-to-heat (3-11 GW). Ook wordt elektriciteitsproductie uit wind en zon in een beperkt aantal situaties afgeschakeld (maximaal 35-50 GW). Zie paragraaf 3.3.

Waterstof levert na 2030 in toenemende mate flexibiliteit aan het elektriciteitssysteem, met opslag en variabele waterstofproductie uit elektrolyse kunnen regelbare elektriciteitscentrales op piekmomenten draaien. De rol van methaan wordt na 2030 snel minder. Richting 2050 levert het methaansysteem hoofdzakelijk flexibiliteit in de voorziening van de warmtevraag op piekmomenten, bijvoorbeeld via hybride warmtepompen. Bij collectieve warmtesystemen zijn grootschalige warmtebuffers en back-up nodig om koude periodes te overbruggen. De back-ups kunnen plaatsvinden met elektrische boilers of methaan- of waterstofketels. Die energiedragers vervullen daarmee een belangrijke flexibiliteitsfunctie voor de warmtevoorziening. Zie paragraaf 3.3.

Een deel van de flexibiliteitsmiddelen is slechts een beperkt aantal uren per jaar (tientallen tot honderden) nodig, maar wel cruciaal voor het balanceren van het energiesysteem (met name de flexibiliteit die extra energie levert voor de invulling van tekorten). Dit laat zien dat de wenselijke hoeveelheid flexibiliteitsmiddelen en de wenselijke leveringszekerheid communicerende vaten zijn. Zie paragraaf 3.3. De geografische verdeling en inpassing van flexibiliteitsmiddelen binnen Nederland vergt bovendien een zorgvuldige afweging van verschillende aspecten zoals de beschikbare ruimte en een effectieve benutting van de beschikbare capaciteit van de infrastructuur voor energietransport. Het Programma Energiehoofdinfrastructuur (PEH) gaat hier onder meer verdiepend op in. Zie paragraaf 3.5.

Dat er in minder dan dertig jaar een groot en divers flexibiliteitsportolio moet worden gerealiseerd is een grote uitdaging. Maar er zijn ook grote onzekerheden en fluctuaties in de benutting van de verschillende flexibiliteitsmiddelen. De verwachte draaiuren van een flexibiliteitsmiddel kunnen sterk uiteenlopen, afhankelijk van de technische en economische eigenschappen, de ontwikkeling van andere flexibiliteitsmiddelen, weersomstandigheden en ontwikkelingen in het buitenland. Twee voorbeelden illustreren dit. Eerste voorbeeld: om zeker te stellen dat ook in een zelden voorkomende dunkelflaute (meerdere aaneengesloten, donkere, windstille dagen in de winter) voldoende elektriciteit kan worden geleverd, zou rond 7 GW extra regelbaar vermogen met beperkte draaiuren nodig zijn, bovenop de reeds in het scenario aangenomen flexibiliteit waaronder 18 GW aan centrales en afregelbare industriële vraag. Tweede voorbeeld: als de industrie minder flexibiliteit kan leveren dan is aangenomen, dan is tot 10 GW extra regelbaar vermogen uit andere flexibiliteit nodig, zoals batterijopslag of centrales (met beperkte draaiuren). Zie paragraaf 3.4.

Opslag en strategische opslag

Energieopslag speelt in alle onderzochte scenario's een belangrijke rol voor het balanceren van energieaanbod en -vraag op verschillende tijdschalen. Het gaat hierbij zowel om opslag voor de korte- tot middellange termijn, met batterijen en warmte, als om opslag voor de lange termijn in de vorm van gassen. De operationele opslagbehoefte van groengas ligt tussen de 1-12 TWh en van waterstof tussen 14-29 TWh in 2050 in een gemiddeld weerjaar. Op basis van verkennende berekeningen voor alle weerjaren is in 2050 maximaal behoefte aan 30 TWh voor groengas - op dit moment beschikt Nederland nog over 143 TWh aan aardgasopslag. Voor waterstof neemt de opslagbehoefte naar 2050 toe tot maximaal 60 TWh. De operationele opslag is bedoeld voor overbrugging van seizoenen en voor kortcyclische opslag. Als seizoensopslag van groengas primair in de bestaande gasbergingen plaatsvindt en seizoensopslag van waterstof ook in lege gasvelden gerealiseerd kan

worden, zijn maximaal 70 cavernes nodig, voor groengas en waterstof samen. Of waterstofopslag in lege velden mogelijk is, wordt nog onderzocht. Op dit moment heeft Nederland zes cavernes voor opslag van aardgas in gebruik en er is er één in ontwikkeling voor waterstof. Volgens TNO zijn er tot 2050 maximaal 60 cavernes in Nederland te realiseren; daarnaast heeft Duitsland een groot potentieel aan bestaande en nieuwe cavernes. Zie paragraaf 6.4.

Naast operationele opslag is in II3050-editie 2 onderzocht hoeveel strategische opslag van moleculen er nodig is om wisselende weerjaren en risico's van import op te vangen. Afhankelijk van scenario en weerjaar gaat het om 35 tot 59 TWh, boven op de operationele opslag. Mogelijk kunnen bestaande gasopslagen in combinatie met een installatie die methaan converteert naar (blauwe) waterstof, op langere termijn ook voor strategische opslag worden ingezet. Zie paragraaf 6.4.

Energie-infrastructuur

Netbedrijven werken in de periode tussen 2030 en 2050 verder aan de uitbreiding van de elektriciteitsinfrastructuur en aan de ombouw, uitbreiding en verwijdering van de aardgasinfrastructuur. De volgende conclusies zijn daarvoor van belang:

Elektriciteitsinfrastructuur

De vier scenario's van II3050-editie 2 hebben in verschillende mate impact op het hoogspanningsnetwerk van TenneT. Op alle spanningsniveaus (110 kV t/m 380 kV) en in alle regio's ontstaat behoefte aan verdere infrastructuuruitbreiding bovenop de door TenneT reeds geplande uitbreidingen tot 2035. Het ruimtebeslag voor de uitbreiding van de EHS-infrastructuur ligt tussen de 20% en 33% ten opzichte van het huidige EHS-net (2023). Dit zijn bovengrondse 380kV-hoogspanningslijnen met een lengte van ruwweg 1,5 tot 2 keer de afstand van Amsterdam tot Maastricht. Zie paragraaf 5.4.

Internationale transporten hebben een belangrijke invloed op de belasting van het EHS-net; deze internationale transporten hangen af van de beschikbare transportcapaciteit van de netwerken in het buitenland en worden beïnvloed door nationaal en Europees energiebeleid. Zie paragraaf 5.4.

Afhankelijk van de uitbreidbaarheid van de bestaande hoogspanningsstations met één of twee transformatoren zijn er in 2050 gemiddeld bij alle scenario's 50 tot 100 nieuwe HS-stations (15-30% groei) benodigd t.o.v. het huidige aantal in 2023. Zie paragraaf 6.4. De capaciteit voor deze koppelstations met de regionale netbeheerders moet minimaal verdubbelen tot verdrievoudigen richting 2050 om de stijging van de piekbelasting voor zowel opwek als afname te faciliteren. Zie paragraaf 7.4.

De regionale netbeheerders gaan in bijna iedere buurt aan de slag, straten gaan open voor nieuwe kabels en er worden nieuwe transformatorstations geplaatst. Het laagspanningsnet moet namelijk met 20-30% aan kabels uitgebreid worden ten opzichte van het huidige net. Daarnaast moeten er 40-55% nieuwe transformatorstations voor midden- en laagspanning (MS en LS) bij komen. Ook het tussenliggende MS-net moet met 35-45% uitgebreid worden. Zie paragraaf 7.4.

Curtaiment van alle zon PV-installaties en het schaarsteneutraal aansluiten van flexibiliteitsmiddelen, zijn essentieel om het toekomstige net zo efficiënt mogelijk vorm te geven. Curtaiment betekent dat de uiterste piekproductie van zon, niet in het elektriciteitsnet wordt opgenomen. Statische curtaiment (50-60%) voorkomt dat extra infrastructuur moet worden gebouwd voor grote leverpieken die relatief weinig uur per jaar voorkomen.

Schaarsteneutraal aansluiten betekent dat flexibiliteit de capaciteitsbehoefte voor de infrastructuur niet vergroot. Slechts in een beperkt aantal uur per jaar (minder dan 200) worden flexibiliteitsmiddelen dan beperkt. Anders zou 40-75% extra infrastructuur gerealiseerd moeten worden met een zeer lage benuttingsgraad. Zie paragraaf 4.4.

Methaaninfrastructuur

Ondanks afnemende vraag en aanbod blijft in alle scenario's voor methaan (nu aardgas later groengas) zeker tot 2050 een landelijk dekkend hoofdtransportnetwerk nodig. Dat kan worden voorzien vanuit de huidige aardgasinfrastructuur. Overbodig geworden leidingen kunnen hergebruikt worden voor transport van waterstof of bijvoorbeeld als verzamel- of transportleidingen voor groengas. Op basis van beschikbare leidingen in 2040 en 2050 is het mogelijk de twee belangrijkste gaskwaliteiten (hoogcalorisch en laagcalorisch) naast elkaar te handhaven. Zie paragraaf 6.4.

Om de verduurzaming van de gebouwde omgeving te vereenvoudigen is methanisering (omzetting van waterstof naar methaan) onderzocht. Dit blijkt een relatief duur alternatief en daarmee per saldo een maatschappelijk ongewenste oplossing. Zie paragraaf 10.4.

In alle scenario's raakt een significant deel van met name het regionale gasnet in onbruik: tussen de 20% en 65% van het LD-hoofdnet is dan niet meer nodig. Het verwijderen van dit deel van het gasnet levert een groot werkpakket op en zal veel vragen van de uitvoeringscapaciteit. In scenario Internationale handel blijft het grootste deel (80%) van het LD-hoofdnet in gebruik, maar moet dit grotendeels omgezet worden voor gebruik met waterstof. Zie paragraaf 8.4.

De groengasproductie in de scenario's is sterk gespreid over het land en bevindt zich vaak niet op dezelfde locatie als de gasvraag. Zonder aanvullende maatregelen in de gasnetwerken zijn tussen de 200 en 250 boosters nodig om al het groengas te kunnen benutten. Combineren van groengasproductie bij methaanvraag, uitbreiden van het aantal netkoppelingen, gebruik maken van groengasverzamelleidingen en het clusteren van productie, kunnen het aantal boosters significant verminderen. Zie paragraaf 8.4.

Buiten de wintermaanden is er in de meeste gebieden een overschot aan groengas en in de wintermaanden juist een piek in de vraag. Daardoor is opslag noodzakelijk. Als er nationaal wordt opgeslagen, is booster naar het hoofdtransportleidingnet (HTL) nodig. Dat roept vragen op over de vereiste gaskwaliteit. Er is namelijk een verschil in de eisen die gesteld worden aan groengas in de distributienetten en aan de gaskwaliteit die is toegestaan voor een ondergrondse opslag (bijvoorbeeld toegestane zuurstof- en vochtconcentratie). Zie paragraaf 8.4.

Waterstofinfrastructuur

Voor een klimaatneutraal energiesysteem in 2050 moet de komende decennia een volledig nieuwe waterstofketen worden ontwikkeld. Belangrijke aandachtspunten hierbij zijn tijdige ontwikkeling, opschaling en kostendaling (van o.a. elektrolyzers), voldoende opslagvolume voor waterstof, voldoende beschikbaarheid van waterstof wereldwijd en opschaling van het gebruik van waterstof voor energie of grondstof. De benodigde transportinfrastructuur voor waterstof richting 2050, als uitbreiding op het huidige uitrolplan, blijkt behoorlijk robuust: de meeste maatregelen zijn in alle scenario's noodzakelijk. Terwijl de scenario's onderling grote verschillen laten zien tussen de verhouding van productie en import van waterstof en tussen de hoeveelheden benodigde opslag van waterstof. Zie paragraaf 6.3.

Op sommige tracés zijn nieuwe waterstofleidingen nodig. Dit is met name om extra transport van west naar oost mogelijk te maken. Waterstofcompressie is nodig op meerdere locaties van het doorgaande landelijke waterstofnet. Waterstofcompressie kan veelal gebouwd worden op bestaande aardgascompressielocaties, maar dit is niet voldoende. Na 2030 wordt ook op enkele nieuwe locaties waterstofcompressie verwacht. Om de waterstof aan land te brengen die op zee met elektrolyse wordt geproduceerd, is vanaf 2030 in alle gevallen een offshore waterstofnetwerk nodig dat aansluit op het netwerk op land. Zie paragraaf 6.3.

In elk scenario zijn richting 2050 ongeveer 1.850 km aan omzettingen nodig, waarvan 750 km na 2035. Er is heel weinig variatie tussen de scenario's, als gevolg van beperkte variatie in benodigde transportcapaciteit. Maar ook omdat omgezette bestaande leidingen vaak grote diameters hebben en over-gedimensioneerd zullen zijn. Al in 2040 is er 200 km van deze omzettingen nodig. In elk scenario zijn in het doorgaande netwerk naast omzettingen ook nieuwe waterstofleidingen nodig met een maximum van 250 km. Zie paragraaf 6.3.

Varianten op de scenario's laten een additionele opgave zien. Voor additionele waterstofstromen bóvenop het maximale scenario is naar België verzwarend nodig; voor additionele waterstofstromen naar Duitsland is nog transportruimte beschikbaar. Daarvoor is alleen een extra compressielocatie nodig. Voor het opvangen van zwaardere weerjaren is circa 90-150 km additionele leidingverzwarend (nieuwbouw) plus additionele compressie nodig. Zie paragraaf 6.5.

De omzetting van delen van het regionale aardgasnet naar waterstof is mogelijk, maar dit is maatwerk per situatie. Het is belangrijk om keuzes te maken welke sectoren waar overgaan van methaan naar waterstof, omdat beide gassen gebruik kunnen maken van het bestaande gasnet. Het is over het algemeen niet wenselijk om in de eindsituatie lokaal een parallelle infrastructuur van methaan- en waterstofnetwerken te hebben, vanwege de complexiteit, veiligheid, extra noodzakelijke investeringen, uitvoeringscapaciteit en ruimtegebruik. Zie paragraaf 8.4.

Overige infrastructuur voor CO₂ en warmte

Om de uitstoot van CO₂ in Nederland terug te brengen tot de minder dan 10 Mton per jaar in 2050 in de scenario's van I13050-editie 2, is transport van CO₂ per buisleiding naar een of meer opslagen in de Noordzee, een van de belangrijke oplossingen. Zie paragraaf 9.4.

Op de lange termijn (richting 2050 en daarna) kan het CO₂-netwerk een nuttige functie vervullen bij het realiseren van negatieve CO₂-emissies of een circulaire economie. Bijvoorbeeld door CO₂ van biogene oorsprong naar de industrieclusters te transporteren voor het maken van producten (zoals plastics). De Nederlandse CO₂-infrastructuur kan hierbij een internationaal verbindende rol vervullen. Zie paragraaf 9.4.

Collectieve warmtenetten spelen in alle scenario's voor 2050 in warmtevoorziening in de gebouwde omgeving, een veel sterkere rol dan nu. Er zijn wel verschillen per scenario, met het meeste transport in het scenario Nationaal leiderschap. Door veranderingen in het aanbod zijn investeringen nodig in relatief grootschalige infrastructuren voor warmtetransport, die bronnen met een of meerdere distributienetten verbinden. Deze transportleidingen blijven wel altijd regionaal van karakter. Er is in alle scenario's een grote behoefte aan warmteopslag. De volumes bedragen 4-11 TWh in 2040 en 3-14 TWh in 2050 voor een normaal weerjaar, met de grootste hoeveelheden in het scenario Nationaal leiderschap. Zie paragraaf 9.6.

Kosten, ruimte, uitvoerbaarheid en grondstoffen

Kosten

In de vier 2050-scenario's zijn de nationale jaarlijkse kosten van de infrastructuur voor energie, hoger dan de huidige energiesysteemkosten. Ook zonder energietransitie zouden de kosten aanzienlijk gaan stijgen. De verschillen in totale kosten tussen de scenario's zijn beperkt, de samenstelling van de kosten verschilt wel sterk tussen de scenario's. De hoogste kosten (meer dan 50%) zijn voor het aanpassen van gebouwen en installaties en de productiemiddelen. De kosten voor infrastructuur en flexibiliteitsmiddelen (opslag en conversie) zijn 20-30% van de totale kosten van het energiesysteem. Daarnaast zijn in de scenario's Europese integratie en Internationale handel de kosten voor energiedragers aanzienlijk vanwege de import van energiedragers (20%). Deze laatste kosten zijn gevoelig voor prijsschommelingen in de internationale markt. Zie paragraaf 11.2.

Ruimte

De *indicatieve* ruimtebehoefte voor zonneweides en windvermogen loopt uiteen tussen de verschillende scenario's. Voor wind op zee gaat het om 3.800 tot 7.200km², voor wind op land om 1.250 tot 2.500km² en voor zonneweides om 350 tot 580km². De indicatieve ruimtebehoefte varieert in verschillende publicaties en zijn voor een belangrijk deel afhankelijk van de precieze kengetallen die worden toegepast. Belangrijk is dat deze zich in de loop van de tijd blijven ontwikkelen: bij vergelijkingen met andere – huidige en toekomstige – berekeningen voor benodigde ruimte moet hier rekening mee worden gehouden. Zie paragraaf 11.3.

De totale ruimtebehoefte voor flexibiliteitsmiddelen is groot. Grootschalige batterijen vragen met de huidige technologie in de scenario's om 23-33 km², vergelijkbaar met de gemeente Haarlem, die met bebouwde kom en buitengebieden ongeveer 32km² beslaat. Dat is relatief veel ten opzichte van infrastructuur met een vergelijkbare ruimtebehoefte qua locatie en gebruik van ruimte. Vergeleken met de ruimtebehoefte voor benodigde nieuwe 110/150 kV-koppelstations is er 10 tot 20 keer zoveel ruimte nodig voor deze flexibiliteitsmiddelen. Voor elektrolyzers op land is dit 3–8 km². Echter is al deze ruimtebehoefte van flexibiliteitsmiddelen verdeeld over een groot aantal locaties, waardoor regionale inpasbaarheid centraal staat. Zie paragraaf 11.3.

De landelijke elektriciteitsnetten zullen uitgebreid moeten worden, hier is veel ruimte voor nodig. Netuitbreiding van het EHS-net liggen tussen de 320 tracékilometers en 510 tracékilometers ten opzichte van het huidige EHS-net met circa 1500 tracékilometers. Dit legt beslag op een gebied ter grootte van 32 tot 51 km². Het ruimtebeslag van de verbindingen van het hoogspanningsnet (HS, 110/150 kV) zal met ongeveer 555-955 tracékilometers toenemen ten opzichte van de huidige situatie van 4400 tracékilometers. Deze extra verbindingen kennen een ruimtebeslag van 19 tot 33 km². Zie paragraaf 11.3.

De additionele bovengrondse ruimtebehoefte van regionale netbedrijven voor de verschillende typen stations is 4 tot 6 km² (800 tot 1.200 voetbalvelden) waarvan – voor de meeste scenario's – ca. 1,2 km² voor transformatorhuisjes. In veruit de meeste gevallen gaat het hier om locaties in de gebouwde omgeving waar het lastig kan zijn om extra ruimte te vinden. Het vinden van deze ruimte is randvoorwaardelijk voor het tot stand komen van de energietransitie en in het dichtbevolkte Nederland een zeer moeilijke opgave. Het gaat merendeels om stedelijk gebied waar *gemiddeld genomen* een transformatorhuisje moete worden toegevoegd aan elke twee transformatorhuisjes die er nu staan. Zie paragraaf 11.3.

De aanleg van nieuwe laag- en middenspanningskabels vraagt, afhankelijk van het scenario, tussen de 260 en 330 km² aan extra ondergrondse ruimte. Er moet 80.000 tot bijna 105.000 km kabel worden ingegraven. Dat staat

gelijk aan 55% tot 75% van de totale Nederlandse straatlengte. Dat gaat gepaard met de nodige overlast; een deel van de tracés is complex en bovendien zal het vaak aanpassingen vergen aan andere infrastructuren als die voor telecommunicatie en water. Zie paragraaf 11.3.

Het ruimtebeslag van het landelijke transportsysteem voor methaan en waterstof in 2050 is vergelijkbaar met dat van het huidige landelijke transportsysteem voor aardgas, omdat het ontwikkelpad uitgaat van grotendeels hergebruik van bestaande leidingen en stationslocaties. Ook bij nieuwe leidingen en stations is het uitgangspunt dat deze zo veel mogelijk gebouwd zullen worden in bestaande tracés, respectievelijk op bestaande locaties. Zie paragraaf 11.3.

De opslag van moleculen in 2050 (met name waterstof) heeft wel ruimtelijke impact, vooral in de ondergrond. De bouw van de benodigde cavernes voor opslag van waterstof zorgt voor tijdelijk extra bovengronds ruimtebeslag, in verband met uitlogen en pekelafoer. De ruimtelijke impact kan beperkt worden als het mogelijk wordt om waterstof op te slaan in lege gasvelden of in zoutcavernes offshore of in bestaande cavernes in Duitsland. Zie paragraaf 11.3.

De infrastructuur voor CO₂-transport die afhankelijk van het scenario ontwikkeld kan gaan worden, volgt grotendeels bestaande tracés voor buisleidingen. Extra ruimtebeslag is daarom gering. Voor de ontwikkeling van warmtenetten is dat anders: de transportinfrastructuur van warmtebron naar vraag betreft in principe nieuwe tracés, terwijl ten behoeve van de distributie in de wijken veel straten open zullen moeten, wat een ruimteclaim met zich meebrengt. Zie paragraaf 11.3.

Uitvoerbaarheid

Voor elektriciteit is er een grote opgave voor opschaling op de relatief korte termijn. Dit zal met name in de periode van de huidige investeringsplannen liggen. De lezer van II3050-editie 2 wordt dan ook uitdrukkelijk naar deze investeringsplannen verwezen. De inspanningen voor het hoogspanningsnetwerk hangen in eerste instantie samen met de elektrificatie - met name bij de industrie - en het ontsluiten van voldoende capaciteit voor de regionale netbeheerders. Die ontwikkeling moet voornamelijk tot 2035 plaatsvinden. Daarnaast loopt het aansluiten van wind-op-zee en de internationale connecties met DC door tot na 2040. Voor de regionale netbeheerders geldt dat de druk op het laagspanningsnet het grootst is in de periode tot 2035. Bij middenspanning is de opgave ook groot, maar meer gespreid zijn over een langere periode. Voor de regionale elektriciteitsnetten is de opgave voor netuitbreiding een factor 2 tot 3 keer het huidige (verhoogde) tempo. Ook voor de landelijke gasinfrastructuur lijkt het zwaartepunt van de werkzaamheden te liggen in de periode tot 2035. De ombouwoperatie voor de aanleg van de hoofdinfrastructuur voor waterstof is de grootste activiteit hierin. Na 2035 verplaatsen de activiteiten zich ook naar het offshore waterstofnet en het vergroten van de opslagcapaciteit. Zie paragraaf 11.4.

De regionale gasnetten hebben met name te maken met de invoeding van groengas op de korte termijn. Het zwaartepunt van de werkzaamheden ligt voor de regionale gasnetten na 2035, vanwege ombouw naar waterstof en deels voor het verwijderen van netten in wijken die volledig overgaan op elektriciteit of warmte. Zie paragraaf 11.4.

Grondstoffen

Het lijkt haast onontkoombaar dat de explosief stijgende vraag naar grondstoffen, met name naar bepaalde typen metalen, in de komende jaren al tot schaarste en zelfs tekorten zal leiden. Volgens het IEA zal de wereldwijde vraag naar metalen als koper, lithium, kobalt en nikkel reeds vóór 2030 het aanbod overtreffen. Dat raakt alle

onderdelen van het energiesysteem en batterijsystemen in het bijzonder. Het zal de snelheid van de energietransitie negatief beïnvloeden en zeker de kosten ervan (fors) doen stijgen. Zie paragraaf 11.5.

De top-10 van kritieke metalen is zo goed als scenario-onafhankelijk. Lithium, bijna uitsluitend nodig voor batterijsystemen, voert de lijst aan met in de periode 2040-2050 een behoefte van jaarlijks ruim een kwart van de 2020 lithium wereldproductie, variërend per scenario. In de periode 2030-2040 is dat gemiddeld jaarlijks reeds 4%. Na lithium zijn dysprosium en neodymium kritieke grondstoffen. Ze zijn vooral nodig voor windturbines en batterijsystemen. Per metaal is de variatie tussen de scenario's fors – tot circa een factor 1,5. Door in te zetten op rethink, reduce, reuse en recycle (de strategieën uit het Nationaal Programma Circulaire Economie) kan de vraag sterk afnemen, tot wel 90% voor sommige metalen. Zie paragraaf 11.5.

De productiecapaciteiten van benodigde materialen en materieel moet fors omhoog – denk aan elektrolyzers, vermogenstransformatoren, windturbinetoren, maar ook schepen voor import van waterstof of ammoniak. Ook dat vormt naar verwachting een ernstige bottleneck. Bijna overal moeten de investeringen fors omhoog. Het is moeilijk hier goed zicht op te krijgen. De situatie verschilt per half- en eindfabricaat en de waardeketens zijn complex en ondoorzichtig. Zie paragraaf 11.5.

Tot slot

Nederland kan in 2050 klimaatneutraal zijn. Deze Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 –editie 2 laat zien wat ervoor nodig is om het energiesysteem van de toekomst te realiseren. Maar ook dat er, naast alle huidige inspanningen en geplande ontwikkelingen, op korte termijn vele extra stappen gezet moeten worden om dit doel daadwerkelijk te behalen.

Hoofdstuk 1

Inleiding

Een klimaatneutraal Nederland in 2050 is een grote opgave, maar het kan. Deze studie schetst hiervoor vier klimaatneutrale energiesystemen en de ontwikkelpaden van flexibiliteitsmiddelen en energie-infrastructuur er naartoe. Een klimaatneutraal Nederland vereist niet alleen een snelle afbouw van het gebruik van fossiele energie, maar ook een snelle groei van de productie van hernieuwbare energie. Daarbij hoort een grootschalige transformatie van de industrie qua energie en grondstoffen. Maar ook de uitrol van steeds meer laadinfrastructuur voor mobiliteit, en vervanging van alle voertuigen voor emissievrije voertuigen. In de gebouwde omgeving betekent klimaatneutraal na isolatie van het merendeel van de huizen en gebouwen en vervanging van de warmtevoorziening. Door warmtenetten in grote delen van Nederland, ook voor warmtevoorziening in de tuinbouw. Nodig zijn ook potentieel compleet nieuwe faciliteiten voor productie van synthetische brandstoffen voor lucht- en scheepvaart. Net als compleet nieuwe faciliteiten voor flexibiliteitsmiddelen en opslag om het hele jaar voldoende energie te hebben. Al deze ontwikkelingen vereisen dat de infrastructuur grootschalig verbouwd of nieuw gebouwd moet worden. In dit rapport staat de verkenning van de ontwikkelpaden voor flexibiliteitsmiddelen en infrastructuur centraal.

De verbouwing van de energie-infrastructuur tussen nu en 2050, moet ervoor zorgen dat de toekomstige vraag en aanbod van duurzame energie met een hoge betrouwbaarheid, op ieder moment aan elkaar gekoppeld kan worden. Daarmee faciliteert de infrastructuur het klimaatneutrale energiesysteem. Vanuit dit grote maatschappelijke belang namen de landelijke netbedrijven samen met de regionale netbeheerders het initiatief tot een Integrale Infrastructuurverkenning voor de periode 2030-2050-editie 2 (I13050-editie 2). Dat is vooral relevant omdat er de afgelopen jaren snelle ontwikkelingen in beleid en in het energielandschap hebben plaatsgevonden – ook internationaal. Dit rapport is een update en verdieping van de vorige I13050 uit 2021 (I13050-editie 1). In juni 2023 werd de eerste update van de scenario's gepubliceerd, de I13050-scenario's.

Deelresultaten van deze studie zijn al gebruikt als inbreng voor het Nationaal Programma Energiesysteem en andere nationale programma's, zoals Programma Energie Hoofdstructuur (PEH) en programma Verbindingen Aanlanding Wind Op Zee (VAWOZ), die vanuit het ministerie van EZK verdere richting geven aan dit beleid.

Het doel van de Integrale Infrastructuurverkenning is het ontwikkelen van de inzichten in de energie-infrastructuur, flexibiliteitsmiddelen en systeemintegratie, die nodig zijn voor een betrouwbaar, effectief en robuust klimaatneutraal energiesysteem in 2050. De verkenning schetst daarom ontwikkelpaden voor flexibiliteit en infrastructuur, met daarbij toekomstbestendige ontwikkelingen en belangrijke beslismomenten. Daarom zijn relevante stakeholders betrokken en sluit de verkenning aan bij de regionale ontwikkelingen van duurzame opwek, de mogelijke vraagontwikkeling van de verschillende sectoren en de afspraken uit het Klimaatakkoord.

Deze infrastructuurverkenning dient als input voor de netbeheerders om de langetermijn impact van verschillende ontwikkelingen op de energie-infrastructuur te analyseren en relevante factoren gedurende de transitie richting een klimaatneutraal energiesysteem vroegtijdig te identificeren. Hiermee kan I13050-editie 2 ook als leidraad dienen voor verschillende stakeholders zoals marktpartijen, en leiden tot meer inzicht bij beleidsvorming van overheden. De Integrale Infrastructuurverkenning kijkt uitdrukkelijk naar de periode van 2030 tot 2050 (grotendeels na de looptijd van de huidige investeringsplannen van netbeheerders) en bepaalt in tegenstelling tot de investeringsplannen nog geen concrete infrastructuurmaatregelen en bijbehorende investeringen. In de

verkenning wordt ervan uitgegaan dat de klimaatambities op voor 2030 en 2035 waargemaakt worden en dat de investeringsplannen uitgevoerd worden. De investeringen van de netbedrijven tot 2035 worden beschreven in de verschillende Investeringsplannen 2024 van de netbeheerders, die gepubliceerd worden in november 2023.

1.1 Plan van aanpak eindrapport I13050

De studie om tot het eindrapport van deze I13050-editie 2 te komen, is uitgevoerd in drie fases. Allereerst zijn de vier klimaatneutrale energiescenario's voor 2050 van een update voorzien. Vervolgens zijn de effecten van deze scenario's voor 2050 op de infrastructuren in kaart gebracht. Tot slot werd het ontwikkelpad geschetst tussen 2030 en 2050.

- **Fase 1: Klimaatneutrale energiescenario's 2050**

In de eerste fase zijn de vier klimaatneutrale energiescenario's ontwikkeld. Deze fase is in juni 2023 afgerond met de publicatie van het rapport "Het energiesysteem van de toekomst: de I13050-scenario's". Deze scenario's zijn ontwikkeld door de experts van de netbedrijven, via een brede consultatie van stakeholders, waaronder bedrijven, overheden, kennisinstellingen en brancheorganisaties.

Het is onbekend hoe de maatschappij er over dertig jaar uitziet en hoe de technologie zich ontwikkelt. Evenmin bestaat zekerheid over de keuzes die nog gemaakt worden in de energietransitie. Daarom zijn er vier scenario's uitgewerkt. Zij beschrijven elk hoe een klimaatneutraal energiesysteem er in 2050 kan uitzien, uitgaande van sterk verschillende infrastructuurbehoeften. Deze scenario's zijn vervolgens vertaald naar regionale effecten: vraag en aanbod van energie, en alle flexibiliteitsmiddelen kregen een plek op de kaart van Nederland. Dit is noodzakelijk om infrastructuuranalyses te kunnen uitvoeren: de locatiekeuze van vraag, aanbod en flexibiliteit bepalen in sterke mate welke infrastructuur nodig is. De scenario's zijn zo dus een hulpmiddel om infrastructuurbehoeften te onderzoeken onder de zekerheden en onzekerheden die nu bestaan.

- **Fase 2: Effecten op de infrastructuren**

In de tweede fase ligt de focus op de impactanalyse van de scenario-ontwikkelingen op de energie-infrastructuur voor 2050 en de analyses van aanpassingen in de infrastructuur om knelpunten te voorkomen. Dat begint met een analyse op uurbasis van vraag en aanbod van energie. Die analyse laat zien wanneer die twee niet in balans zijn en daarmee ook welke behoefte er bestaat aan flexibiliteit. Daarop volgt de vraag hoe de energievoorziening met een doelmatige inzet van flexibiliteitsmiddelen altijd kan voldoen aan de eis van energiebalans: zorgen dat het licht brandt, de huizen warm zijn, bedrijven draaien en het beschikbare hernieuwbare energieaanbod zo goed mogelijk benut kan worden. Hiervoor werden de mogelijke bijdragen van de verschillende flexibiliteitsmiddelen onderzocht. Denk aan conversies tussen energiedragers, opslag in warmte, elektronen of moleculen en import of export. De laatste stap in deze fase bestond uit berekeningen voor de infrastructuur van elektriciteit, methaan, waterstof, warmte en CO₂. De analyses hiervan laten zien waar het knelt en waarom. Ze geven ook een beeld van welke oplossingen denkbaar zijn – met hun consequenties in termen van kosten, ruimte, uitvoerbaarheid en grondstoffen. Uitvoerbaarheid focust vooral op de benodigde menskracht en doorlooptijd voor het aanpassen en uitbreiden van de infrastructuur. Voor kosten, ruimte en grondstoffen komt de impact in beeld voor de hele energieketens, van aanbod tot vraag inclusief infrastructuur.

- **Fase 3: Infrastructuur-ontwikkelpaden tussen 2030 en 2050**

De derde fase, die in september 2023 is afgerond, geeft invulling aan de overkoepelende doelstelling van de I13050: het schetsen van ontwikkelpaden voor infrastructuur, met daarbij de behoefte aan maatregelen, keuzes en belangrijke beslismomenten (de momenten waarop keuzes uiterlijk moeten worden gemaakt, gezien de ontwikkeltijden). Knelpunten kunnen bijvoorbeeld veroorzaakt worden door politieke besluiten die te laat worden

genomen, tekorten aan technisch personeel, gebrek aan fysieke ruimte of door een te lange doorlooptijd van infrastructuraanpassingen.

1.2 Inbreng stakeholders en relatie met aanpalende projecten

Samenhang en verschillen tussen II3050 en investeringsplannen

II3050 en andere verkenningen of visies voor energiesystemen zijn geen basis voor investeringen in infrastructuur. Er is altijd gedetailleerd onderzoek nodig in het kader van de investeringsplannen (IP) om tot de juiste en concrete infrastructuurkeuzes te komen. De focus voor de verkenning in II3050 ligt dan ook op het onderzoeken en doordenken van mogelijke ontwikkelingen en hun potentiële impact op de langere termijn. De verkenningen bieden perspectief en houvast om investeringsplannen uit het investeringsplanproces te toetsen aan de scenarioruimte. Toetsing van de investeringsplannen voor korte- tot middellange termijn aan de ontwikkelpaden voor de lange termijn, levert onderbouwing voor de toekomstvastheid. II3050 onderzoekt hoe groot de toekomstige opgave voor de infrastructuur is onder verschillende aannames én welke ontwikkelrichtingen mogelijk zijn. De opgedane inzichten uit deze verkenning dragen bij aan de opgave van netbeheerders, om ook op de langere termijn een betrouwbaar energiesysteem te waarborgen.

1.3 Leeswijzer

Alle hoofdstukken beginnen met de conclusies in de eerste paragraaf. Daarna volgen een korte beschrijving van een aantal methodische aspecten en – afsluitend - de resultaten. In de bijlagen staan verdiepingen, tabellen en figuren die omwille van leesbaarheid niet in het eindrapport van II3050-editie 2 zijn opgenomen.

In II3050-editie 2 zijn de gehanteerde processen en methodieken van de eerste editie, mede vanwege de onderlinge vergelijkbaarheid en consistentie, zoveel mogelijk gelijk gebleven. De alinea's die deze methodes en processen beschrijven zijn dan ook identiek aan de eerste editie.

Dit rapport bestaat uit drie delen:

1. Scenario's en energiesysteem

Het eerste deel gaat dieper in op de scenario's en de werking van het energiesysteem. Naast een samenvatting van de klimaatneutrale energiescenario's 2050 en hun regionalisatie, behandelen we in dit deel enkele systeemvraagstukken en de rol van flexibiliteitsmiddelen in het energiesysteem.

2. Infrastructuur tot 2050

Het tweede deel beschrijft de impact van de scenario's op de infrastructuur in 2050 en de ontwikkelpaden daarnaartoe. Er wordt onderscheid gemaakt tussen landelijke en regionale infrastructuur; tussen elektriciteit, methaan en waterstof en overige infrastructuur voor CO₂ en warmte. Maar er wordt ook expliciet stilgestaan bij de integrale benadering van al deze infrastructuren in samenhang.

3. Effecten op kosten, ruimte, uitvoerbaarheid en grondstoffen

Het derde deel gaat in op de impact van de scenario's en de infrastructuur ontwikkeling voor overkoepelende thema's kosten, ruimte, uitvoerbaarheid en besteedt aandacht aan de grondstoffsituatie in relatie tot de transformatie van het energiesysteem.

Deel 1

Scenario's en energiesysteem



Hoofdstuk 2

Klimaatneutrale energiescenario's 2050

Dit hoofdstuk geeft de samenvatting en verdieping van de klimaatneutrale energiescenario's, zoals gepresenteerd in het rapport ***Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's (Netbeheer Nederland, juni 2023)***. Paragraaf 2.1 staat stil bij het scenarioraamwerk, de aanpassingen ten opzichte van II3050-editie 1, de hoofdlijnen van ieder scenario en een overzicht van de scenariokwantificatie. Paragraaf 2.2 gaat in op de regionalisatie en de koppeling met de energie-infrastructuur. Dit hoofdstuk besluit in paragraaf 2.3 met enkele belangrijke systeemvraagstukken als verdieping op de scenario's. Daarbij wordt stilgestaan bij koolstofbehoefte, de productie van synthetische grond- en brandstoffen en een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035.

Conclusies systeemvraagstukken

In II3050-editie 2 is nu voor het eerst niet alleen in detail naar het energiesysteem gekeken, maar ook naar het koolstofvraagstuk. Ook in 2050 blijft er behoefte aan kunststoffen, chemicaliën en (koolzuurhoudende) voedingsmiddelen. Dit betekent dat er in de toekomst duurzame koolstofbronnen gevonden moeten worden voor deze producten en dat CO₂-afvang en –recycling nodig zijn op plekken waar nog fossiele koolstof wordt gebruikt. Voor bijvoorbeeld plastics die uit aardolie worden gemaakt, betekent dit dat ze na gebruik volledig gerecycled dienen te worden. Of, als dat niet meer kan, dat de CO₂ afgevangen moet worden bij de afvalverbranding en weer moet worden benut als grondstof. Nadeel daarbij is dat de circulaire inzet van materialen en stoffen slechts een beperkte bijdrage kan leveren aan de koolstofvraag van de productieprocessen en dat de circulaire processen veel energie en ruimte vragen. Via nieuwe technieken kan ook koolstof uit de lucht worden gevangen (Direct Air Capture), maar het is nog onduidelijk in welke mate dit haalbaar is. De schaarste aan duurzame koolstof leidt voor Nederland tot een verdelingsvraagstuk: welke inzet van de duurzame koolstof is het meest verstandig gegeven de vele toepassingen die er baat bij kunnen hebben. Waar biedt het de grootste toegevoegde waarde? En is dat ook de keuze die de maatschappij maakt? Zie paragraaf 2.3.1.

De productie van synthetische brand- en grondstoffen legt, naast een grote energiebehoefte, een claim op duurzame koolstoffen. Hoeveel synthetische brand- en grondstoffen Nederland produceert in 2050, is nog een open vraag. Van grote invloed op de benodigde infrastructuur en flexibiliteitsmiddelen, zoals regelbare elektriciteitscentrales, conversie en opslag, is natuurlijk de vraag of energie-intensieve industrie deels uit Nederland verdwijnt of zich in de huidige omvang verduurzaamt. Een grotere productie heeft een negatief effect op de business case van elektrolyse en power-to-heat (minder draaiuren). De business case van centrales neemt echter toe (meer draaiuren) en er is meer waterstofopslag nodig om de centrales te laten draaien. Veel productie van duurzame energie met een relatief beperkte fabricage van synthetische producten leidt daarentegen tot meer structureel transport van elektriciteit naar het buitenland. Dit vereist dan aanzienlijk meer infrastructuur. Nederland moet daarin de voordelen en nadelen afwegen van productie van synthetische producten en andere energie-intensieve industriële processen op zijn grondgebied. Zie paragraaf 2.3.2.

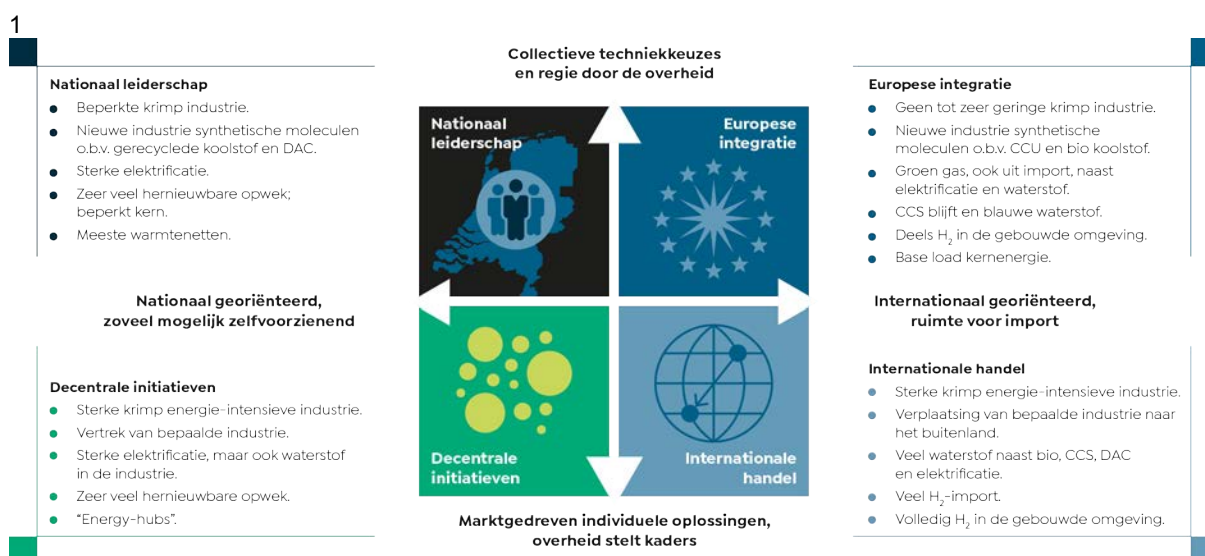
Daarnaast speelt recent de ambitie om in 2035 een CO₂-vrij elektriciteitssysteem te creëren - in de Outlook Energiesysteem 2050. Deze ambitie was nog geen onderdeel van de IP2024-scenario's, waar deze studie ook gebruik van maakt. Wat is de impact van deze ambitie op I13050? Het vervroegd volledig CO₂-vrij maken van het elektriciteitssysteem vergt naar verwachting een nog snellere groei van infrastructuur, waterstofproductie, -import en -opslag, van hernieuwbare opwek, van efficiënter energiegebruik, van flexibiliteit in de vorm van conversie, opslag en vraagsturing. Dit legt tot 2035 nog meer druk op de vraag naar kosten, ruimte, uitvoerbaarheid en grondstoffen. Bovendien zijn negatieve effecten van zo'n versnelde op de energietransitie in andere sectoren niet uitgesloten. Zie paragraaf 2.3.3.

2.1 De klimaatneutrale energiescenario's 2050

Nederland is momenteel druk bezig om het duurzame en klimaatneutrale energiesysteem van de toekomst te bouwen. Dit is een complexe transitie, met zeer veel veranderingen in de economie en de maatschappij. De I13050-scenario's beschrijven vier verschillende toekomstbeelden en transitiepaden voor het energiesysteem, die elk een andere impact hebben op de energie-infrastructuur. Hierdoor helpen de scenario's om helder te maken wat de infrastructuuropgave is en hoe deze opgave samenhangt met de maatschappelijke keuzes voor het energiesysteem die nog gemaakt moeten worden. En dus nu nog onzeker zijn. Bij het maken van die keuzes helpt uiteraard ook goed inzicht in de samenhang tussen energiesysteemkeuzes en de infrastructuuropgave. In het scenarioraamwerk staan – naast de majeure energiesysteemkeuzes – ook de grootste onzekerheden in de energie- en grondstoffentransitie centraal.

In deze I13050-editie 2 is het scenarioraamwerk van I13050-editie 1 grotendeels overeenkomstig gebleven. Het is wel herijkt met de inzichten uit de afgelopen periode (inclusief de nieuwe klimaatdoelen). De scenario's verschillen in de mate waarin de overheid stuurt en keuzes maakt of juist ruimte geeft aan (vrije) marktwerking binnen de energiemarkt. Anderzijds kan de energietransitie meer nationaal (landelijk of regionaal) of internationaal georganiseerd worden. Daarnaast is de keuze van de gebruikte technologieën en energiedragers die in de verschillende sectoren worden ingezet, van invloed op hoe het energiesysteem eruit komt te zien.

De scenario's zijn opgebouwd uit een combinatie van deze factoren. Dit levert de volgende vier scenario's op: Decentrale initiatieven (DEC), Nationaal leiderschap (NAT), Europese integratie (EUR) en Internationale handel (INT). De scenario's zijn verder toegelicht in figuur 1.



Figuur 1: *Scenarioraamwerk van I13050-editie 2: de kenmerken en uitgangspunten van de vier klimaatneutrale scenario's. Naast deze kenmerken is er nog een groot aantal aspecten van het energiesysteem in verandering beschouwd. Het gaat dan om specifiekere energiesysteemkeuzes of grote onzekerheden op het vlak van demografie, economie en ecologie, sociale ontwikkelingen, technologie en politieke of bestuurlijke aspecten. De scenario's worden volledig en uitgebreid toegelicht in het tussenrapport: **Het energiesysteem van de toekomst: de I13050-scenario's (Netbeheer Nederland, juni 2023).***

2.1.1 Aanpassingen in de scenario's

Sinds de publicatie van I13050-editie 1, in april 2021, hebben zich in kort tijdsbestek veel ontwikkelingen voorgedaan die de transitie beïnvloeden. De volgende ontwikkelingen zijn meegenomen bij de update van de I13050-scenario's:

- De EU heeft de Green Deal gepresenteerd met het Fit for 55-programma.
- De nationale doelen voor de reductie van de uitstoot van broeikasgassen zijn stevig verhoogd, van 49% emissiereductie ten tijde van het Klimaatakkoord (2019) naar minimaal 55% met een ambitieus beleidsprogramma voor 60% emissiereductie.
- Het politieke besluit is genomen om de kerncentrale in Borssele langer open te houden en om nieuwe kerncentrales te bouwen.
- Het Rijk is voornemens om in 2030 10 GW extra wind-op-zee te ontwikkelen en aan te landen.
- De industrie heeft per cluster plannen gemaakt voor verduurzaming (cluster-energiestrategieën, CES) die een nationaal programma voor de energietransitie van de industrie (PIDI/NPVI/MIEK) voeden.
- De door Rusland begonnen oorlog tegen Oekraïne heeft een schokgolf in de Europese energiemarkt teweeggebracht. Dit heeft het besef en de urgentie met betrekking tot tal van zaken beïnvloed. Het besef bijvoorbeeld hoe groot het belang is van voorzienings- en leveringszekerheid. En daarmee het belang van ambitieuzere plannen om meer zelfvoorzienend te zijn en sneller te verduurzamen (REPowerEU), met langdurige gevolgen voor importterminals, gasopslag, duurzame opwek door consumenten en bedrijven.

Verwerken van feedback op I13050-editie 1 en aanpalende beleidstrajecten

Op de scenario's van I13050-editie 1 is feedback gekomen. Daaruit zijn de volgende punten verwerkt in I13050-editie 2:

- Verdiepen op marktsectoren en planvormende trajecten. Zoals provinciale systeemstudies, sectorale plannen als de Nationale Agenda Laadinfrastructuur (NAL), Regionale Energie Strategieën (RES), Cluster Energie Strategieën (CES), Transitievisies Warmte (TVW), Verkenning aanlanding wind op zee (VAWOZ), Nationaal Waterstof Programma (NWP), etc.
- Loslaten van de vooraf bepaalde algemene groei- of krimpverwachting voor industrie, mobiliteit en de overige sectoren, als bepalend onderscheid voor de scenario's. In plaats daarvan is specifieke input verwerkt in de scenario's.
- Verdiepen op flexibiliteit: zicht krijgen op meerdere manieren om de uurlijkse onbalans van energievraag en -aanbod op te lossen met behulp van flexibiliteitsmiddelen.

- Frisse blik (externe experts) aan boord halen. Dit om de scenarioverhaallijnen van de netbeheerders uit te dagen en tunnelvisie te voorkomen.
- Beter betrekken van stakeholders: input van sectorvertegenwoordigers beter meenemen en ruimte creëren voor discussie over tussentijdse resultaten, middels een groot aantal stakeholdersessies aangevuld met sectorale/thematische sessies en 1:1 interviews met experts.
- Verdieping industrie: beter onderbouwde modellering van de transitie van de industrie, door het ophalen van specifieke input bij de veertien grootste industriebedrijven (G14) en zes industrieclusters (C6).

Actualisatie van de investeringsplannen van de netbeheerders (IP2024-scenario's)

De netbeheerders hebben scenario's geactualiseerd voor de periode 2025-2035 ten behoeve van hun investeringsplannen. De IP2024-scenario's schetsen de mogelijke ontwikkelingen t/m 2035 en deze vormen het vertrekpunt voor deze I13050-editie 2.

- Vanuit de IP2024-scenario's ontstaat zo zicht op hoe de verdere transitie richting 2050 eruit zou kunnen zien. Daarbij is de periode tussen 2030 en 2040 een cruciale fase voor het maken van tijdige systeemkeuzes en de programmering van ontwikkelpaden voor de infrastructuur voor een volledig klimaatneutraal Nederland.
- De regionalisatie van de scenario's is geüpdatet om zo goed mogelijk aan te sluiten bij de verschillende planvormingstrajecten en de werkwijze die de netbedrijven nu hanteren voor bijvoorbeeld integraal programmeren of het voorbereiden van investeringen.

2.1.2 Scenario's op hoofdlijnen

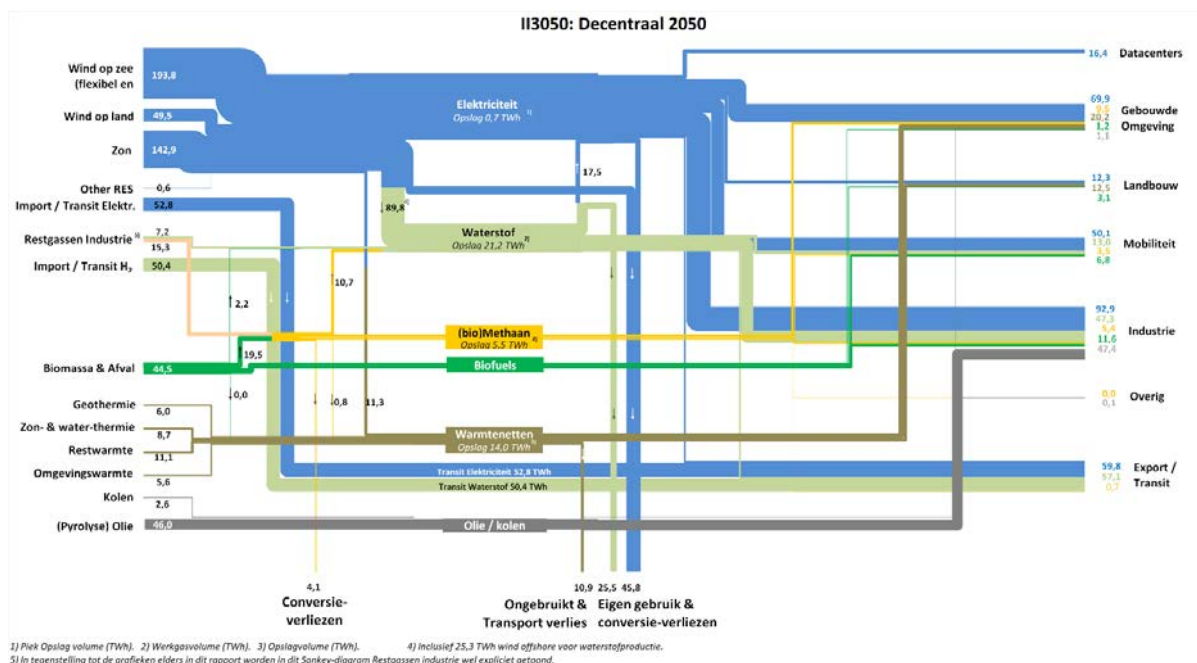
Beknpte beschrijvingen van de scenario's. Meer detailinformatie in ***Het energiesysteem van de toekomst: de I13050-scenario's (Netbeheer Nederland, juni 2023)***.

De verhaallijnen van de vier scenario's schetsen een beeld van Nederland; hoe de maatschappij is veranderd en hoe beslissingen worden genomen over energie. Vervolgens toont een energiestromendiagram (*Sankey*-diagram) de belangrijkste energiestromen en conversies. Dit geeft voor de belangrijkste energiestromen of energiedragers inzicht in welke sectoren deze worden ingezet en wat de onderlinge relaties tussen deze energiestromen of energiedragers zijn. Energie stroomt in de diagrammen meest van links (primaire energiebronnen) naar rechts (de vraagsectoren). De dikte van de verbindinglijnen representeert de hoeveelheid energie in die stroom, gedurende een volledig gesimuleerd jaar. De lijn weerspiegelt dus het totale volume en niet de capaciteit¹. Ook de energieverliezen zijn weergegeven. Tot slot worden statistieken getoond die ingaan op de veelgevraagde parameters, zoals het energiegebruik, de duurzame opwek, de flexibiliteit en de effecten op reductie van emissie van broeikasgas.

¹ In dit rapport gebruiken we de term volume voor een jaarlijkse hoeveelheid energie (bijvoorbeeld Joule). Met capaciteit bedoelen we een energetisch vermogen (bijvoorbeeld de Watt). Beide grootheden zijn van cruciale betekenis voor het functioneren van het energiesysteem en leveringszekerheid.

Scenario Decentrale initiatieven (DEC)

Nederland streeft naar regionale actie door de particuliere businesscases van klimaatneutrale technieken te ondersteunen. Burgers en lokale gemeenschappen hebben een hoge mate van autonomie en maken eigen keuzes in de energietransitie. Sommige burgers kiezen voor de goedkoopste oplossingen, terwijl bij andere burgers ideële motieven meespelen. Via diverse prikkels worden duurzame keuzes van consumenten en bedrijven ondersteund. Lokale overheden doen dit bijvoorbeeld met kennis en financiële stimulansen. Er ontstaat een groot aantal lokale initiatieven van vooruitstrevende burgercollectieven en bedrijven. Hierdoor worden lokale bronnen optimaal benut. Zonne- en windenergie op land zijn stevig gegroeid. De industrie transformeert naar meer gebruik van bio-based en circulaire grondstoffen. Vanwege het op grote schaal beschikbaar zijn van duurzame energie (als variabel aanbod), is de acceptatie van CCS beperkt. Daarnaast is er ook beperkt sturing op de transitie van, en op energiebronnen voor de energie-intensieve basisindustrie. Daarom verdwijnt een deel van die industrie uit Nederland. De warmteoplossingen voor de gebouwde omgeving bestaan uit een mix van technieken en worden gevoed door diverse lokale beschikbare bronnen, zoals geothermie, warmtepompen, WKO, groene waterstof en groengas.



Figuur 2: Energiestromen in het DEC scenario

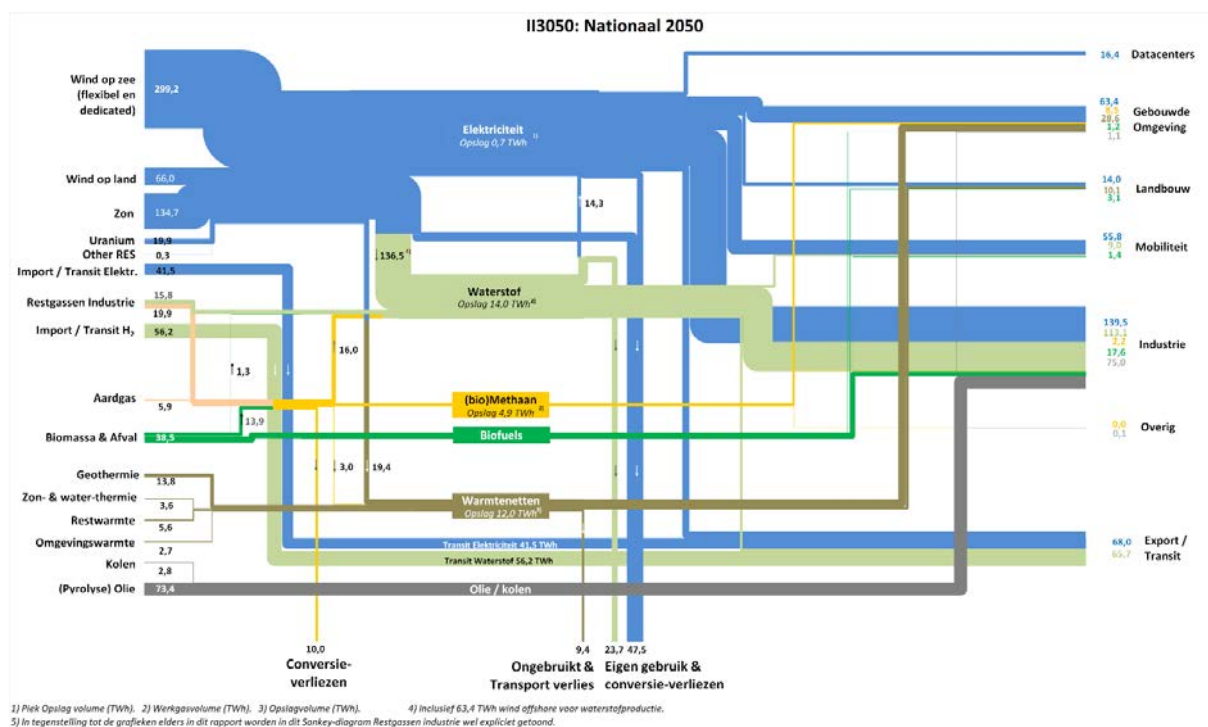
Tabel 1: Kerncijfers energiesysteem in scenario Decentrale initiatieven, in 2050

Energiegebruik (totaal finaal incl. non-energetisch)		Flexibiliteit	
Reductie finaal	44%	Batterijen	70 GW/ 0,7 TWh
% hernieuwbare energie	86%	Power to gas; H ₂ opslag	33 GW/ 11 TWh
Mate van zelfvoorziening	94%	Power to heat; W opslag	11 GW/ 13 TWh
Aandeel elektrificatie	61%	Interconnectie	18,8 GW
Aandeel waterstof	15%	Regelbaar vermogen	20 GW
Aandeel biomassa	10%		
Duurzame opwek		CO ₂ en koolstof (totaal incl. LULUCF) ²	
Wind-op-zee	45 GW	Emissiereductie 2040	83%
Zon PV	183 GW	Emissiereductie 2050	96%
Wind-op-land	15 GW	Koolstofgebruik industrie	20 Mt C

² broeikasgasequivalente emissies van Landgebruik, Landsgebruikverandering en Bosbouw

Scenario Nationaal leiderschap (NAT)

Nederland streeft naar een energetisch efficiënt systeem binnen de Nederlandse mogelijkheden en stuurt nationaal sterk op de invulling van de energiemix, zowel het de gebruikte bronnen, als de hoeveelheid opwek binnen Nederland. Overheden maken daarbij keuzes voor de technieken die in Nederland gebruikt gaan worden. Hiervoor maakt de overheid verplichtend beleid en regulering en participeert financieel in projecten van nationaal belang. De overheid bevordert de ontwikkeling van nieuwe industrieën (onder andere synthetische brandstofproductie) en stimuleert elektrificatie van de bestaande industrie. In de gebouwde omgeving zorgt regie (verplichtende wijkaanpakken) voor de ontwikkeling van warmtenetten, gevoed door hoofdzakelijk restwarmte, geothermie en flexibele elektrische bronnen, zoals power-to-heat. Voor het energieaanbod komen grootschalige nationale projecten tot stand, zoals wind-op-zee die tot een maximum wordt benut en enkele flexibele kerncentrales. Groene waterstof speelt verder een belangrijke rol voor het balanceren van het elektriciteitssysteem, voor de levering van hogetemperatuurwarmte in de industrie en als grondstof.



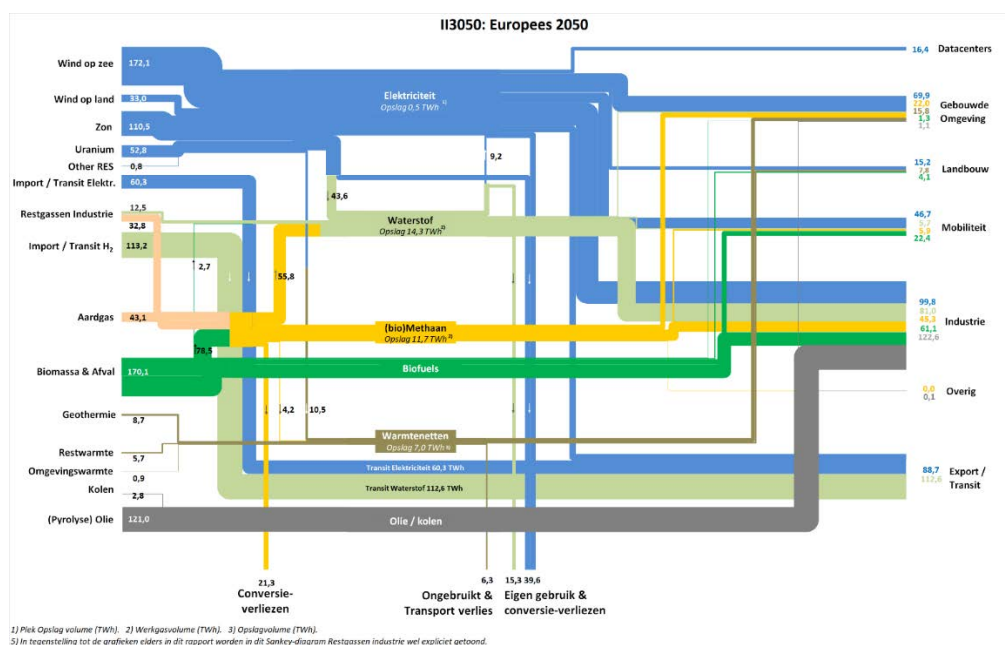
Figuur 3: Energiestromen in het scenario Nationaal leiderschap (NAT).

Tabel: 2: Kerncijfers energiesysteem in scenario Nationaal leiderschap in 2050.

Energiegebruik (totaal finaal incl. non-energetisch)		Flexibiliteit	
Reductie finaal	26%	Batterijen	60 GW/ 0.7 TWh
% hernieuwbare energie	84%	Power to gas; H ₂ opslag	45 GW/ 14 TWh
Mate van zelfvoorziening	89%	Power to heat; W opslag	11 GW/ 11 TWh
Aandeel elektrificatie	56%	Interconnectie	18,8 GW
Aandeel waterstof	23%	Regelbaar vermogen	18 GW
Aandeel biomassa	6%		
Duurzame opwek		CO ₂ en koolstof (totaal incl. LULUCF)	
Wind-op-zee	72 GW	Emissiereductie 2040	82%
Zon-PV	173 GW	Emissiereductie 2050	96%
Wind-op-land	20 GW	Koolstofgebruik industrie	27 Mt C

Scenario Europese integratie (EUR)

Nederland streeft naar een integraal en efficiënt Europees energiesysteem: landen stemmen hun energiebeleid onderling af en maken daarbij gebruik van elkaars bronnen. Europa werkt aan gezamenlijk energiebeleid en wil meer onafhankelijk zijn. Groengas wordt in Europa op grote schaal geproduceerd en wordt daarom in diverse sectoren ingezet. Er is een stevige groei van zonne- en windenergie in combinatie met een sterke inzet van nucleaire energie. De mogelijkheden voor windenergie op de Noordzee worden goed benut in samenwerking met andere landen rond de Noordzee. De industrie verduurzaamt dankzij elektrificatie en de inzet van Europese biomassa en waterstof, als brandstof en grondstof. CCS wordt grootschalig toegepast, onder meer voor energieopwek met negatieve emissies (BECCS³) en voor de productie van blauwe waterstof, maar ook voor de afvang van CO₂ uit fossiele bronnen. Naast een groot volume aan duurzame grondstoffen/moleculen, aangevuld met grondstoffen uit recycling (pyrolyse olie), wordt ook een klein volume nieuwe fossiele grondstoffen ingezet. Ook CO₂ uit omliggende landen wordt in Nederland opgeslagen. Wijkaanpakken staan centraal in de verduurzaming van de gebouwde omgeving en er is sterke regie op de ontwikkeling van bovenregionale warmtenetten. De combinatie van warmtenetten en hybride warmtevoorziening in gebouwen geeft een gematigde piek in de elektriciteitsvraag in koude periodes. Sterke uitbreiding van pan-Europese netwerken voor laadinfrastructuur en hoge-snelheidspoorwegen zorgen voor verregaande elektrificatie van de mobiliteit.



Figuur 4: Energiestromen in het scenario Europese integratie (EUR)

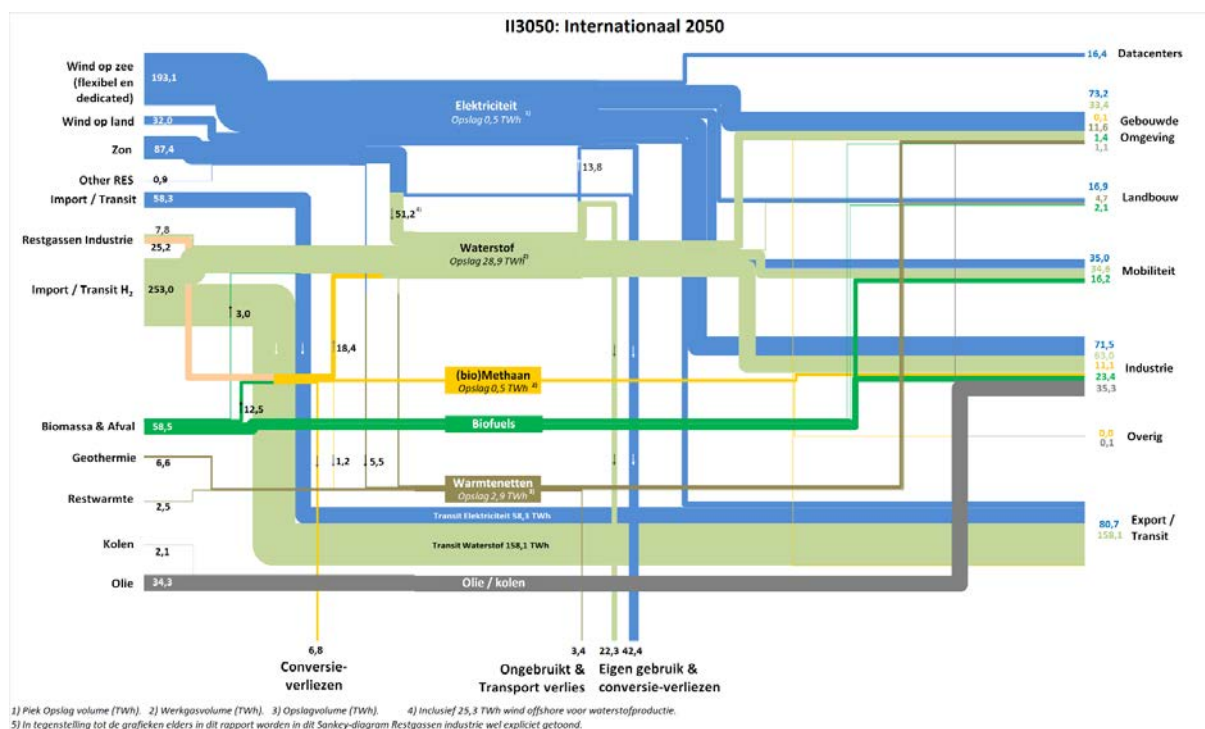
Tabel 3: Kerncijfers energiesysteem in scenario Europese integratie in 2050.

Energiegebruik (totaal finaal incl. non-energetisch)		Flexibiliteit	
Reductie finaal	14%	Batterijen	39 GW/ 0.5 TWh
% hernieuwbare energie	74%	Power to gas; H ₂ opslag	16 GW/ 14 TWh
Mate van zelfvoorziening	46%	Power to heat; W opslag	6 GW/ 7 TWh
Aandeel elektrificatie	42%	Interconnectie	28,8 GW
Aandeel waterstof	15%	Regelbaar vermogen	19 GW
Aandeel biomassa	27%		
Duurzame opwek		CO ₂ en koolstof (totaal incl. LULUCF)	
Wind-op-zee	38 GW	Emissiereductie 2040	80%
Zon PV	126 GW	Emissiereductie 2050	96%
Wind-op-land	10 GW	Koolstofgebruik industrie	51 Mt C

³ Bio-energie met CCS

Scenario Internationale handel (INT)

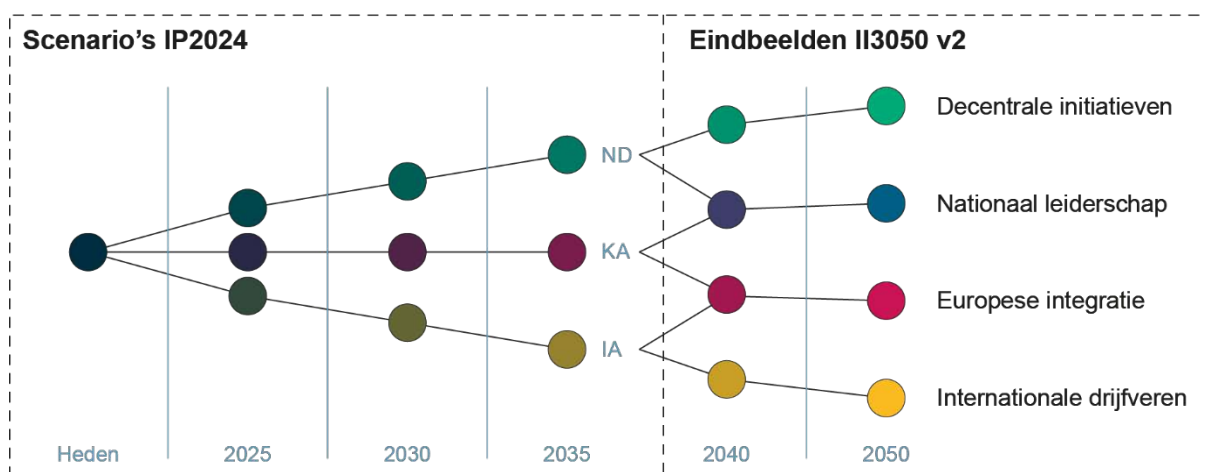
Nederland streeft naar ontwikkeling van de eigen economie door maximaal in te zetten op de internationale wereldwijde energie- en grondstoffenketens. Nederland maakt strategisch en maximaal gebruik van de internationale energie- en grondstoffenmarkten. Er wordt daarom op de wereldmarkt gezocht naar opties met de laagste kosten. Internationale vrijhandel speelt een belangrijke rol. De markt wordt geholpen door ondersteunende algemene prikkels, subsidies en CO₂-beprijzing - mede daardoor dragen ook Nederlandse bedrijven hun steentje bij om de keten te verduurzamen. Waterstof en andere klimaatneutrale energiedragers worden geïmporteerd uit landen waar deze relatief gunstig te produceren zijn. Nederland wordt een doorvoerland voor waterstof en waterstofproducten. In de gebouwde omgeving wordt ingezet op individuele transitiepaden: er is daarbij minder inzet van groengas, maar wel veel hybride warmtevoorziening in combinatie met waterstof. De industrie verduurzaamt dankzij elektrificatie en inzet van waterstof, ook als grondstof. Door de wereldwijde handelsketens verdwijnt een deel van de energie-intensieve industrie naar het buitenland. In plaats daarvan worden meer halffabricaten geïmporteerd, die in Nederland verder worden verwerkt. Tevens zet Nederland in op de productie van groene waterstof, direct gekoppeld aan wind-op-zee. Vanwege de hoge energie-import hoeft Nederland echter minder zelf te produceren.



Figuur 5: Energiestromen in scenario Internationale handel (INT).

Tabel 4: Kerncijfers energiesysteem in scenario Internationale handel in 2050.

Energiegebruik (totaal finaal incl. non-energetisch)		Flexibiliteit	
Reductie finaal	35%	Batterijen	41 GW/ 0.5 TWh
% hernieuwbare energie	68%	Power to gas; H ₂ opslag	18 GW/ 29 TWh
Mate van zelfvoorziening	72%	Power to heat; W opslag	3 GW/ 3 TWh
Aandeel elektrificatie	47%	Interconnectie	28,8 GW
Aandeel waterstof	29%	Regelbaar vermogen	15 GW
Aandeel biomassa	12%		
Duurzame opwek		CO ₂ en koolstof (totaal incl. LULUCF)	
Wind op zee	46 GW	Emissiereductie 2040	83%
Zon-PV	100 GW	Emissiereductie 2050	96%
Wind op land	10 GW	Koolstofgebruik industrie	38 Mt C



Figuur 6: Samenhang tussen de scenario's voor IP2024 en de eindbeelden voor II3050-editie 2.

De gedetailleerde scenario's zijn ook toegankelijk in het Energietransitiemodel (ETM), zie daarvoor Bijlage B.

2.1.3 Kerntabel scenario-kwantificatie

Tabel 5 bevat de voornaamste kengetallen en uitkomsten van de scenario's, met 2019 als relevant 'redelijk normaal' referentiejaar (pre-COVID, pre-oorlog). De cijfers voor 2030 zijn bepaald in het IP2024-scenariotraject⁴. De scenario's heten daar Klimaatambitie (KA), Nationale drijfveren (ND) en Internationale ambitie (IA). De cijfers voor 2035 en 2040 zijn opgenomen in bijlage A.

Tabel 5: Overzicht voornaamste kengetallen II3050-editie 2.

			2019	2030			2050			
			Ref	KA	ND	IA	DEC	NAT	EUR	INT
Vraag	Elektriciteitsvraag (finaal en flex) ⁵	TWh	119	184	233	170	364	433	339	269
	w.v. Gebouwde omgeving	TWh	56,0	52,1	52,3	52,5	69,9	63,4	69,9	73,2
	w.v. Transport	TWh	2,4	18,5	25,6	12,8	50,1	55,8	46,7	35,0
	w.v. Industrie	TWh	41,3	54,1	63,5	47,5	92,9	139,5	99,8	71,5
	w.v. Landbouw, ICT, energie	TWh	19,0	25,8	30,6	24,4	32,4	33,8	39,4	39,1
	w.v. Flex: p2x en opslag	TWh	0,0	33,2	61,4	32,7	118,3	140,1	83,5	50,6
	Methaanvraag (finaal en flex)	TWh	374	238,8	209,1	235,7	18,6	15,5	120,6	12,0
	w.v. Gebouwde omgeving	TWh	109	73,5	67,7	82,0	9,5	8,5	22,0	0,1
	w.v. Transport	TWh	1	0,0	0,0	0,3	3,5	0,0	5,9	0,0
	w.v. Industrie	TWh	104	88,5	73,8	82,0	4,4	3,8	87,4	10,6
w.v. Landbouw	TWh	10,5	4,5	2,2	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	
w.v. Flex: centrales en piekketels	TWh	150,5	72,2	65,3	66,7	1,1	3,2	5,3	1,3	
Waterstofvraag (finaal en flex)	Waterstofvraag (finaal en flex)	TWh	0,0	47,8	47,7	60,8	102,2	159,4	114,1	173,6
	w.v. Gebouwde omgeving	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,1	33,4
	w.v. Transport	TWh	0,0	3,7	2,1	7,9	13,0	9,0	5,7	34,6
	w.v. Industrie	TWh	0,0	44,1	43,3	48,0	47,3	113,1	81,0	63,0
	w.v. Landbouw	TWh	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	3,5
	w.v. Flex: centrales en piekketels	TWh	0,0	0,0	2,3	3,6	41,9	37,4	23,3	39,2
	Productie	Windenergie	GW	4	31	32	31	60	92	48
w.v. op land		GW	3,5	9,1	10,3	7,5	15,0	20,0	10,0	10,0
w.v. op zee (elektrisch)		GW	1,0	21,5	21,5	21,5	37,0	52,0	38,0	38,0
w.v. op zee (waterstof)		GW	0,0	0,6	0,0	2,0	8,0	20,0	0,0	8,0

⁴ Afkortingen van IP scenario's: KA: Klimaatambitie, ND: Nationale drijfveren, IA: Internationale ambitie. De IP2024 scenario's en verhaallijn liggen in het ontwikkelpad naar de vier II3050 scenario's.

⁵ In de tabel is voor de energievraag een totaal jaarvolume per scenario gegeven. Dit jaarvolume bestaat uit de optelling van de eind-energievraag van de verschillende sectoren alsook de inzet van de desbetreffende drager voor flexibiliteit, waaronder conversie en opslag. De finale energievraag in de sectoren heeft een bepaald profiel dat moet worden geleverd; het flexibele deel van de vraag is ten behoeve van de conversie. De Sankey-diagrammen gaan hier verder op in.

Zon PV	GW	6,2	59,3	76,1	42,1	183,1	172,6	126,3	100,0	
w.v. op land en water	GW	0,7	19,6	24,6	14,3	58,0	58,0	35,0	35,0	
w.v. gebouwen en woningen	GW	5,5	39,7	51,5	27,8	125,1	114,6	91,3	65,0	
Overig hernieuwbaar	GW	1,0	1,2	0,9	0,8	0,2	0,1	0,2	0,3	
Groengas	TWh	1,7	19,7	9,7	24,4	19,5	13,9	78,5	12,5	
Aardgaswinning	TWh	278	40,6	40,6	40,6	0,0	0,0	0,0	0,0	
Waterstof groen	TWh	0,0	12,5	25,8	18,8	89,8	136,5	43,6	51,2	
Waterstof blauw	TWh	0,0	50,5	49,3	50,1	20,1	33,1	71,0	29,2	
Waterstof import	TWh	0,0	22,3	1,8	49,9	50,4	56,2	113,2	252,8	
Waterstof export	TWh	0,0	37,1	28,7	57,4	57,1	64,7	112,6	157,8	
Flexibiliteit	Methaan opslag	TWh	nb	36,4	33,4	37,4	5,5	4,9	11,7	0,5
Gas	Waterstof opslag	TWh	0,0	0,9	3,1	2,0	21,2	13,6	14,3	28,9
Centrales	Nucleair	GW	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	3,0	8,0	0,0
	Kolen (incl. meestook)	GW	4,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Gas (aard-/groen)	GW	20,1	16,3	14,7	14,5	0,0	0,0	0,0	0,0
	Waterstof	GW	0,0	0,0	1,4	1,9	20,0	15,0	11,0	15,0
Flexibiliteit	Power-to-gas	GW	0,0	3,0	7,6	3,6	25,0	25,0	16,0	10,0
Elektriciteit	Power-to-heat	GW	0,0	3,3	5,1	2,5	10,9	11,1	6,2	3,2
	Batterijen incl. EV	GW	0,0	12,3	19,3	8,3	70,3	59,7	38,6	40,6
	Vraagsturing (industrie)	GW	0,0	1,7	2,0	1,5	7,7	10,2	3,9	3,1
	Interconnectie (E)	GW	5,9	12,8	12,8	12,8	18,8	18,8	28,8	28,8
Totalen	Totaal hernieuwbaar vermogen	GW	15,2	101,4	119	83,4	266,3	304,7	184,6	174,2
	Totaal centrales	GW	24,6	16,8	18,2	16,9	20,0	18,0	19,0	15,0
	Totaal flex vermogen	GW	5,9	33,0	46,7	28,6	132,7	124,8	93,4	85,7
Emissies	Indicatie restemissies	Mt CO ₂ eq	183	96	91	96	9,0	9,9	8,9	8,8
	Indicatie reductie t.o.v. 1990	%	20%	58%	60%	58%	96%	96%	96%	96%

2.2 Regionalisatie scenario's naar infrastructuur

Om uitspraken te doen over de toekomstige infrastructuur moeten de nationale scenario's vertaald worden naar specifieke locaties binnen Nederland: de regionalisering van de scenario's. Door te regionaliseren ontstaat verdere diepgang en kleuring van de scenario's.

Net als bij de nationale scenario's zijn er keuzes nodig bij de regionalisering. Deze keuzes zijn afgeleid uit de scenario's. In paragraaf 2.2.1 worden de keuzes voor de veronderstelde ruimtelijke uitwerking van vraag en aanbod toegelicht. Daarna gaat paragraaf 2.2.2 in op de keuzes met betrekking tot de locaties van flexibiliteitsmiddelen op systeemniveau, in samenhang met de impact op de huidige infrastructuren. Als laatste wordt in paragraaf 2.2.3 stilgestaan bij de onzekerheden die met regionalisering gemoeid zijn.

Het proces van regionalisatie wordt hieronder kort toegelicht, waarbij vooral wordt stilgestaan bij de koppeling met de infrastructuur.

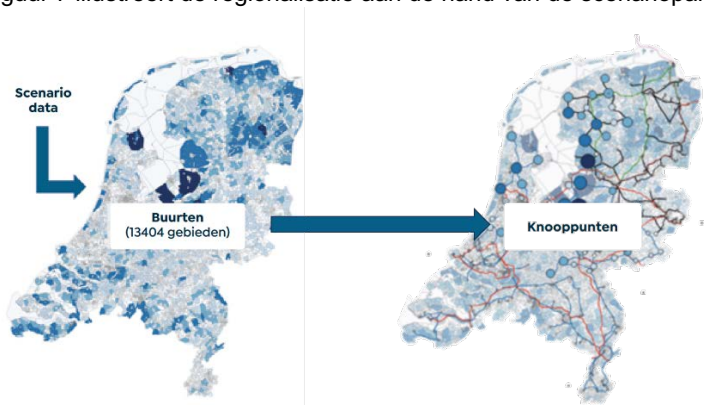
2.2.1. Het proces van regionalisering en de koppeling met infrastructuur

Elke scenarioparameter die een aanbod of vraag aan elektriciteit, methaan of waterstof beschrijft, is geregionaliseerd op buurtniveau. In het scenariorapport staan de aannames van deze regionalisatie per sector en categorie beschreven [Referentie: <https://www.netbeheernederland.nl/dossiers/toekomstscenarios-64>].⁶ Vanaf dit buurtniveau is per type energiedrager landelijk dekkend een koppeling gemaakt met de aansluitingen op de specifieke infrastructuur van de regionale en landelijke netbeheerders.

Een voorbeeld van de elektriciteitsinfrastructuur: een koppelstation heeft als verzorgingsgebied tien buurten. De elektriciteitsbehoefte en -aanbod van iedere scenarioparameter die in deze tien buurten valt, wordt toegekend aan dit koppelstation. Voor de elektriciteitsinfrastructuur wordt hoofdzakelijk gewerkt vanaf de koppelstations, voor methaan via verzorgingsgebieden van de gasontvangststations, voor waterstof via de kortste afstand. Deze

⁶ Aanvulling op de scenariorapportage: De regionalisatie van groen gas productie is voor grote locaties bepaald op basis van de projectenlijst van Gasunie en voor kleinere locaties op basis van de energievraag van de agrarische sector.

regionalisering voor I13050-editie 2 is uniek, omdat deze landelijk dekkend en uniform is voor alle netbeheerders. Figuur 7 illustreert de regionalisatie aan de hand van de scenarioparameter wind-op-land.



Figuur 7: Regionalisatie, voorbeeld wind-op-land van buurten naar knooppunten

2.2.1 Regionalisering van flexibiliteitsmiddelen

Bij flexibiliteitsmiddelen is net als in I13050-editie 1 onderscheid gemaakt tussen twee verschillende types: procesflexibiliteit en systeemflexibiliteit.

- **Procesflexibiliteit:** flexibiliteitsmiddelen die bij een eindgebruiker in een specifiek proces staan of achter de meter worden aangesloten. Bijvoorbeeld Demand Side Response of hybride verwarming in de industrie. Deze procesflexibiliteit wordt in dezelfde buurten verwacht als de vraag of behoefte aan energie van deze eindgebruikers is.
- **Systeemflexibiliteit:** flexibiliteitsmiddelen die een zelfstandige rol in het energiesysteem vervullen. Daardoor is de locatie niet direct gekoppeld aan een eindgebruiker. Zoals bij grootschalige batterijen en elektrolyzers die handelen op nationaal niveau. Deze flexibiliteitsmiddelen kunnen op verschillende plekken in het land geplaatst worden. In I13050-editie 2 wordt de locatie van deze flexibiliteitsmiddelen gekozen, door te kijken naar de balans tussen vraag en aanbod van elektriciteit op het niveau van koppelstations. Zo worden elektrolyzers geplaatst op plekken met veel overschotten, regelbare elektriciteitscentrales op plekken met veel tekorten en batterijen op plekken met hoge vraag- en aanbodpieken. Deze regionalisatie is voor elk scenario anders, omdat de regionale balans in vraag en aanbod per scenario verschilt.

2.2.2 Onzekerheden in regionalisatie en vervolgstappen

Door de nationale scenario's top-down te regionaliseren ontstaat een verdieping in de scenario's. Dit betekent echter wel dat er meer beperkingen zichtbaar kunnen worden naarmate er meer lokaal ingezoomd wordt met deze top-down benadering. Daadwerkelijke lokale keuzes zijn afhankelijk van veel meer factoren, die ook onderling een relatie hebben. Door deze keuzes wel te maken, kunnen de netten op het laagste niveau worden doorgerekend. Uitgangspunt daarbij is dat onzekerheden van de top-down methode zich op hogere niveaus uitmiddelen. Daarom zijn resultaten in deze studie ook niet gepresenteerd op buurniveau, maar op hogere niveaus, bijvoorbeeld vanaf koppelstations.

Naast het veranderen van een scenario-aanname, heeft ook de keuze voor een andere regionalisatie invloed op de eindresultaten. Een voorbeeld hiervan komt duidelijk naar voren in hoofdstuk 8. Hoeveel kilometer gasnet er

verwijderd kan worden, is afhankelijk van de verdeling over Nederland van cv-ketels en hybride warmtepompen in 2050. Bij eenzelfde aantal cv-ketels en hybride warmtepompen kan een andere regionalisatie een geheel andere impact op de regionale gasinfrastructuur hebben.

2.3 Verdieping op scenario's

In het vervolg van dit hoofdstuk wordt stilgestaan bij drie belangrijke uitgangspunten en onzekerheden van de scenario's. In verder detail wordt de behoefte aan koolstof voor grondstoffen bekeken. Vervolgens wordt de productie van synthetische grond- en brandstoffen besproken en wat de impact is van varianten op de hoeveelheid productie in Nederland. Tot slot wordt duiding gegeven aan de impact van een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035.

2.3.1 Verdieping: Koolstofbehoefte voor grondstoffen

De energietransitie en grondstoffentransitie raken elkaar

De klimaattransitie heeft een energietransitie nodig, maar ook een grondstoffentransitie. Koolstof is een van de belangrijke grondstoffen waar een oplossing voor moet komen. In het huidige energiesysteem speelt koolstof – chemisch gebonden in koolwaterstoffen zoals kolen, olie en gas – een cruciale rol. Enerzijds wordt koolstof gebruikt voor energetische toepassingen als verwarming, transport, industriële processen, productie van elektriciteit en grootschalige energieopslag. Anderzijds is het een belangrijke bouwsteen voor een heel scala aan grondstoffen, chemische producten en goederen, waaronder kunststoffen, bouw- en isolatiematerialen en smeermiddelen. De herkomst van al deze koolstof is momenteel met name fossiele energie, dat voor een significant deel niet-energetisch wordt benut. Er zijn duurzame oplossingen nodig om aan de behoefte voor koolstof te voorzien. In plaats van fossiele koolstof uit bijvoorbeeld aardolie, moet duurzame koolstof worden benut.

In II3050-editie 2 is nu voor het eerst niet alleen in detail naar het energiesysteem gekeken, maar ook naar het koolstof-vraagstuk. Per scenario is de koolstofbehoefte van de productieprocessen in de industrie in beeld gebracht. Zo is een koolstofbalans voor de Nederlandse economie opgesteld, inclusief de import- en exportstromen.

Overwegingen over de inzet van duurzame koolstof bij schaarste

Waar 'fossiele koolstof' overvloedig beschikbaar is, is 'duurzame koolstof' schaars, ook in 2050. Duurzame koolstof staat voor koolstof uit hernieuwbare bronnen, uit de korte koolstofkringloop. Dat kan bijvoorbeeld zijn uit biomassa. De beschikbaarheid hiervan is echter vele malen geringer dan het huidige verbruik aan fossiele koolstof voor grondstof en energietoepassingen. Gerecyclede (fossiele) koolstof is duurzaam als deze niet bij verbranding in de atmosfeer komt; de kringloop moet gesloten zijn. Ook het aanbod aan gerecyclede koolstof is zeer veel kleiner dan de behoefte aan koolstof. Als laatste kan koolstof ook met technische hulpmiddelen uit de lucht worden gewonnen via *direct air capture*. Dit proces is en blijft naar verwachting energie- en ruimte-intensief en daarom ook kostbaar.

De schaarste aan duurzame koolstof leidt voor Nederland tot een soort verdelingsvraagstuk: welke inzet van de duurzame koolstof is het meest verstandig, gegeven de legio toepassingen die er allemaal baat bij hebben. Waar biedt het de grootste toegevoegde waarde? En is dat ook de keuze die de maatschappij maakt?

Een overweging is dat duurzame koolstof bij voorkeur ingezet zou moeten worden voor toepassingen waar geen duurzaam alternatief voorhanden is. Dat kan gaan om de inzet als grondstof (industrie), maar ook voor de

specifieke energetische inzet in sectoren, processen, of gebieden waar de alternatieven ontbreken (bijvoorbeeld een deel van het internationale transport). Inzet van duurzame koolstof zou dan moeten worden vermeden in toepassingen waar er wel alternatieven voorhanden zijn (bijvoorbeeld inzet voor verbranding in woningen, als er ook gekozen kan worden voor een warmtenet of elektrische oplossing).

Specifiek voor groengas: in een deel van de industrie heeft de koolstof uit groengas een toegevoegde waarde voor het proces, omdat het een grondstof is. De koolstof uit groengas heeft geen toegevoegde waarde voor verwarming in de gebouwde omgeving of de industrie: de koolstof gaat door de schoorsteen de lucht in. Tegelijk blijft er wel behoefte aan gasvormige energiedragers voor lastig te verduurzamen woningen en processen met hoge temperatuur in de industrie. Maar om welk gas gaat het dan? Is het verschil in de toegevoegde waarde inderdaad een bepalende factor in de keuze waar groengas en waar waterstof geleverd gaat worden?

De beschikbaarheid van koolstof zal uiteindelijk ook van invloed zijn op de keuzes voor oplossingen in het energiesysteem. De implicatie is dat beleid voor een circulaire economie en circulaire koolstofketens gemaakt moet worden in goede samenhang met klimaatbeleid en beleid voor de energietransitie.

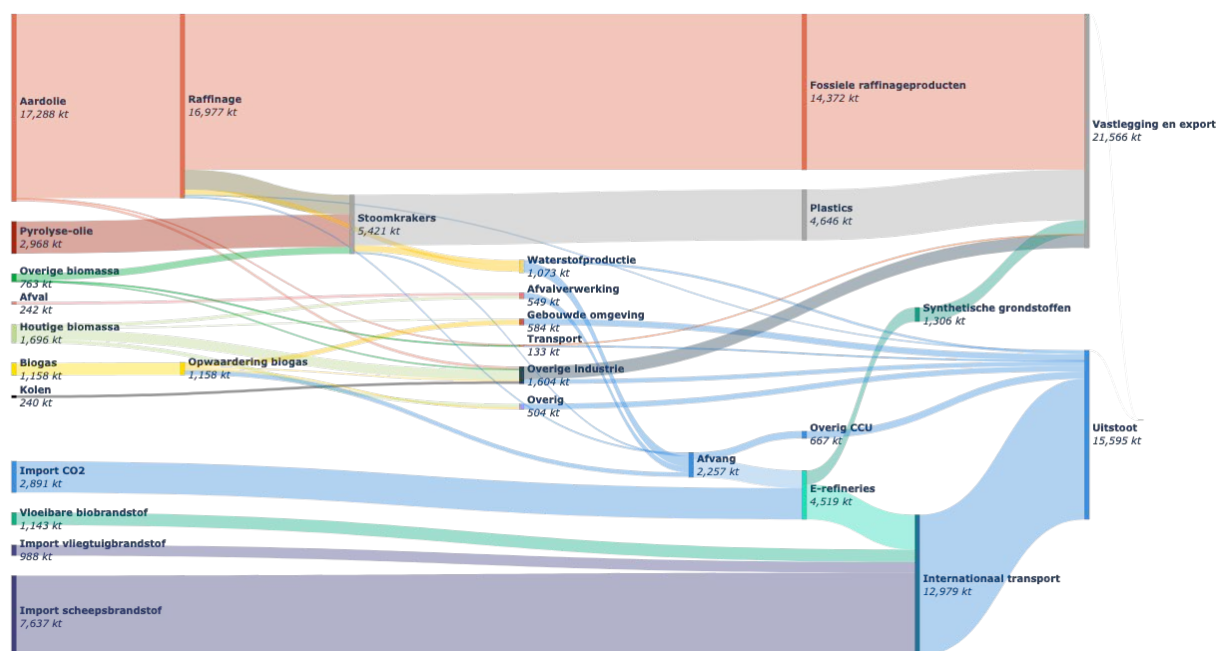
Koolstofbalans voor het scenario Nationaal leiderschap

Het scenario Nationaal leiderschap heeft de grootste behoefte aan koolstofdragers, vanwege de grootste omvang van de productie van synthetische moleculen. Hoe ziet de koolstofbalans er in dit scenario uit in 2050?

Richting 2050 is het binnenlandse gebruik van koolstofhoudende energiedragers sterk gedaald. Elektrificatie en het gebruik van waterstof leiden ertoe dat het energiesysteem in steeds grotere mate gebruik maakt van energiedragers die geen koolstof bevatten. Slechts in beperkte mate komen er nieuwe koolstofhoudende energiedragers voor in de plaats, zoals biomassa en pyrolyse-olie. Er zijn echter uitzonderingen: bepaalde industrieën en internationale lucht- en scheepvaart blijven koolstof nodig hebben voor productieprocessen, respectievelijk koolstofhoudende synthetische brandstoffen en biobrandstoffen; als meest kansrijke duurzame alternatieven voor fossiele kerosine, diesel en bunkerolie. Wel verschuift de koolstof van fossiele oorsprong naar een biogene of wordt het gerecycled uit afval of uit de lucht gehaald met direct air capture.

De benodigde koolstof voor producten daalt ook, onder andere door de transitie naar een circulaire economie. Deze daling is echter een stuk minder fors dan die van energetische koolstof. Ook in 2050 blijft er behoefte aan kunststoffen, chemicaliën en (koolzuurhoudende) voedingsmiddelen. Dit betekent dat er in de toekomst duurzame koolstofbronnen gevonden moeten worden voor deze producten en dat CO₂-afvang en –recycling nodig zijn op plekken waar nog fossiele koolstof wordt gebruikt. Voor bijvoorbeeld plastics die uit aardolie worden gemaakt, betekent dit dat ze na gebruik volledig gerecycled moeten worden. Of, als dat niet meer kan, dat de CO₂ afgevangen moet worden bij de afvalverbranding en weer moet worden benut als grondstof. Daarbij is een nadeel dat de circulaire inzet van materialen en stoffen slechts een beperkte bijdrage kan leveren aan de koolstofvraag van de productieprocessen en dat de circulaire processen veel energie en ruimte vragen.

Onderstaande grafiek toont de resterende koolstofstromen in 2050 voor het scenario Nationaal leiderschap. Alleen de koolstofstromen die gerelateerd zijn aan het energiesysteem zijn weergegeven. Onder andere de koolstofstromen rond landbouw, veeteelt, afvalstort en landgebruik vallen hierbuiten.



Figuur 8: Koolstofstromen voor het scenario Nationaal leiderschap in 2050

Het totale koolstofgebruik is 37 Mt (megaton) koolstof (C).⁷ Hiervan wordt 3 Mt volledig uitgestoten op Nederlands grondgebied en 13 Mt door internationaal transport, deels op Nederlands grondgebied en deels daarbuiten. De 3 Mt uitstoot is vrijwel volledig biogeen en zit verspreid over alle sectoren. Zo wordt er bijvoorbeeld een beperkte hoeveelheid koolstof uitgestoten door het gebruik van groengas in de gebouwde omgeving en verschillende vormen van biomassa in de industrie. De 13 Mt van internationaal transport bestaat voor 4,3 megaton uit binnenlands geproduceerde synthetische brandstoffen (3,2 Mt) en biobrandstoffen (1,1 Mt). De resterende 8,7 Mt komt uit geïmporteerde (duurzame) vliegtuig- en scheepsbrandstoffen.⁸

Voor de synthetische brandstoffen die in Nederland worden gemaakt is koolstof nodig. Dit komt deels uit afvang van biogene CO₂ in de industrie en afvalverwerking. Er is echter niet voldoende duurzame CO₂ beschikbaar in Nederland om in de volledige behoefte van de E-refineries te voldoen. Daarom wordt een import van 2,9 Mt duurzame koolstof aangenomen. Deze koolstof kan komen uit afvang van biogene koolstof of door Direct Air Capture in het buitenland.

Naast de 16 Mt aan uitgestoten koolstof wordt er 21 Mt vastgelegd in producten. 14 Mt wordt gebruikt door de fossiele raffinagesector. In de scenario's van II3050-editie 2 is op basis van gesprekken met de industrie aangenomen dat de fossiele raffinagesector richting 2050 gaat krimpen, maar dat 30-70% van de huidige productie van fossiele benzine, diesel en andere olieproducten in stand blijft voor export naar buiten Europa. Daarnaast wordt 4,5 Mt koolstof gebruikt voor de productie van kunststoffen. Voor tweederde hiervan wordt (gerecyclede) pyrolyse-olie gebruikt, de overige koolstof komt uit biomassa (0,75 Mt) en fossiele nafta uit aardolie (1,6 Mt) uit de fossiele raffinage-industrie. Tot slot wordt er nog 3 Mt koolstof gebruikt voor andere producten, zoals chemicaliën, bouwmaterialen en synthetische grondstoffen.

⁷ Een los C-atoom is ongeveer 3.7 maal lichter dan CO₂. Als de genoemde 37 megaton C volledig zou worden omgezet in CO₂ betekent dit dus ongeveer 140 megaton CO₂.

⁸ Hierbij is aangenomen dat de vraag naar brandstoffen voor internationaal transport in 2050 op hetzelfde niveau zit als nu en dat deze vraag volledig wordt ingevuld met koolstofhoudende energiedragers. Nederland is op dit moment een belangrijke bunkerplaats voor (met name) scheepsbrandstoffen. Of dit in 2050 ook zo is, is onzeker. Daarnaast kan een deel van de vraag mogelijk worden ingevuld met koolstofloze energiedragers als waterstof, ammoniak en elektriciteit. Zie voetnoot paragraaf 2.3.2.

Dilemma: fossiele raffinage-industrie en internationaal transport

Uit gesprekken met de industrie komt naar voren dat de olieraffinaderijen verwachten dat in de klimaatneutrale energiemilieus in 2050 nog 30-70% van de huidige productie gehandhaafd blijft. Dit betekent export naar andere delen van de wereld en/of inzet ten behoeve van het internationale transport, aangezien het Europese transportsysteem grotendeels gedecarboniseerd is en er geen tot weinig behoefte meer is aan benzine, diesel en andere olieproducten. Het is de vraag hoe wenselijk dit is en welke verantwoordelijkheid Nederland en de industrie heeft voor de uitstoot elders van producten die hier gemaakt worden (scope 3). Het maatschappelijk debat hierover is gaande en zal de komende jaren alleen maar toenemen. Bij continuering van de wereldhandelsstromen en mondiaal toerisme, blijft er een grote behoefte aan brandstoffen voor het internationale transport. Het is nog erg onzeker of duurzame alternatieven zoals ammoniak, biobrandstoffen en synthetische brandstoffen tijdig in voldoende hoeveelheden beschikbaar zullen zijn⁹. Als de raffinagesector inderdaad nog groot blijft (30-70% van de huidige volumes), dan zijn er twee situaties mogelijk:

- Een situatie waarin Nederland voor de eigen behoefte van internationaal transport volledig duurzame brandstoffen gebruikt. Deze kunnen slechts gedeeltelijk in Nederland gemaakt worden door schaarste aan koolstof, waterstof en elektriciteit. Dit betekent dat er een grote import van duurzame brandstoffen nodig is die elders worden gemaakt. Tegelijkertijd exporteert de fossiele raffinage-industrie fossiele kerosine en scheepsbrandstof - en dus de bijbehorende emissies - naar andere landen. Nederland is dan op papier klimaatneutraal, maar draagt wel bij aan grote emissies elders op de wereld. Deze situatie is in de figuur 8 verbeeld.
- Een situatie waarin Nederland de hier geproduceerde fossiele kerosine en scheepsbrandstof blijft gebruiken voor zover de productie uit duurzame, hernieuwbare grondstoffen niet toereikend zou zijn. Dit betekent dat er bij internationaal transport in 2050 geen sprake is van klimaatneutraliteit. De scheepvaart en luchtvaart tanken dan nog deels fossiel. Deze situatie is niet weergegeven in de figuur, maar kan worden gevisualiseerd omdat de ingaande stroom 'import vliegtuigbrandstof en import scheepsbrandstof' gekoppeld is aan de uitgaande stroom 'fossiele raffinageproducten' die afkomstig zijn uit olie.

Beide situaties zijn problematisch en raken grotere thema's, zoals het feit dat voor sommige sectoren duurzame alternatieven ontoereikend zijn voor de naar verwachting benodigde volumes. Ethisch en economisch vraagstuk is ook hoe de maatschappij wil omgaan met emissies buiten Nederland, die wel een Nederlandse 'oorsprong' hebben. Beide situaties betekenen dat de scope 3-emissies niet naar nul zijn gereduceerd in 2050. Dat is in tegenspraak met de doelstellingen van een aantal grote industriebedrijven in de sector om die emissies wel degelijk naar 0 te reduceren.

2.3.2 Verdieping: productie synthetische grond- en brandstoffen en systeemimpact

Voor het internationale transport over zeer grote afstanden, met name de internationale lucht- en scheepvaart, is de verwachting dat er in 2050 nog een grote behoefte zal bestaan aan brandstoffen met een hoge (volumetrische) energiedichtheid; hoger dan koolstofloze alternatieven als elektriciteit en waterstof kunnen bieden met de huidige stand van de techniek. Een deel van deze toepassing zal met biobrandstoffen kunnen worden ingevuld, maar de beschikbaarheid van biobrandstoffen is onvoldoende voor de volledige behoefte. Een deel van deze behoefte zou ingevuld kunnen worden met synthetische brandstoffen, die in zogeheten 'e-raffinaderijen' worden gemaakt uit waterstof, elektriciteit en koolstof. Dit is een belangrijke bestemming voor koolstof. Paragraaf

⁹ In de IEA World Energy Outlook 2022 is aangenomen dat 45% van de kerosine bio-kerosine zou kunnen zijn, en met waterstof gemaakte synthetische brandstoffen maximaal circa 25%. Voor de mondiale scheepvaart is de aanname dat 45% met ammoniak zou kunnen, en dat biobrandstoffen en waterstof circa 20% van de vraag kunnen bedienen.

2.3.1 gaat in op de behoefte aan koolstof ten behoeve van grondstoffen voor de industrie, en de producten die daarvan afgeleid worden.

Uit gesprekken met de industrie komt naar voren dat in de verhaallijnen van de scenario's Nationaal leiderschap en Europese integratie bedrijven na 2040 kansen zien voor significante productie van synthetische grond- en brandstoffen in Nederland, ten behoeve van het internationale transport en voor de vervaardiging van diverse producten in de chemie. Het is nog onzeker hoe groot deze markt gaat worden en, of deze industrie zich ook in Nederland ontwikkelt. In scenario Nationaal leiderschap zijn deze plannen in een beperkte mate overgenomen, omdat ze een groot beslag leggen op de beschikbare waterstof, elektriciteit en koolstof.

De verwachte productievolumes en energievraag van synthetische productie staan beschreven in het scenariorapport. In de scenario's Nationaal leiderschap en Europese integratie is productie van synthetische producten opgenomen, gelijk aan een derde van de totale behoefte aan synthetische producten. In deze paragraaf wordt de systeemimpact en netimpact voor twee alternatieve varianten bekeken en vergeleken met de basisvariant van de scenario's. Zowel voor het scenario Nationaal leiderschap als Europese integratie is er een variant zonder enige synthetische moleculen en een variant met een forsere ambitie voor de hoeveelheid synthetische moleculen.¹⁰

Bevindingen

Van de scenario's van II3050-editie 2 laten de **basisvarianten** Nationaal leiderschap en Europese integratie zien dat er voldoende elektriciteit en waterstof in Nederland beschikbaar kan zijn, om de aangenomen hoeveelheid productie van synthetische moleculen in te passen in het energiesysteem. Daarbij is er wel import nodig van de koolstof.

Bij grotere hoeveelheden productie van synthetische brandstoffen, de **variant 'hoog'**, ontstaan er op diverse plekken in het energiesysteem knelpunten, waardoor deze variant vanuit het energiesysteem geredeneerd minder logisch lijkt, vergeleken met de hoeveelheden die zijn aangenomen in de basisvariant van de scenario's.

Zo moet er fors extra flexibele capaciteit worden gerealiseerd, 4-11 GW, onder andere in regelbare elektriciteitscentrales en in opslag van waterstof, om tekorten in het elektriciteitssysteem te voorkomen. Daarnaast is er minder elektriciteit 'over', waardoor de draaiuren van flexibele bedrijven, elektrolyzers en power-to-heat fors dalen ten opzichte van de basisscenario's. De business case voor deze technologieën wordt daardoor minder aantrekkelijk. Mede hierdoor lijkt dan een grote importbehoefte van waterstof te ontstaan, omdat de binnenlandse productie daalt. Er is hoe dan ook een groot tekort aan duurzame koolstof. Dit moet geïmporteerd worden of vraagt om ontwikkeling van nieuwe technologieën als Direct Air Capture, waarvan het energiegebruik overigens niet is meegenomen in de scenario's. Het inpassen van de extra stroom- en waterstofvraag leidt tot grote knelpunten in de elektriciteits- en waterstofinfrastructuur. Dit wordt verder toegelicht in hoofdstuk 5 en 6.

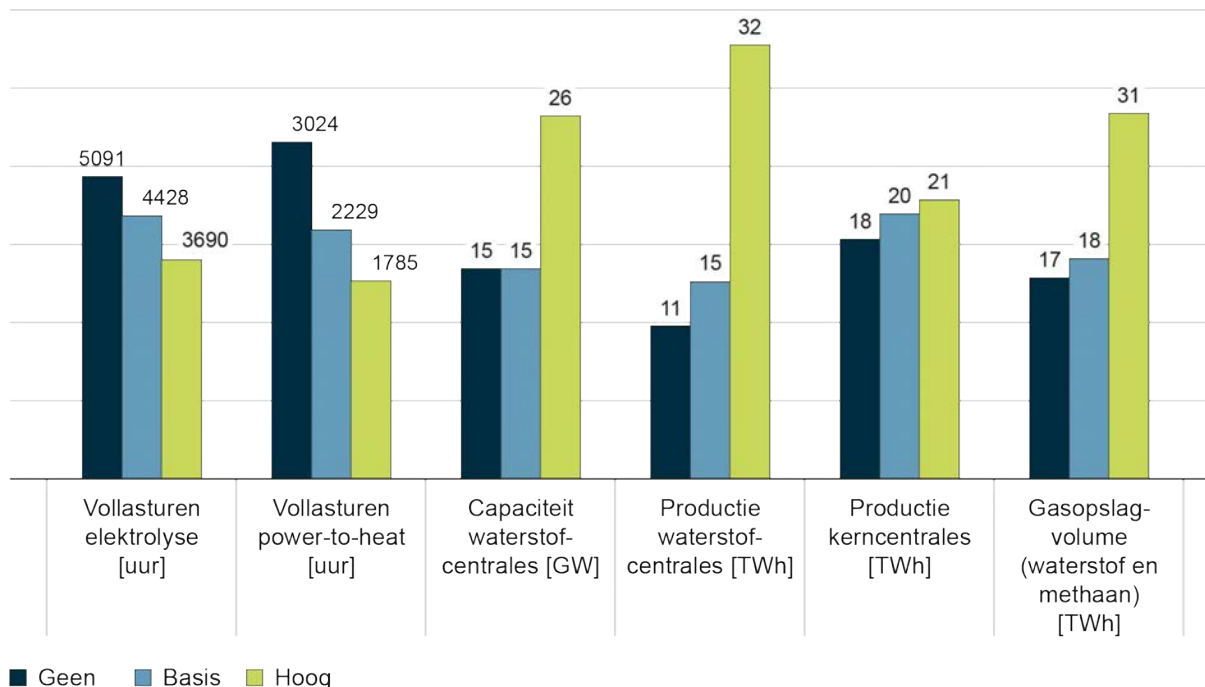
Mocht deze industrie voor productie van synthetische brandstoffen zich niet in Nederland ontwikkelen, de **variant 'geen'**, dan zijn de bevindingen anders. Er ontstaan overschotten van elektriciteit en waterstof als Nederland in die variant net zoveel hernieuwbare energie opwekt op zee en op land als is aangenomen in de basisvariant van de scenario's. En daarbij ook zoveel elektrolysecapaciteit bouwt. Als er geen andere bedrijvigheid ontstaat die de energie gaat gebruiken, kan dat betekenen dat Nederland een (grote) netto-exporteur zouden gaan worden van elektriciteit en wellicht waterstof.

¹⁰ Zie het scenariorapport voor meer achtergrond m.b.t. de opgehaalde gegevens van de industrie en de duiding, bewerking daarvan.

Analyse systeemimpact van gemodelleerde varianten synthetische brandstoffen

In de onderzochte varianten zijn vraag en aanbod in de andere sectoren zoveel mogelijk constant gehouden ten opzichte van de basisscenario's. Wel zijn de capaciteiten van flexibiliteitsmiddelen op sommige punten aangepast, om ervoor te zorgen dat het systeem in elke variant in balans is. Dit betreft met name de hoeveelheid waterstof(piek)centrales, die nodig is om aan de (piek-)elektriciteitsvraag te voldoen.

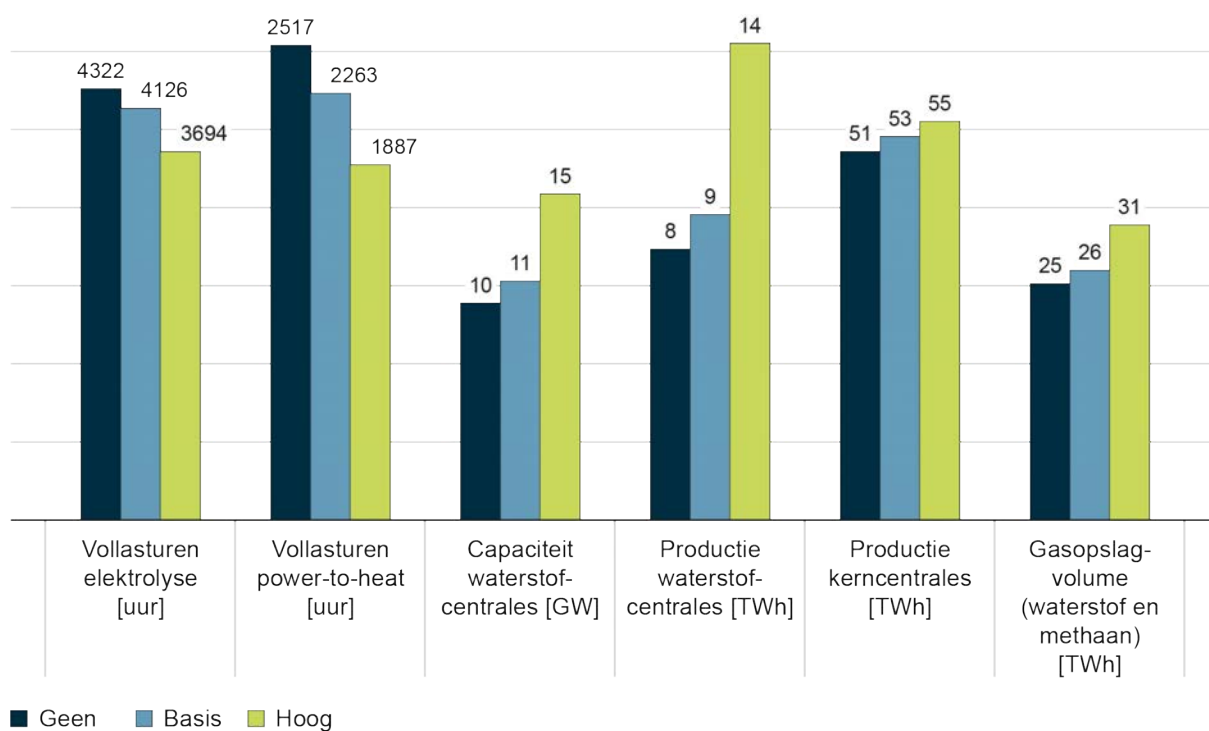
De productie van synthetische brand- en grondstoffen leidt tot een zeer significante additionele vraag naar elektriciteit, waterstof en koolstof. Deze additionele vraag werkt door op het energiesysteem. De onderstaande figuur 9 laat de variatie zien in de belangrijkste systeemelementen voor de verschillende varianten.



Figuur 9: Benutting flexibiliteitsmiddelen in scenario Nationaal leiderschap

De flexibele vragers (elektrolyzers en power-to-heat) hebben een stuk minder draaiuren in de variant met hoge synthetische productie, ten opzichte van de variant zonder synthetische productie. Het flexibele aanbod uit waterstofcentrales kent juist een hogere productie. Dit wordt veroorzaakt door de grote, grotendeels inflexibele elektriciteitsvraag van e-raffinaderijen. Die zorgt voor fors minder momenten met overschotten en meer momenten met tekorten. Waterstofcentrales produceren drie keer meer elektriciteit in het hoge scenario dan in het scenario zonder synthetische productie en twee keer meer dan in het basisscenario. Dit zorgt voor een grotere opslagbehoefte in het waterstofsysteem: om centrales te kunnen laten draaien, moet waterstof achter de hand gehouden worden. Het benodigde opslagvolume in het hoge scenario, is ruim 80% groter dan in het scenario zonder productie.

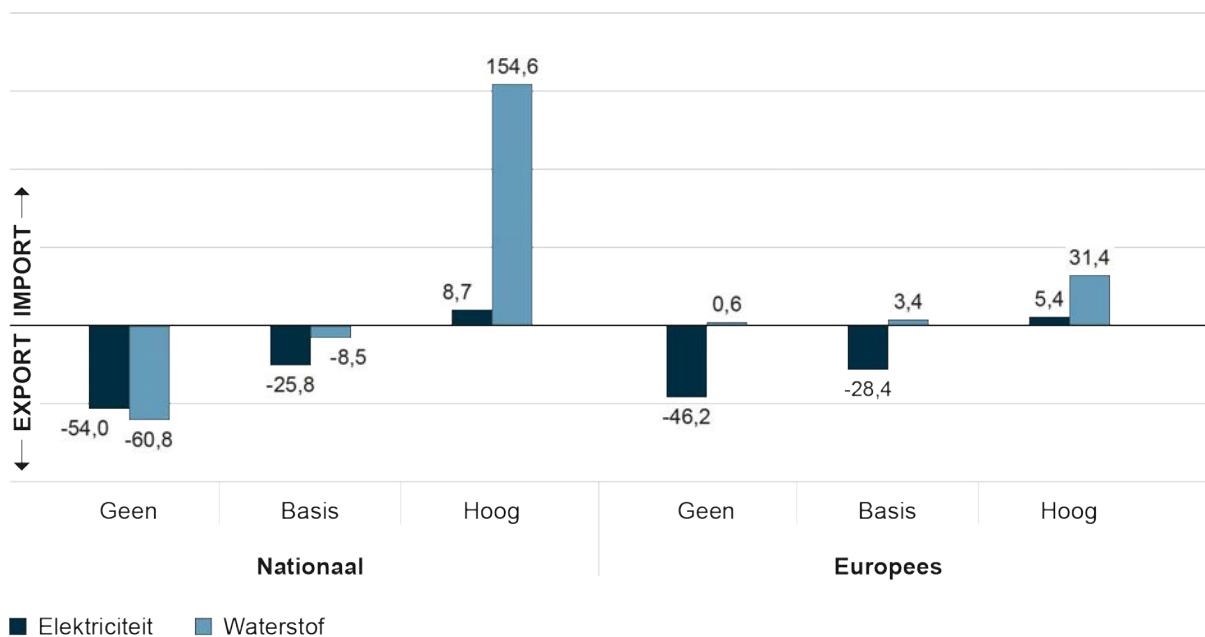
Het scenario Europese integratie laat een vergelijkbaar beeld zien, al zijn de relatieve verschillen kleiner dan bij het scenario Nationaal leiderschap, omdat ook de omvang van synthetische productie in het hoge scenario voor Europese integratie kleiner is. Ook hier is een significante reductie van de draaiuren van vraagflex, een toename van regelbare elektriciteitsproductie om tekorten op te vangen en een stijging van het gasopslagvolume benodigd om dit te faciliteren.



Figuur 10: Benutting flexibiliteitsmiddelen in scenario Europese integratie

In het scenario Nationaal leiderschap met hoge productie, ligt de elektriciteitsvraag 125 TWh, de waterstofvraag 155 TWh en de koolstofvraag 20 megaton CO₂-eq hoger dan in de variant zonder synthetische productie. Voor het scenario Europese integratie is dat respectievelijk 50 TWh, 65 TWh en 8,5 megaton CO₂-eq.

Ter referentie, in de basisvariant van scenario Nationaal leiderschap is het eindgebruik van elektriciteit 290 TWh en waterstof 120 TWh. In scenario Europese integratie is het eindgebruik van elektriciteit 255 TWh en eindgebruik van waterstof 90 TWh. In de modellering hebben de hogere elektriciteits- en waterstofvraag van de varianten voor e-raffinage en de effecten daarvan op de draaiuren van flexmiddelen, een effect op de netto import/exportbalans van elektriciteit en waterstof. De onderstaande figuur illustreert de variatie tussen de scenario's.



Figuur 11: effecten van de varianten op overschotten (negatief) en tekorten (positief) van elektriciteit en waterstof

In het scenario Nationaal leiderschap ontstaat er zonder synthetische productie op jaarbasis een overschot aan zowel elektriciteit als waterstof, omdat in dit scenario de opwek overgedimensioneerd is ten opzichte van de vraag. Vraag en aanbod zijn op elkaar afgestemd in het basisscenario. In de ‘hoge’ variant zien we juist tekorten ontstaan. Voor elektriciteit is dit beperkt (9 TWh), voor waterstof veel groter (155 TWh). De directe waterstofvraag van de routes met synthetische productie is in dit scenario een stuk hoger. Tegelijkertijd is ook de inzet van het hogere opgestelde vermogen aan waterstofcentrales fors, dus het gaat ook om een brandstofbehoefte voor waterstofcentrales, gekoppeld aan een lagere inzet van het opgestelde elektrolysevermogen. En daarmee een kleiner binnenlands waterstofaanbod.

Dezelfde effecten vertoont ook het scenario Europese integratie. Maar wel geringer, omdat de omvang van de aangenomen productie van synthetische moleculen geringer is én omdat een deel van de waterstofbehoefte vanuit blauwe waterstof kan worden ingevuld.

Naast effecten op elektriciteit en waterstof is ook (duurzame) koolstof een belangrijke vereiste voor de productie van synthetische brand- en grondstoffen. In II3050-editie 2 is niet uitgebreid geanalyseerd hoe Nederland in deze koolstof kan voorzien. Opties zijn:

- Importeren. Bijvoorbeeld uit Finland waar een hoog biomassa-aanbod is en dus een relatief ruime beschikbaarheid van duurzame koolstof.
- Winning met technieken voor Direct Air Capture (DAC) uit de lucht. Dit proces kent naar verwachting een behoorlijk grote warmtebehoefte (voor vrijmaken CO₂ uit het adsorptiemedium) en elektriciteitsgebruik voor het luchttransport.
- Gebruik uit vrijkomende CO₂ bij de productie van (blauwe) waterstof uit methaan. Om een sluitende koolstofketen te krijgen moet deze methaan wel een biogene oorsprong hebben (groengas), omdat de koolstof bij het gebruik van synthetische brandstoffen uiteindelijk weer in de atmosfeer terecht komt.

De koolstofbehoefte (zie paragraaf 2.3.1) is een belangrijk vraagstuk in de ontwikkeling van het klimaatneutrale energiesysteem met klimaatneutrale grondstoffen en materialenketens. Daarbij zijn er nog veel onzekerheden. Het is dus van belang dat er vervolgonderzoek gedaan wordt naar dit onderwerp, naar innovatie op technieken en concretisering van beleid.

2.3.3 Verdieping: duiding van een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035

Een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035

In de Voorjaarsbesluitvorming Klimaat en het concept Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) is het beleidsvoornemen opgenomen om het elektriciteitssysteem versneld geheel CO₂-vrij te maken: *“CO₂-vrije elektriciteit is straks de ruggengraat van het energiesysteem. Voor klimaatneutraliteit in 2050, dient het elektriciteitssysteem zelf al in 2035 CO₂-vrij te zijn.”*¹

Dit beleidsvoornemen is niet meegenomen in de scenario's voor de Investeringsplannen 2024 en II3050-editie 2, omdat deze scenario's al voor de publicatie van de Voorjaarsbesluitvorming Klimaat zijn ontwikkeld en vastgesteld. De beleidsmaatregel is echter dusdanig van belang, dat in deze rapportage een kwalitatieve reflectie op de mogelijke impact is opgenomen. Aangezien het beleidsvoornemen voornamelijk impact zou hebben op de ontwikkelingen tussen nu en 2035, richten deze reflectie zich op de IP-scenario's Klimaatambitie (KA), Nationale drijfveren (ND) en Internationale ambitie (IA). Deze scenario's worden ook in II3050-editie 2 gebruikt voor de periode van nu tot 2035.

Duurzame opwek

In de scenario's wordt al uitgegaan van een grote toename van duurzame opwek in de komende 10-15 jaar. In 2035 is al 80-90% van de opwek afkomstig van wind- en zonne-energie. De verwachting is dat ook bij een klimaatneutraal elektriciteitssysteem in 2035 de vermogens binnen de bandbreedte van het ND-scenario zullen liggen. Het ND-scenario schuift echter in de duiding op van een “flankerend scenario”, richting het “beleids-referentie scenario”. Oftewel, de waarschijnlijkheid van een ontwikkelrichting zoals beschreven in het ND-scenario wordt groter ten opzichte van het KA-scenario.

Regelbare centrales

Een groter verschil is aanwezig bij de regelbare centrales. In de scenario's draaien deze centrales in 2035 nog grotendeels op aardgas. In een klimaatneutraal elektriciteitssysteem moeten hier alternatieven voor toegepast worden. Mogelijkheden hiervoor zijn:

- CCS op bestaande (gas)centrales: vanwege het lage aantal draaiuren en de relatief lage CO₂-concentraties in de verbrandingsgassen is CCS op bestaande gascentrales onwaarschijnlijk. Toepassing van precombustion CCS is aantrekkelijker, maar vraagt een ombouw van de centrales naar waterstof en een geschikt leidingnet voor CO₂ en eventueel waterstof. Ook is het een optie om de kolencentrales, waarvan nu besloten is ze te sluiten, toch open te houden en toe te rusten met CCS. Restemissies van CCS moeten dan wel gecompenseerd worden met negatieve emissies. Dat kan bijvoorbeeld door bijstook van biomassa in combinatie met CCS.
- CO₂-arme waterstof: gezien de schaarste van groene waterstof in 2035 en de gewenste toepassing in de industrie, is met name het gebruik van blauwe waterstof een mogelijkheid. Ook geïmporteerde ammoniak zou een optie zijn. Voordeel van blauwe waterstof is dat hiermee emissiereducties gerealiseerd worden, die niet direct de mogelijkheden in andere sectoren beperken (i.t.t. het gebruik van groengas of groene waterstof).

- Groengas: groengas kan in bestaande gascentrales eenvoudig gebruikt worden. Toepassing van groengas in de gebouwde omgeving is echter ook belangrijk om op korte termijn emissies te verminderen en zal ook worden gestimuleerd met de Jaarverplichting groengas.
- Biomassa: verbranding van biomassa in combinatie met CCS is ook mogelijk, omdat hiermee grote reducties mogelijk zijn en negatieve emissies kunnen worden gerealiseerd, die op de lange termijn ook nodig zijn.
- Kerncentrales: sneller en meer kerncentrales (bijvoorbeeld SMRs) realiseren is ook een mogelijkheid, de waarschijnlijkheid hiervan is gezien de doorlooptijden in de nucleaire keten echter beperkt.

Impact op de elektriciteitsprijs, energiegebruikers en de business case van flexibiliteit.

CO₂-vrije regelbare productie zal bij het beleidsvoornemen steeds meer de marktprijs gaan bepalen. Dit CO₂-vrije regelbare vermogen kent significant hogere kosten. Een verdubbeling of meer is niet irreëel. Naast uren waar de elektriciteit een overaanbod laat zien, met een prijs van nihil tot negatief, zijn de uren van tekorten dus een stuk duurder – afhankelijk van welke techniek de marginale prijszettende techniek is. Als de uren met hoge prijzen substantieel duurder gaan uitvallen dan bij het huidige beleid, dan zijn piekprijzen van de orde grootte van de piekprijzen van 2022 voorstelbaar. Hogere piekprijzen zorgen voor hogere gemiddelde prijzen en hebben daarmee impact op alle energiegebruikers.

Vraagflexibiliteit krijgt waarschijnlijk een betere business case, omdat veel bedrijven die nu nog 24/7 draaien, de hogere kosten niet willen nemen. De ontwikkeling en toepassing van flexibiliteit zou daarom hoger kunnen zijn dan in de scenario's wordt aangenomen. Of waarschijnlijker worden – aangezien de scenario's al optimistisch zijn over de flexibiliteitsbijdrage. De andere kant van de medaille is dat bedrijven dit mogelijk niet kunnen dragen, en dus sluiten of vertrekken. Niet alle energiegebruikers hebben dezelfde mogelijkheden om hun energievraag te flexibiliseren. Hoe groot deze effecten zijn en of dit risico wordt ondervangen met mitigerend beleid, dat is nu niet duidelijk.

Infrastructuur

Ook op de infrastructuur heeft het beleidsvoornemen impact. Voor elektriciteit, waterstof en CO₂ als volgt:

- Elektriciteit: als de CO₂-vrije regelbare centrales veelal op dezelfde locaties staan als de aangenomen centrales in de scenario's, zal de additionele impact op de hoogspanningsnetten van TenneT beperkt zijn.
- Waterstof: voor waterstof verandert er wel veel. Het ontwerp van het landelijke transportnet en eventuele aftakkingen naar waterstofcentrales moeten opnieuw worden doorgerekend. Daarnaast zullen ook de volumes en benodigde opslag in zoutcavernes op korte termijn substantieel groter worden. In perioden van weinig wind en zonneschijn, zal het regelbaar vermogen vele dagen achter elkaar moeten kunnen draaien. Het is onduidelijk of er voldoende opslag van waterstof in zoutcavernes gerealiseerd kan worden. De consequenties voor de benodigde waterstofopslag en -transport zullen in een vervolgstudie van I13050 worden onderzocht.
- CO₂: de impact op de ontwikkeling van CO₂-infrastructuur is sterk afhankelijk van de keuzes voor de verschillende opties en de bijbehorende locaties. In het geval van bestaande centrales met CCS of ontwikkeling van biomassa met CCS, is CO₂-infrastructuur nodig op de locaties van de centrales. Bij gebruik van blauwe waterstof heeft CO₂-infrastructuur op de industrieclusters de voorkeur.

Conclusie

In het NPE is aangekondigd dat de verdere concretisering van een CO₂-vrij elektriciteitssysteem de komende tijd verder wordt uitgewerkt. Pas als de invulling specifieker wordt, is het mogelijk om de impact van de maatregel ook daadwerkelijk kwantitatief in kaart te brengen.

Adviezen voor de verdere ontwikkelingen:

- Om ervoor te zorgen dat een CO₂-vrij elektriciteitssysteem ook daadwerkelijk zorgt voor een vermindering van de totale broeikasgasemissies, is het essentieel dat rechten ook daadwerkelijk uit de markt genomen worden. Een versnelling van een sector binnen het ETS is immers slechts een verschuiving van emissies.
- De elektriciteitssector is in de scenario's al grotendeels CO₂-vrij in 2035. Hoe zinvol is het voor de transitie als geheel, om extra druk te zetten op de laatste paar procenten in de elektriciteitssector, als er met minder inspanning een vergelijkbare reductie op andere plekken mogelijk is?
- Schenk aandacht aan het effect van deze ingreep op de marktprijzen – en daarmee aan de betaalbaarheid van elektriciteit en de aantrekkelijkheid van elektrificatie, de impact op eindgebruikers en de leveringszekerheid.
- Leveringszekerheid wordt met een hoog aandeel weersafhankelijke elektriciteit namelijk al een grotere uitdaging. In het huidig ontwikkelpad is de beschikbaarheid van voldoende regelbaar vermogen dus zeker geen vanzelfsprekendheid. Het is van belang om elke ingreep in het resterende regelbaar vermogen goed af te stemmen op die situatie.

Hoofdstuk 3

Analyses van het energiesysteem en flexibiliteit

3.1 Conclusies en aanbevelingen

Er is een groot en divers flexibiliteitsportfolio nodig om in een klimaatneutraal energiesysteem vraag en aanbod bij elkaar kan brengen.

- Om vraag en aanbod over zowel korte als langere tijdspannes op elkaar af te stemmen, is er in alle scenario's een grote behoefte aan flexibiliteitsmiddelen. Deze behoefte speelt bij de energiedrager zelf, én tussen alle beschouwde energiedragers: elektriciteit, waterstof, methaan en warmte.
- De voorziene flexibiliteitsbehoefte vraagt om een mix aan bestaande en nieuwe technologieën. Enerzijds voor de korte- en middellange termijn (bijvoorbeeld vraag- en aanbodsturing, batterijopslag, warmtebuffers), anderzijds voor de lange termijn (bijvoorbeeld bij de combinatie power-to-gas, gasopslag en gas-to-power). Verschillende vormen van flexibiliteit zijn nodig en vullen elkaar aan.
- In 2050 overstijgt de vraag in het elektriciteitssysteem de hernieuwbare opwek op piekmomenten met 35–50 GW, een factor 2–3 hoger dan nu. Deze tekorten moeten flexibel worden opvangen. In de scenario's is aangenomen dat 25-50% van de industrievraag flexibel meebeweegt met het duurzame aanbod. De interconnectiecapaciteit met het buitenland is een factor 2,5-3,5 keer hoger dan nu. Daarnaast is, in een gemiddeld weerjaar, 15-20 GW aan regelbare elektriciteitscentrales nodig - vergelijkbaar met nu - en 40-70 GW aan batterijen om tekorten te voorkomen. Er zijn bovendien er veel momenten met overschotten, op piekmomenten oplopend tot 65–95 GW. Naast laden van batterijen en export worden deze overschotten benut met flexibele elektrolyse (10–25 GW) en power-to-heat (3–11 GW). Ook wordt productie soms afgeschakeld (maximaal 35–50 GW).
- In het waterstofsysteem en methaansysteem speelt opslag een belangrijke flexibele rol om vraag en aanbod in balans te brengen. De benodigde gasopslag ligt in een gemiddeld weerjaar tussen de 20–30 TWh. Waterstofopslag levert flexibiliteit aan het elektriciteitssysteem door variabele waterstofproductie uit elektrolyse in te passen en door voldoende waterstof in opslag beschikbaar te houden om regelbare elektriciteitscentrales op piekmomenten te laten draaien. Methaan, en in sommige scenario's ook waterstof, speelt een flexibele rol in de warmtevoorziening, doordat hybride warmtepompen op koude dagen overschakelen van elektriciteit naar gas.
- Bij collectieve warmtesystemen is grootschalige warmteopslag en back-up nodig om koude periodes te overbruggen. Deze back-up kan in de vorm van elektrische boilers of methaan- of waterstofketels zijn, waarmee deze energiedragers een belangrijke flexibiliteitsfunctie vervullen voor de warmtevoorziening.

Een deel van de flexibiliteitsmiddelen is slechts een beperkt aantal uur per jaar (tientallen tot honderden) nodig, maar wel cruciaal voor het balanceren van het energiesysteem. Het is niet vanzelfsprekend dat deze flexibiliteitsmiddelen met de huidige marktordening rendabel zijn en dat de markt de noodzakelijke investeringen gaat doen in voldoende back-up capaciteit.

- Er zijn grote onzekerheden en fluctuaties in de benutting van verschillende flexibiliteitsmiddelen. De verwachte draaiuren van een flexibiliteitsmiddel kunnen sterk uiteenlopen, afhankelijk van de ontwikkeling van andere flexibiliteitsmiddelen, weersomstandigheden en ontwikkelingen in het buitenland. Deze onzekerheden zorgen voor grote investeringsrisico's.
- Deze schommelingen roepen de vraag op hoeveel zekerheid en robuustheid moet worden ingebouwd in een toekomstig duurzaam energiesysteem, en welk kostenniveau is daarbij acceptabel? Het aanleggen van back-upcapaciteit en energieopslag maakt het energiesysteem minder gevoelig voor schommelingen en kan zorgen voor een grotere stabiliteit en leveringszekerheid. Voor maatschappelijk relevante processen als de warmtevoorziening in de gebouwde omgeving is dat van groot belang.
- Onder ongunstige omstandigheden, bij koude periodes, periodes met weinig wind en zon, onverwachte uitval van assets, zijn meer flexibiliteitsassets nodig dan in de basisscenario's is aangenomen. Met name bij enkele 'sluitposten' van het energiesysteem is de variatie groot. In de ongunstigste doorgerekende varianten is een factor 2,5-3 meer opslagvolume van waterstof en methaan nodig dan in de basisscenario's. Voor de capaciteit van regelbare elektriciteitscentrales is dat tot een factor 1,4, voor de behoefte aan back-up en buffering voor warmtenetten een factor 411. Deze assets zijn onder meer nodig tijdens koude periodes en 'dunkelflautes', langere periodes met weinig opwek uit zon en wind. Om het aanbod in het elektriciteitssysteem op peil te houden is in de scenario's veel flexibiliteit, mede vanuit waterstofopslag, nodig om regelbare centrales te laten draaien.
- Een dilemma is dat er in afwijkende of onverwachte situaties al snel grote (piek)capaciteiten (ordegrootte 5-15 GW) nodig zijn om vraag en aanbod in balans te brengen, maar deze situaties doen zich slechts in een beperkt aantal uur voor. Daardoor is het vraagvolume dat niet beleverd kan worden klein (ordegrootte 0,1–0,2% van de jaarvraag en enkele tientallen uren per jaar). Dat betekent grote investeringen die in een normale markt moeilijk terug te verdienen zijn.
- Daarmee moet ook de afweging worden gemaakt in hoeverre deze meerinvesteringen opwegen tegen alternatieven, zoals het accepteren dat bepaalde gebruikers, zowel aan de vraag- als aanbodkant, in bepaalde situaties door marktprikkels zelf afregelen of kunnen worden afgeschakeld.

Er is nog veel onzekerheid over hoe de optimale flexportfolio voor het energiesysteem van de toekomst er uit ziet en wat een passende geografische verdeling over het land is. Dit is een complex vraagstuk dat verdere aandacht vereist.

- Het energiesysteem en de flexibiliteitsmechanismen zijn een complex systeem met veel onderlinge afhankelijkheden binnen en tussen energiedragers. Keuzes op het ene aspect van het energiesysteem kunnen grote gevolgen hebben voor andere aspecten, waardoor systeemkeuzes en flexibiliteitsmiddelen niet in isolatie bekeken kunnen worden.
- Door flexibiliteitsmiddelen, zoals conversies, hybride applicaties, piek- en back-upvoorzieningen en opslag, ontstaat er in toenemende mate samenwerking en koppeling tussen verschillende energiedragers. Flexibiliteit is een belangrijke driver voor die energiesysteemintegratie.

¹¹ Hierbij is ervan uitgegaan dat er geen uren mogen optreden waarin de elektrische productie onvoldoende is om aan de vraag te voldoen. Bij aanname van een hogere acceptabele grenswaarde van bijvoorbeeld 6 uur kan het benodigde regelbare vermogen aanzienlijk lager uitvallen.

- Als er van een bepaald flexmiddel meer, minder of geen capaciteit beschikbaar komt dan in de basisscenario's is aangenomen, leidt dit tot een veelvoud aan veranderingen in het energiesysteem. In deze studie is voor scenario Nationaal leiderschap een aantal varianten doorgerekend. In de varianten met minder industriële vraagsturing is tot 10 GW extra regelbaar vermogen nodig, maar met beperkte draaiuren, < 300 uur. Meer interconnectiecapaciteit kan leiden tot lagere elektriciteitsprijzen, maar ook tot lagere draaiuren voor binnenlandse elektrolyse en power-to-heat door toenemende concurrentie. De varianten met minder batterijopslag hebben hogere elektriciteitsprijzen en een hogere inzet van alternatieve aanbodflexibiliteit, zoals waterstofcentrales, industriële vraagsturing en import. Het aantal doorgerekende varianten is beperkt. Om beter begrip te krijgen van de wisselwerkingen tussen flexibiliteitsmiddelen is nader onderzoek gewenst.
- Naast impact op het energiesysteem zijn ook de locatiekeuzes van flex en (lokale) gedragsprikkel belangrijke afwegingen in het bepalen van de benodigde flexmiddelen en infrastructuur. Door locaties slim te kiezen en (in een beperkt aantal uur per jaar) lokale prikkels rondom vraag-aanbod-balans en netcongestie mee te wegen, kunnen assets slimmer worden benut.

3.2 Inleiding

Een betrouwbare en veilige energievoorziening vereist op elk moment een balans tussen vraag en aanbod. Daarom zijn niet alleen transportnetwerken nodig, maar ook verschillende vormen van flexibiliteit. Dit zijn toepassingen in het energiesysteem die gestuurd kunnen reageren op een onbalans in vraag en aanbod van een energiedrager. Flexibiliteit kan hierbij worden geclassificeerd in energieopslag, conversie tussen verschillende energiedragers, de uitwisseling van energie met andere landen en het gestuurd aanpassen van energieproductie en -vraag.

Het aanbod in het toekomstig energiesysteem bestaat grotendeels uit weersafhankelijke duurzame elektriciteitsproductie uit wind en zon PV. In welke vorm en op welke momenten energie gevraagd wordt, verandert ook. De combinatie van de ontwikkelingen in aanbod en vraag zorgt voor nieuwe uitdagingen om het energiesysteem op elk moment in balans te houden.

Binnen deze studie is, uitgaand van de basisscenario's en verschillende scenariovarianten, kwantitatief onderzocht hoe zich de behoefte aan flexibiliteit in het Nederlandse energiesysteem richting 2050 ontwikkelt. Hoe daar, door een combinatie van verschillende flexibele middelen, invulling aan kan worden gegeven en welke factoren hierbij een belangrijke rol spelen.

Dit hoofdstuk focust op de thema's en analyses rondom flexibiliteit die nieuw zijn ten opzichte van II3050-editie 1. Het gaat hierbij om een overzicht van de benodigde flexcapaciteiten en berekende draaiuren in de vernieuwde basisscenario's (3.3), verdiepende analyses over de invloed van weersomstandigheden en alternatieve flexportfolio's (3.4) en de doorwerking van flexibiliteit op regionaal niveau (3.5). Achtergrondinformatie over de gebruikte rekenmethode, beschikbare flextechnologieën en de (uurlijkse) inzet van flexibiliteitsmiddelen is te vinden in bijlage D.

3.3 Resultaten flexibiliteitsanalyse

In II3050-editie 2 wordt gebruikt gemaakt van een nieuwe rekenmethode voor de inzet van flexibiliteit ten opzichte van editie 1. Waar in de eerste editie de inzet van flexibiliteitsmiddelen werd bepaald door op uurbasis naar overschotten en tekorten te kijken, wordt in editie 2 conform het huidige Europese marktmodel een methode

gevolgd waarbij (uurlijkse) prijzen bepalen, wanneer welke flexibiliteitsmiddelen worden ingezet. Een gedetailleerde uitleg van de nieuwe rekenmethode staat in bijlage D.1.

Ondanks een andere rekenmethode en herziene scenario's is in II3050-editie 2, net als in de eerste editie, een groot en diverse flexibiliteitsportfolio nodig om vraag en aanbod in balans te brengen. Dit komt hoofdzakelijk doordat de onderliggende drijfveer voor de flexibiliteitsbehoefte onveranderd is gebleven: de energietransitie zorgt voor een toenemende onbalans tussen vraag en aanbod door de sterke groei van weersafhankelijke opwek uit wind en zon, die niet altijd in de pas loopt met de vraag naar energie.

De onderstaande tabel laat voor alle energiedragers de opgestelde flexibiliteitsvermogens en het aantal draaiuren per flexmiddel zien voor de basisscenario's uit II3050-editie 2. De opgestelde vermogens zijn als input aan het model meegegeven, de draaiuren zijn berekend met het Energietransitiemodel. Hierbij is rekening gehouden met verschillende randvoorwaarden:

- Het vertrekpunt is de niet-stuurbare productie en vraag in de scenario's, die de (on)balans per energiedrager bepalen.
- Aanbod- en vraag voor alle energiedragers moeten op elk moment van het gemodelleerde jaar volledig in balans zijn.
- De flexhoeveelheden zijn bepaald voor wat nodig is om het energiesysteem in een gemiddeld weerjaar en onder normale omstandigheden in balans te brengen. Om het energiesysteem ook bij ongunstigere weersomstandigheden of onvoorziene gebeurtenissen te balanceren, is additionele capaciteit nodig. Dit wordt verder verkend in paragraaf 3.4.
- De benutting per flextechnologie moet plausibel en binnen een realistische bandbreedte liggen. Hierbij is gekeken naar economische indicatoren, zoals het aantal draaiuren per jaar.
- De verhaallijnen van de verschillende scenario's bepalen de gewenste mate van zelfvoorzienendheid versus import uit het buitenland.

In de uitgevoerde analyse is, door de brede scope van het energiesysteem, de hiermee gepaarde complexiteit, maar ook het doel van II3050 als verkennende langetermijnstudie, **geen optimalisatie** uitgevoerd maar een **simulatie**. Dit betekent dat de in de basisscenario's opgenomen hoeveelheden flexibiliteit (zie tabel 6) als **één mogelijke invulling** van de verwachte flexibiliteitsbehoefte kunnen worden beschouwd. In II3050-editie 2 is daarom veel aandacht voor de onzekerheid rondom flexibiliteit en de impact van verschillende denkbare ontwikkelingen. Op de hoeveelheden en op de technische en economische eigenschappen.

Categorie	Technologie		2019	2030	2040				2050			
			Ref	KA	DEC	NAT	EUR	INT	DEC	NAT	EUR	INT
Elektriciteits-centrales	Nucleair	GW	0,5	0,5	0	1,5	4,0	0	0	3,0	8,0	0
		vollastuur	7630	4860	0	6264	6172	0	0	6606	6597	0
	Kolen	GW	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		vollastuur	4465	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Methaan	GW	20	16	7	6	6	4	0	0	0	0
		vollastuur	3662	1779	1134	1200	1072	1471	0	0	0	0
	Waterstof	GW	0	0	11	9	9	11	20	15	11	15
		vollastuur	0	0	1109	1056	1102	1205	874	978	835	922

Back-up warmtenet	E-boilers	TWh	0	0	1	1	0	0	4	4	0	0
	Gasketels	TWh	1	0	1	3	3	2	1	3	4	6
Aanbodrespons	Curtailment ¹²	GW	0	31	43	49	41	34	47	40	36	48
		TWh	0	15	8	11	9	9	5	9	7	13
Flexibele elektriciteitsvraag	DSR industrie	GW	0	2	5	5	3	3	8	10	4	3
		vollastuur	0	84	559	558	627	707	301	451	605	627
	Power-to-gas	GW	0	3	15	17	9	8	25	25	16	10
		vollastuur	0	5513	3964	4346	4117	3801	3909	4428	4126	3916
	Power-to-heat	GW	0	3	10	10	5	4	11	11	6	3
		vollastuur	0	1819	1145	1295	911	712	954	1550	1265	888
Opslag	Batterijopslag	GW	0	9,3	42,4	42,0	29,2	24,7	70,3	59,7	38,6	40,6
		TWh opslagvolume	0	0,1	0,4	0,5	0,3	0,3	0,7	0,7	0,5	0,5
		Laadcycli	0	103	94	92	90	86	93	96	86	85
	Waterstofopslag	TWh opslagvolume	0	1	11	9	10	15	21	14	14	29
	Methaanopslag	TWh opslagvolume	0	36	13	14	20	15	6	5	12	1
	Warmteopslag	TWh opslagvolume	0	8	11	11	5	4	14	12	7	3
Import/export	Elektriciteit	GW	7,8	12,8	14,8	14,8	14,8	14,8	18,8	18,8	28,8	28,8
		TWh netto import	3	-10	-13	-30	-23	-12	-7	-26	-28	-22
	Waterstof	GW	0	10	15	15	15	15	20	20	25	25
		TWh netto import	0	-15	8	-31	27	69	-7	-8	1	95
	Methaan	GW	106	105	100	100	100	100	95	95	90	90
		TWh netto import	99	182	46	45	53	48	-1	2	43	0

Tabel 6: Overzicht hoeveelheden en inzet flexibiliteit in de basisscenario's

In alle scenario's is in 2050 een grote en diverse flexportfolio nodig om vraag en aanbod van alle energiedragers te balanceren. De groei van de flexportfolio komt voornamelijk voort uit technieken die nog ordegrottes opgeschaald moeten worden.

In 2050 overstijgt de vraag in het elektriciteitssysteem de hernieuwbare opwek op piekmomenten met 35–50 GW, een factor 2–3 hoger dan nu. Deze tekorten moeten flexibel opvangen worden. In de scenario's is aangenomen dat 25-50% van de industrievraag flexibel meebeweegt met het duurzame aanbod. De interconnectiecapaciteit met het buitenland is een factor 2,5-3,5 keer hoger dan nu. Daarnaast is, in een gemiddeld weerjaar, 15-20 GW aan regelbare elektriciteitscentrales nodig, vergelijkbaar met nu, en 40-70 GW aan batterijen om tekorten te voorkomen. Er zijn ook veel momenten met overschotten, op piekmomenten oplopend tot 65–95 GW. Naast laden van batterijen en export worden deze overschotten benut met flexibele elektrolyse (10–25 GW) en power-to-heat (3–11 GW). Ook wordt productie soms afgeschakeld (max 35–50 GW). Niet al deze flexmiddelen zijn op elk moment beschikbaar en sommige capaciteit is zowel voor overschotten als tekorten inzetbaar, zoals batterijen en interconnectiecapaciteit. In 2030 zijn de flexcapaciteiten nog relatief beperkt en wordt grotendeels gebruik gemaakt van technologieën die nu al ver ontwikkeld zijn. Bij tekorten draaien met name methaan centrales en batterijopslag, terwijl bij overschotten veel wordt geëxporteerd of afgeschakeld, met een groeiende rol voor

¹² Anders dan bij andere flexibiliteitsmiddelen is voor curtailment geen fysieke asset nodig, maar gaat het om een operationele ingreep in de hernieuwbare productie. De getoonde getallen zijn exclusief zogeheten 'overplanting' van zon-PV (automatische aftopping piekproductie).

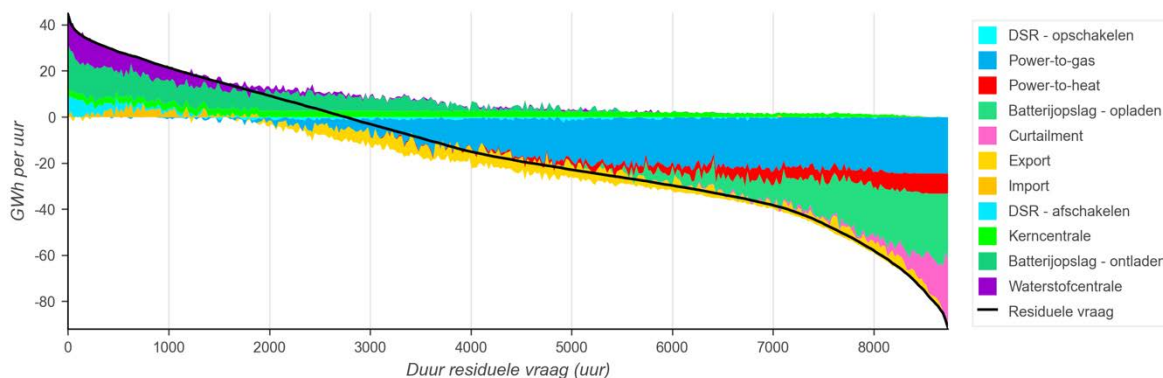
conversie naar waterstof en warmte. In 2040 is de flexportfolio al in de volle breedte nodig, met lagere capaciteiten dan 2050, doordat de groei van hernieuwbare opwek en elektrificatie dan nog niet voltooid is.

Waterstof vertoont in 2030 nog beperkte ontwikkelingen op gebied van flexibiliteit. Er worden eerste stappen gezet op het gebied van elektrolyse (3 GW) en opslag (1 TWh). Richting 2040 is er sterke groei in zowel de opslagbehoefte, het aanbod van power-to-gas, als de capaciteit van regelbare elektriciteitscentrales op waterstof. Waterstof speelt na 2030 een toenemende rol in de balancering van het elektriciteitssysteem. Waterstofopslag levert flexibiliteit aan het elektriciteitssysteem, door variabele waterstofproductie uit elektrolyse in te passen en door voldoende waterstof uit opslag beschikbaar te houden om regelbare elektriciteitscentrales op piekmomenten te laten draaien.

De rol van methaan wordt na 2030 snel minder. In 2040 speelt methaan nog een rol in de balancering van het elektriciteitssysteem via methaan centrales, richting 2050 levert het methaansysteem hoofdzakelijk flexibiliteit in de voorziening van de warmtevraag op piekmomenten, zowel voor warmtenetten als individuele huizen via hybride warmtepompen.

Bij collectieve warmtesystemen is buffering en back-up nodig om koude periodes te overbruggen. Deze back-up kan naast (grootschalige) warmtebuffers in de vorm van elektrische boilers of methaan- of waterstofketels zijn, waarmee deze energiedragers een belangrijke flexibiliteitsfunctie vervullen voor de warmtevoorziening.

Figuur 12 illustreert de rol van flexibiliteit in het elektriciteitssysteem in scenario Nationaal leiderschap in 2050. De grafiek toont een *residual load duration curve*. Hierin is voor elk uur in het jaar gekeken, in hoeverre opwek uit wind en zon in staat is om in de basisvraag te voorzien. De uren zijn vervolgens gesorteerd van de uren met de grootste tekorten tot de uren met de grootste overschotten (zwarte lijn). De gekleurde vlakken tonen hoe deze tekorten en overschotten worden opgelost door de inzet van flexibiliteitsmiddelen.



Figuur 12: Residuele vraag en inzet van flexibiliteit in het elektriciteitssysteem.

In 2050 ontstaan een kleine 3000 uur per jaar tekorten: de basisvraag naar elektriciteit is in die uren groter dan de beschikbare opwek uit wind en zon. Tekorten worden opgelost door inzet van waterstofcentrales, ontladen van batterijen, afschakeling van de vraag in de industrie (DSR), import uit het buitenland en kernenergiecentrales. In ongeveer 6000 uur zijn er juist overschotten: er is meer opwek dan vraag. Flexibiliteitsmiddelen zorgen ervoor dat elk uur van het jaar in balans is. Overschotten worden benut door omzetting naar waterstof via power-to-gas, power-to-heat, het laden van batterijen, export naar het buitenland, en (bij grote overschotten) tijdelijk afregelen van de productie (curtailment).

In sommige uren, met name in het middenstuk van grafiek 3.1., worden flexmiddelen zowel voor extra vraag als voor extra invoeding ingezet. De flexibiliteitsmiddelen dekken hierdoor niet netjes het gebied tot aan de residuele vraaglijn af, maar steken uit aan zowel onder- als bovenkant. Oorzaak: flexmiddelen reageren niet primair op overschotten en tekorten, maar op prijsprikkels. Zo kan het in sommige uren gunstig zijn om goedkope stroom uit het buitenland te importeren om batterijen op te laden, of juist om batterijen te ontladen zodat lokale elektrolyzers en power-to-heat meer draaiuren kunnen maken. Een uitgebreide beschrijving van de (uurlijkse) onbalans en inzet van flexibiliteitsmiddelen voor alle energiedragers, scenario's en jaren staat in bijlage D.2 en D.3.

3.4 Robuustheid en variatie flexportfolio

De gekozen flexportfolio is in de basisscenario's een simulatie en geen optimalisatie – het werd al benoemd in de vorige paragraaf. Er is nog veel onzeker over de ontwikkeling van verschillende flextechnologieën - technologisch, kosten, acceptatie, beschikbaarheid van materialen etc. - en hun rol in het energiesysteem van de toekomst. Met de huidige kennis zijn er talrijke combinaties van flextechnologieën mogelijk, die tot een gebalanceerd systeem kunnen leiden. Ook is er bij het bepalen van de flexhoeveelheden in de basisscenario's uitgegaan van een enkel, gemiddeld weerjaar.¹³ Bij meer uitzonderlijke weersomstandigheden, onvoorziene gebeurtenissen of ongunstige ontwikkelingen, zijn de capaciteiten in de basisscenario's niet altijd toereikend om het energiesysteem op elk moment te balanceren. In deze paragraaf wordt verkend hoe robuust het energiesysteem is en hoe de inzet (draaiuren) van de flexportfolio verandert bij afwijkende omstandigheden ten opzichte van de basisscenario's.

3.4.1 Weersomstandigheden

Het energiesysteem wordt in de toekomst in toenemende mate gedreven door de weersomstandigheden. Met zon en wind als belangrijkste energiebronnen varieert het energieaanbod van uur tot uur en zijn er 'goede' en 'slechte' energie jaren: jaren met een grote oogst of misoogst van duurzame energie, door veel of weinig zon en wind en beter of slechter aansluitend op momenten van vraag. Een uitgebreide analyse waarin de scenario's van II3050-editie 2 zijn doorgerekend voor de wisselende weersomstandigheden van de afgelopen 30 jaar (1990 – 2019) is te vinden in bijlage D.4. De belangrijkste resultaten worden in deze paragraaf beschreven, met een focus op het scenario Nationaal leiderschap (2050).

Voor de primaire bronnen, zon en wind, is de variatie in productie tussen goede en slechte jaren respectievelijk maximaal 15% en 25%. Wind en zon zijn niet alleen de belangrijkste primaire energiebronnen voor het elektriciteitssysteem, ze zijn ook een belangrijke bron voor het waterstofaanbod, via elektrolyse, en warmteaanbod met power-to-heat. Andere energiedragers kunnen bijspringen als er tekorten ontstaan in het elektriciteitssysteem bij weinig zon- en windaanbod, bijvoorbeeld via regelbare elektriciteitscentrales op waterstof of hybride warmtepompen die overgaan op methaan als elektriciteit schaars is. Een gevolg is dat de volatiliteit van zon- en windproductie doorwerkt op het hele energiesysteem.

De onderstaande analyse laat twee dingen zien. Enerzijds zorgen variaties in weersomstandigheden ervoor dat flexibele systeemelementen als elektrolyzers, power-to-heat en import/export in het ene weerjaar tientallen procenten meer of minder benut worden dan in het andere. Dit betekent dat eigenaren van flexibiliteitsmiddelen moeten opereren in een markt met veel onzekerheid en volatiliteit. Of de huidige marktmechanismen hiervoor

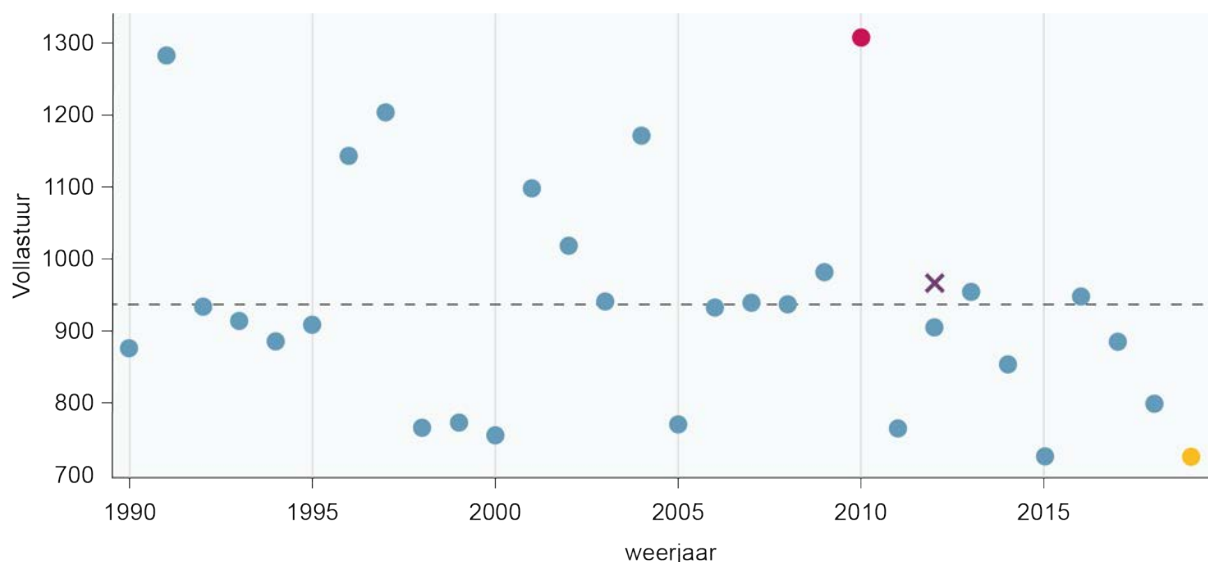
¹³ In de basisscenario's van II3050 worden de weerspatronen uit 2012 gebruikt, met twee aanpassingen: De temperatuur is verhoogd zodat het gemiddelde uitkomt op 11,8 graden. Dit is in lijn met de verwachte gemiddelde temperatuur in 2050. Daarnaast zijn de vollasturen voor wind op land en wind op zee opgehoogd op basis van feedback van stakeholders, naar respectievelijk 3200 en 4750 uur om rekening te houden met verwachte technologische ontwikkelingen. Het doel is om zo in de basisscenario's een 'gemiddeld' weerjaar te creëren.

toereikend zijn en of er voldoende mogelijkheden ontstaan om risico's af te dekken, is niet in deze studie onderzocht en verdient verdere aandacht.

Anderzijds blijkt dat van een aantal 'sluitposten' van het energiesysteem een grotere hoeveelheid assets nodig is dan is aangenomen in de basisscenario's. Die helpen om het energiesysteem onder uiteenlopende weersomstandigheden in balans te houden. In de ongunstigste doorgerekende varianten is een factor 2,5-3 meer opslagvolume van waterstof en methaan nodig dan in de basisscenario's. Voor de capaciteit van regelbare elektriciteitscentrales is dat een factor 1,7, voor de behoefte aan back-up en buffering voor warmtenetten een factor 4. Daarbij geldt dat in afwijkende of onverwachte situaties al snel grote (piek)capaciteiten en opslagvolumes nodig zijn om tekorten te voorkomen, maar dat deze back-up faciliteiten een beperkte benuttingsgraad hebben. In veel jaren zijn ze niet nodig en zelfs in slechte jaren gaat het vaak om slechts enkele tientallen uren. Dit vraagt grote investeringen die in een normale markt waarschijnlijk niet kunnen worden terugverdiend, maar wel kunnen bijdragen aan een betrouwbaar energiesysteem en zo maatschappelijke waarde hebben.

3.4.1.1 Regelbare elektriciteitscentrales

De draaiuren van regelbare elektriciteitscentrales zijn sterk afhankelijk van de beschikbaarheid van zon en wind. Als het weinig waait of de zon niet schijnt, kunnen elektriciteitscentrales bijspringen om tekorten te voorkomen. Omdat het in het ene jaar zonniger is of er meer wind staat dan in het andere, variëren ook de draaiuren van centrales van jaar tot jaar sterk. Kijkend naar de historische weersomstandigheden in de periode 1990-2019, dan zit er ongeveer een factor 2 tussen het aantal draaiuren in de jaren met de minste en meeste inzet van centrales. In jaren met veel inzet komen de vollasturen ruim boven de 1000 uit, met in het scenario Internationale handel de hoogste waarde (1544 vollasturen in weerjaar 2010). In jaren met weinig inzet ligt het aantal uur ruim onder de 1000, met in het scenario Decentrale initiatieven de laagste waarde (564 vollasturen in weerjaar 2000). De onderstaande grafiek geeft de variatie in draaiuren weer voor scenario Nationaal leiderschap 2050.



Figuur 13: Aantal vollasturen van waterstofcentrales voor de weerjaren 1990-2019 in scenario Nationaal leiderschap in 2050. Het jaar met het laagste aantal uren is gemarkeerd met een gele stip, het jaar met het hoogste aantal met een rode stip, het basisscenario met een paars kruis. De grijze stippellijn geeft het 30-jaars gemiddelde.

In de bovenstaande getallen is aangenomen dat het opgestelde vermogen van centrales in elk weerjaar gelijk is aan de aannames uit de basisscenario's. In niet alle weerjaren zijn de beschikbare flexmiddelen, naast centrales ook batterijopslag, interconnectie en Demand Side Response, in staat om tekorten te voorkomen. In het scenario Nationaal leiderschap treedt er in 10 van de 30 doorgerekende weerjaren een tekort op. Dit betekent dat er in die weerjaren uren zijn waarop de vraag naar elektriciteit groter is dan het beschikbare aanbod, waardoor een deel van de afnemers niet beleverd kan worden.

In de meeste jaren zijn deze tekorten beperkt tot een paar uur of een beperkt vermogen. In een drietal jaar zijn de tekorten groter, oplopend tot maximaal 7,3 GW en 46 uren met tekorten. Het weerjaar met het grootste tekort (2010) wordt gekenmerkt door een 'dunkelflaute', meerdere, aaneengesloten donkere, windstille dagen in de winter. Onder andere omdat in 2050 een groot deel van de gebouwde omgeving afhankelijk is van elektriciteit voor verwarming, zorgt deze combinatie van hoge vraag en weinig opwek voor enkele tientallen uren van tekorten. Die tellen op tot een volume van 150 GWh. In termen van de jaarvraag is dit volume bescheiden: zo'n 0,05% van het eindgebruik. Om tekorten in alle 30 weerjaren te voorkomen is in het scenario Nationaal leiderschap 7,3 GW extra regelbaar vermogen nodig¹⁴. Dit komt bovenop de 18 GW aan centrales die al in het basisscenario zijn aangenomen.

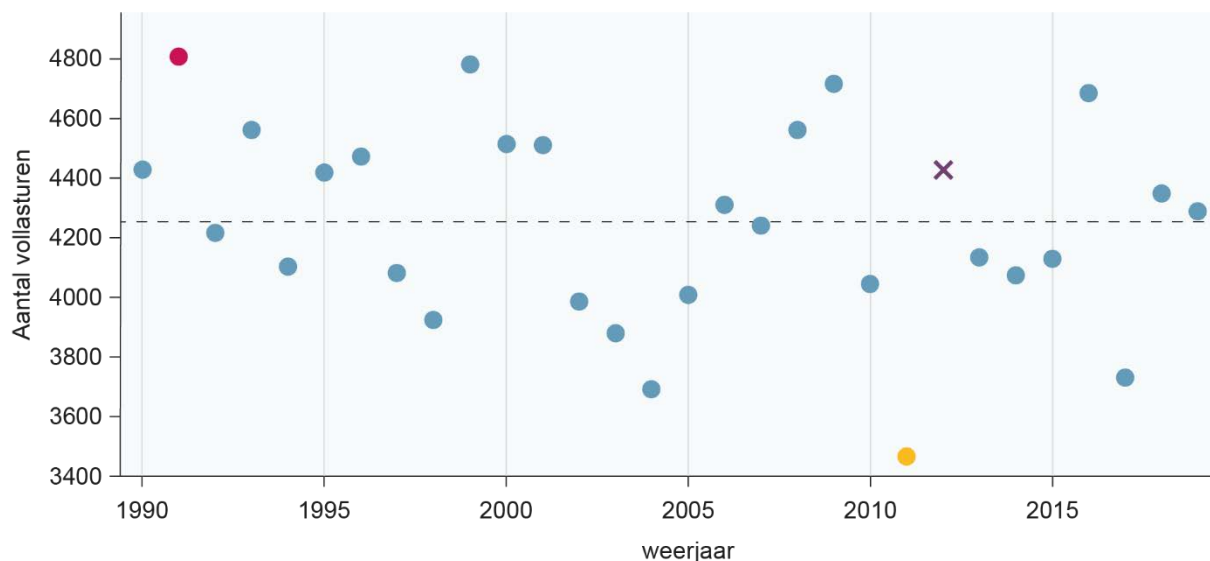
Deze extra centrales worden in de meeste jaren niet gebruikt – een belangrijk aandachtspunt. En zelfs in de jaren waarin ze wel nodig zijn, blijven de draaiuren beperkt tot enkele tientallen uren per jaar. Investerings in de stabiliteit en robuustheid van het energiesysteem zijn kostbaar en niet altijd in de markt terug te verdienen. Dit roept wederom de vraag op hoeveel zekerheid en robuustheid moet worden ingebouwd in een toekomstig duurzaam energiesysteem? En welk kostenniveau is daarbij acceptabel?

3.4.1.2 Flexibele elektriciteitsvraag

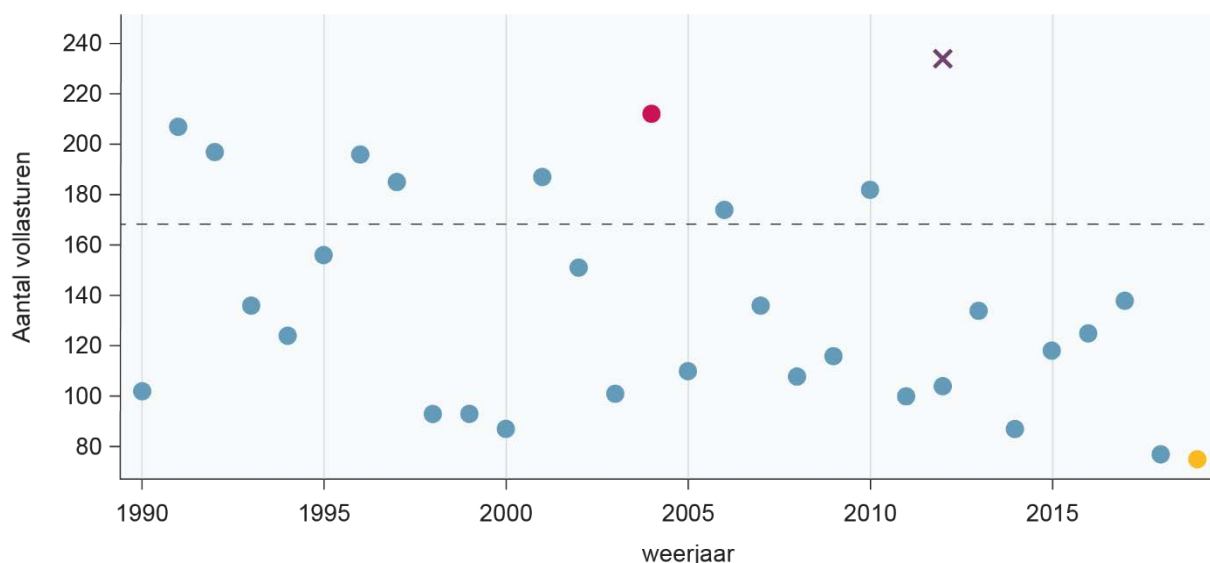
De variërende hernieuwbare productie wordt niet alleen door regelbare centrales opgevangen. Ook de vraagzijde beweegt mee. Elektrolyzers en power-to-heat worden meer ingezet in jaren met veel productie dan in jaren met weinig productie. Voor industriële vraagresponso geldt juist het tegenovergestelde: de industrie schakelt vaker af in jaren met weinig hernieuwbaar aanbod - en dus schaarste.

De onderstaande grafieken laten de variatie zien tussen weerjaren op de inzet van elektrolyzers en industriële vraagresponso voor scenario Nationaal leiderschap in 2050.

¹⁴ Hierbij is ervan uitgegaan dat er geen uren mogen optreden waarin de elektrische productie onvoldoende is om aan de vraag te voldoen. Bij aanname van een hogere acceptabele grenswaarde van bijvoorbeeld 6 uur kan het benodigde regelbare vermogen aanzienlijk lager uitvallen.



Figuur 14: Aantal vollasturen van elektrolyzers voor de weerjaren 1990-2019 in scenario Nationaal leiderschap in 2050. Het jaar met het laagste aantal uren is gemarkeerd met een gele stip, het jaar met het hoogste aantal met een rode stip, het basisscenario met een paars kruis. De grijze stippellijn geeft het 30-jaars gemiddelde.



Figuur 15: Aantal vollasturen van industriële vraagrespon's voor de weerjaren 1990-2019 in scenario Nationaal leiderschap in 2050. Het jaar met het laagste aantal uren is gemarkeerd met een gele stip, het jaar met het hoogste aantal met een rode stip, het basisscenario met een paars kruis. De grijze stippellijn geeft het 30-jaars gemiddelde.

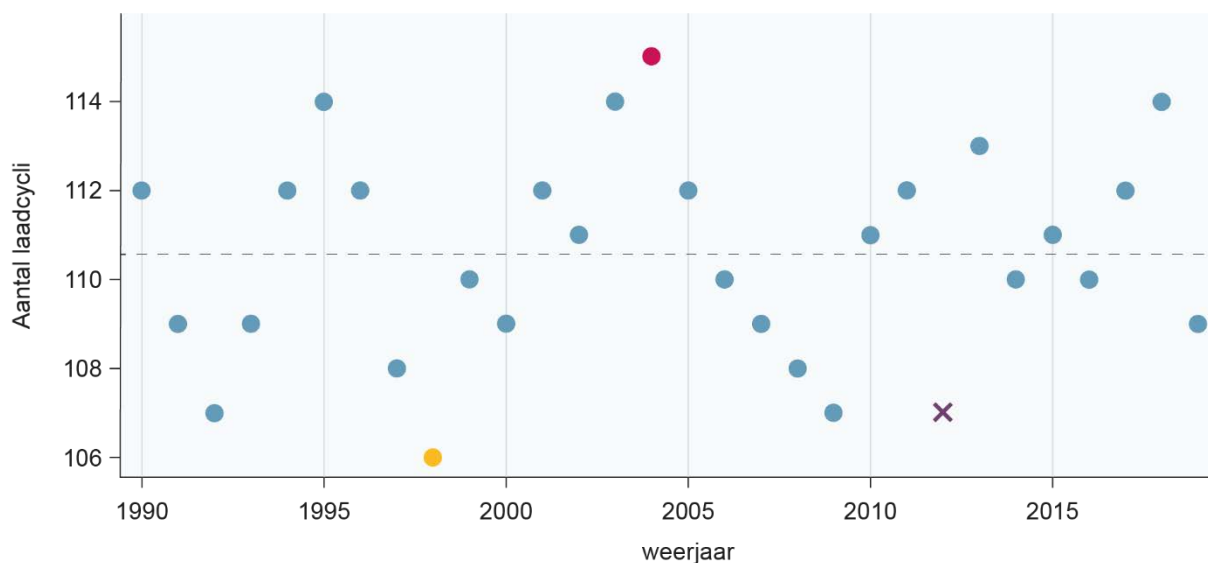
Voor zowel elektrolyse als Demand Side Respons in de industrie is er grote variatie in draaiuren tussen de verschillende weerjaren. Elektrolyse draait in het hoogste jaar 40% meer dan in het laagste jaar. Bij industriële vraagrespon's is de variatie zelfs 180%. De andere drie scenario's vertonen een vergelijkbaar beeld, ondanks verschillen in de samenstelling van het productiepark en de flexportfolio. Zo is het verschil in vollasturen voor elektrolyse voor het laagste en hoogste jaar voor scenario Nationaal leiderschap 40%, voor scenario Decentrale initiatieven 47%, voor Europese integratie 51% en voor Internationale handel 65%.

Elektrolyse schakelt in op uren dat de elektriciteitsprijs onder een bepaalde drempelwaarde zakt. Dit kunnen uren zijn met veel aanbod van zon en wind, uren met weinig vraag, uren met veel goedkope importmogelijkheden of een combinatie van deze omstandigheden. Het gaat hier niet alleen om de jaargemiddelden, maar ook om de balans tussen vraag en aanbod van uur tot uur door het jaar heen. Weerjaar 1991 is hier een interessant voorbeeld. In dit jaar ligt de productie uit wind en zon onder het langjarige gemiddelde. De elektriciteitsproductie uit waterstofcentrales is het hoogst van alle weerjaren en de afschakeling in de industrie ligt fors boven gemiddeld. Daarbij is de waterstofproductie uit elektrolyse het hoogst van alle weerjaren en ligt power-to-heat boven het gemiddelde. Dit alles wordt veroorzaakt door een relatief grote mismatch tussen productie en vraag. Er is weinig productie op momenten met veel vraag, waardoor er veel behoefte is aan balancering met waterstofcentrales en vraagreductie. En er is veel productie op momenten met weinig vraag, waardoor er veel kansen zijn voor elektrolyzers (en andere flexibele vraag als power-to-heat) om goedkope stroom om te zetten in waterstof en warmte.

3.4.1.3 Energieopslag

Weersomstandigheden werken ook door op de opslagbehoefte van het energiesysteem. In jaren met lage duurzame productie moeten de energievoorraden in grotere mate worden aangesproken om periodes van tekorten te overbruggen dan in 'goede' jaren. Hier is een groot verschil tussen energiedragers zichtbaar: waar batterijen over de weerjaren heen relatief constant worden ingezet, zijn er bij waterstof en methaan grote verschillen tussen 'goede' en 'slechte' jaren.

Figuur 16 toont het aantal laadcycli van batterijen voor weerjaren 1990-2019 voor scenario Nationaal leiderschap 2050.

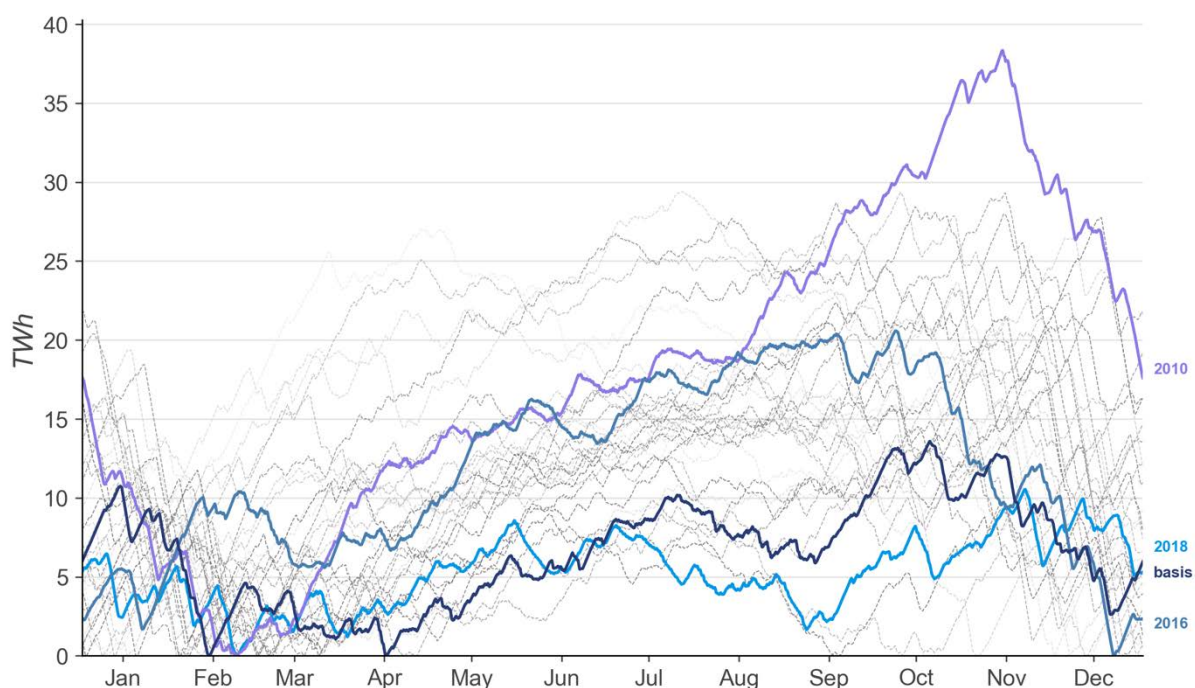


Figuur 16: Aantal laadcycli van batterijen voor de weerjaren 1990-2019 in scenario Nationaal leiderschap in 2050. Het jaar met het laagste aantal uren is gemarkeerd met een gele stip, het jaar met het hoogste aantal met een rode stip, het basisscenario met een paars kruis. De grijze stippellijn geeft het 30-jaars gemiddelde weer.

Het aantal laadcycli van batterijen is relatief constant, tussen de 106 en 115 per jaar. Een verklaring hiervoor is dat batterijen met name worden ingezet om kortetermijnfluctuaties in vraag en aanbod in het elektriciteitssysteem op te vangen, die zich in elk weerjaar veelvuldig voordoen. Zo kunnen bijvoorbeeld, ongeacht het weerjaar, batterijen gebruikt worden als er 's nachts geen productie is van zon PV.

De benodigde opslag in het waterstofsysteem geeft een ander beeld. Het opslagvolume dat nodig is om op elk moment voldoende waterstof ter beschikking te hebben, ligt in het ongunstigste weerjaar een factor 3 hoger dan in het basisscenario, en een factor 4 hoger dan het gunstigste weerjaar. Dit heeft voor een belangrijk deel te maken met de flexibiliteitsbehoefte van het elektriciteitssysteem. Waterstofopslag maakt het mogelijk dat de sterk fluctuerende overschotten in het elektriciteitssysteem via elektrolyse, flexibel ingepast kunnen worden in het waterstofsysteem. Bovendien stelt waterstofopslag regelbare waterstofcentrales in staat om op momenten van tekorten in het elektriciteitssysteem voor een langere periode gigawatt aan vermogen te produceren. Hiermee zijn fluctuaties in het waterstofsysteem dus direct verbonden aan fluctuaties in elektriciteitsproductie uit zon en wind.

Figuur 17 laat het benodigde volume voor waterstofopslag zien voor verschillende weerjaren als gevolg van onbalans tussen vraag en aanbod voor het scenario Nationaal leiderschap. Het jaar met het hoogste benodigde opslagvolume (2010), het laagste (2018), een gemiddeld jaar (2016) en het basisklimaatjaar zijn uitgelicht.



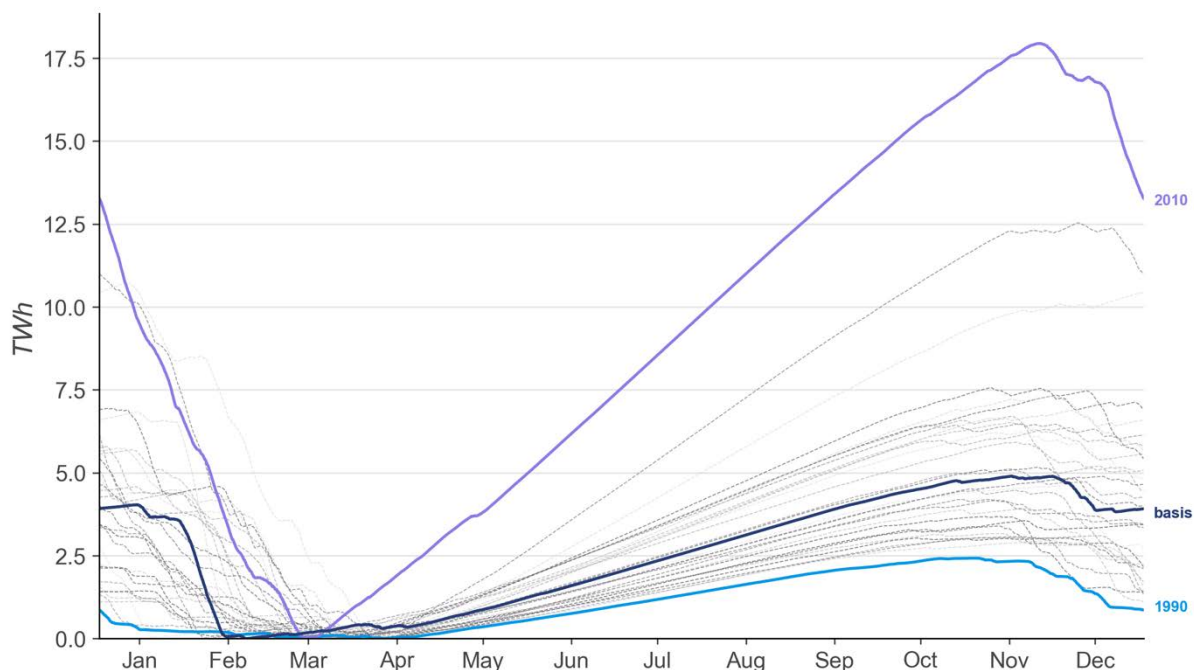
Figuur 17: Verloop van de hoeveelheid waterstof in bergingen door het jaar heen, voor de weerjaren 1990-2019 in scenario Nationaal leiderschap in 2050.

Het jaar met de hoogste benodigde opslag, 2010, kent een zogeheten ‘dunkelflaute’, een periode van bijna 10 dagen waarop er te weinig wind en zon beschikbaar is en de waterstofcentrales volcontinu aanstaan om tekorten aan te vullen. Hiervoor moet veel waterstof achter de hand gehouden worden om deze periode te overbruggen. Het benodigde opslagvolume ligt daardoor een factor 3 hoger dan in het basisscenario. In scenario Internationale handel, waarin een aanzienlijk deel van de warmtevoorziening van de gebouwde omgeving met waterstof wordt ingevuld, stijgt de opslagbehoefte in het ongunstigste weerjaar zelfs boven de 60 TWh. Naast fluctuaties in productie uit zon en wind hebben ook schommelingen in de temperatuur hier direct invloed op de benodigde opslag.

De waterstofbergingen laten door het jaar heen een vrij grillig verloop zien, hoofdzakelijk gedreven door de benutting van elektrolyse en waterstofcentrales. De methaanbergingen vertonen in 2050 een klassiek

seizoenspatroon. Methaan is namelijk in 2050 minder nauw verbonden met het elektriciteitssysteem dan waterstof. Methaan wordt hoofdzakelijk gebruikt in de industrie, in hybride warmtepompen bij moeilijk te verduurzamen woningen en als back-up voor warmtenetten. Het aanbod is vlak en bestaat hoofdzakelijk uit volcontinue productie van groengas uit vergisting en vergassing.

Figuur 18 laat de hoeveelheid methaan in de bergingen zien gedurende het jaar voor alle weerjaren voor het scenario Nationaal leiderschap. Het jaar met het hoogste benodigde opslagvolume (2010), het laagste (1990) en het basisklimaatjaar (tevens gemiddeld jaar) zijn uitgelicht.



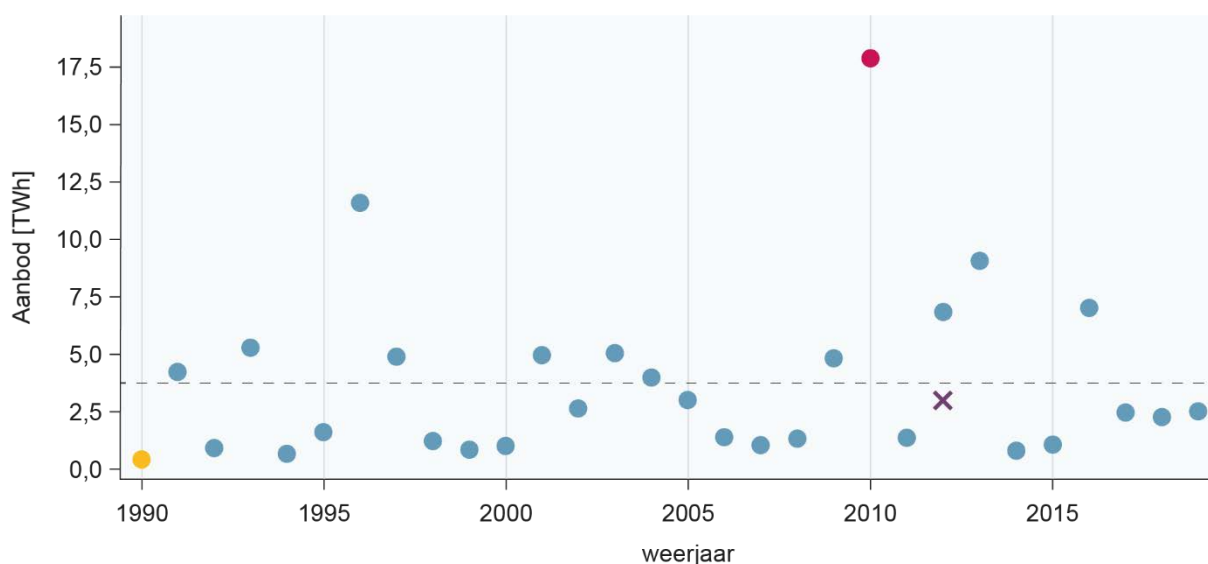
Figuur 18: Verloop van de hoeveelheid methaan in bergingen door het jaar heen voor de weerjaren 1990-2019 in scenario Nationaal leiderschap in 2050.

De methaanbergingen vertonen een klassiek seizoenspatroon. Met de hoogste vulgraad rond oktober, veel vraag uit de bergingen in de wintermaanden en na april een periode waarin de bergingen worden bijgevuld. Anders dan bij waterstof, is de vraag naar methaan deels temperatuurafhankelijk is (warmtevraag gebouwde omgeving) en het aanbod niet. Weerjaar 2010 springt eruit, met name omdat dit weerjaar een erg koude winter kent, met meerdere periodes waarin de temperatuur voor langere tijd onder 0 °C komt. De gemiddelde temperatuur ligt 2 °C lager dan in het basisklimaatjaar. De grote opslagbehoefte wordt hoofdzakelijk veroorzaakt twee factoren. Ten eerste: de hybride warmtepompen in de gebouwde omgeving. Deze gebruiken alleen gas voor verwarming bij lage temperaturen. In weerjaar 2010 ligt het verbruik tweemaal zo hoog als in het basisjaar. Ten tweede: gasgebruik als back-up voor warmtenetten. In de basisscenario's zijn de warmtebronnen voor de collectieve warmtenetten - geothermie en uitkoppeling restwarmte - zo ingesteld dat ze de warmtevraag in een normaal jaar kunnen beleveren. Door de lage temperaturen in 2010 ontstaat er een tekort aan warmte van zo'n 15 TWh, dat wordt ingevuld met back-upketels op methaan. Figuur 19 laat zien dat er ook in warmtenetten behoefte is aan flexibiliteit en er voldoende mogelijkheden moeten zijn om te anticiperen op variaties in weersomstandigheden. Een nadere beschouwing op de benodigde opslagvolumes voor waterstof en methaan in de periode 2030–2050 staat in hoofdstuk 6.

3.4.1.4 Back-up warmtenetten

De rol van warmtenetten in de warmtevoorziening van de gebouwde omgeving neemt in de scenario's fors toe: van een kleine 5% van de huizen op dit moment naar 10% (scenario Internationale handel) tot 30% (scenario Nationaal leiderschap) in 2050. De warmtenetten van de toekomst zijn op twee manieren weersafhankelijk. De warmtevraag wordt sterk gedreven door de buitentemperatuur en het aanbod van warmte wordt voorzien door flexibele power-to-heat boilers die overschotten stroom uit zon en wind omzetten in warmte en, in mindere mate zonthermie.

De variatie in warmtevraag tussen het koudste en warmste weerjaar is een kleine 40%, met jaar op jaar veelvuldig schommelingen van 10% of meer. Dit is vergelijkbaar met patronen die op dit moment in het gassysteem worden waargenomen bij de temperatuursafhankelijke vraag. De productiekant is relatief constant: aangenomen is dat de baseload vraag wordt ingevuld met geothermie en industriële restwarmte. Daaromheen beweegt de productie van warmte met power-to-heat mee met de beschikbaarheid van energie uit wind en zon.



Figuur 19: Warmteproductie backup-ketels methaan voor de weerjaren 1990-2019 in scenario Nationaal leiderschap in 2050. Het jaar met het laagste aantal uren is gemarkeerd met een gele stip, het jaar met het hoogste aantal met een rode stip, het basisscenario met een paars kruis. De grijze stippellijn geeft het 30-jaars gemiddelde weer.

Power-to-heat en andere warmtebronnen zijn in sommige jaren niet toereikend. Dan zijn er back-upketels nodig om tekorten te voorkomen. In I13050-editie 2 is aangenomen dat deze back-up grotendeels draait op methaan. Figuur 19 geeft de inzet van deze ketels weer. Die vertoont veel variatie, met meerdere jaren waarin de inzet van back-upketels een factor 2 tot 5 hoger is dan het gemiddelde. Een uitschieter is weerjaar 2010, een jaar met lage temperaturen en dus hoge vraag, en weinig wind en zon - en dus weinig aanbod uit power-to-heat. In de bovenstaande opslagparagraaf bleek al dat dit veel flexibiliteit van het methaansysteem vraagt, met een benodigd bergingsvolume van meer dan 17 TWh om voldoende methaan op voorraad te hebben. Het is goed mogelijk dat deze back-up rol voor warmtenetten in de toekomst niet met methaan, maar met een andere drager als elektriciteit, waterstof of biomassa wordt ingevuld. In alle gevallen geldt dat het warmtesysteem, om tekorten aan te vullen, een significante flexibiliteitsclaim neerlegt bij de andere energiedragers. Een gegeven om rekening mee te houden bij het systeemontwerp. Hoge leveringszekerheid van de warmtevraag in de gebouwde omgeving, is van groot maatschappelijk belang. Op dit moment gelden er wettelijk hoge eisen voor, zoals het -17-criterium in het gassysteem. Belangrijk maatschappelijk vraagstuk is dus: hoe moet het warmtesysteem van de toekomst

worden ingevuld? Welke zekerheden moeten ingebouwd worden? En welke impact heeft dat op andere energiedragers?

3.4.2 Samenstelling flexportfolio

De samenstelling van de flexportfolio die gekozen is voor de basisscenario's, is omgeven met veel onzekerheden. De kans is aanzienlijk dat de onderlinge verhoudingen tussen de toekomstige flexhoeveelheden anders uitpakken, omdat er nog veel ontwikkelingen zijn, onder andere op technologisch en financieel vlak. In deze paragraaf de analyse hoe het energiesysteem zich gedraagt als van een bepaald flexmiddel meer, minder of geen capaciteit wordt aangenomen in vergelijking met de basisscenario's. Steeds in het scenario Nationaal leiderschap. Per doorgerekende variant wordt één flextechnologie aangepast en worden de andere aannames constant gehouden.

Twee observaties komen veelvuldig terug in de analyses. Allereerst is het effect op de tekorten die ontstaan in het elektriciteitssysteem, door het verminderen of weglaten van een bepaalde flextechnologie, in capaciteitstermen vaak fors, maar in volumetermen beperkt. Op piekmomenten ontstaan tekorten van meerdere gigawatten aan vermogen (ordegrootte 5–15 GW), maar deze situaties doen zich slechts in een beperkt aantal uur voor, waardoor het vraagvolume dat niet beleverd kan worden klein is. In ordegrootte 0,1–0,2% van de jaarvraag en enkele tientallen uren per jaar. Eenzelfde conclusie kwam in de vorige paragraaf over weersomstandigheden naar voren. Investerings in back-upvermogen en redundantie zijn cruciaal voor de balancerings van het energiesysteem, bij ongunstige of onverwachte omstandigheden. Daarbij is een deel van deze flexibiliteitsmiddelen maar een beperkt aantal uur per jaar nodig. Het is niet vanzelfsprekend dat deze flexibiliteitsmiddelen met de huidige marktordening rendabel zijn en dat de markt de noodzakelijke investeringen gaat doen in voldoende back-upcapaciteit.

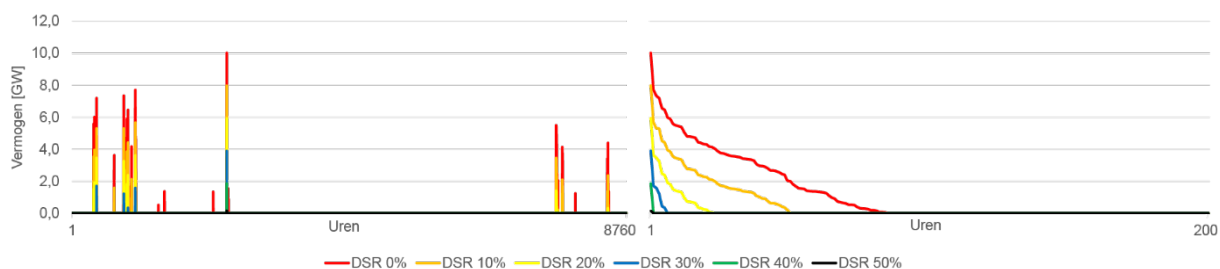
Er is uiteraard een verklaring voor deze combinatie van grote capaciteit en weinig volume. Door de grote hoeveelheden energie uit wind en zon in 2050, is het aantal uur dat er überhaupt tekorten zijn beperkt. Het gaat om rond de 30% van de uren per jaar. In scenario Nationaal leiderschap is in minder dan 10% van de uren het tekort groter dan 25 GW. Daarbij is er zo'n 100 GW aan aanbodflexibiliteit beschikbaar om tekorten op te vangen in de vorm van batterijen, interconnectiecapaciteit, regelbare elektriciteitscentrales en industriële vraagsturing. Niet al deze capaciteit is altijd beschikbaar: import is niet of beperkt mogelijk op momenten van schaarste in de buurlanden. Batterijen hebben een beperkt opslagvolume en moeten eerst opladen voordat ze kunnen ontladen. De industrie is niet altijd in staat om af te schakelen. Desalniettemin kan bij het verminderen of wegvallen van een bepaald flexmiddel een groot deel van de tekorten worden opgevangen door meer gebruik te maken van de flexmiddelen die wel beschikbaar zijn. Alleen in de uren met de grootste piek lukt dat niet en is alle beschikbare flexcapaciteit nodig om het systeem in bedrijf te houden.

Een tweede observatie is dat het verminderen of weglaten van een flexmiddel, een breder effect heeft op het energiesysteem dan alleen tekorten in het elektriciteitssysteem. Flexmiddelen hebben invloed op de uurlijkse elektriciteitsprijs en daarmee ook op de inzet en draaiuren van andere flexmiddelen. Het beperken van een flexmiddel kan dus niet alleen tot tekorten leiden, het zorgt er ook voor dat vraagflexibiliteit als elektrolyzers meer of minder gaan draaien. Of dat batterijen op andere momenten laden en ontladen. Het energiesysteem met de flexibiliteitsmechanismen is een complex systeem met veel variabelen die elkaar beïnvloeden en van elkaar afhankelijk zijn, per energiedrager én tussen energiedragers onderling. Keuzes op het ene aspect van het energiesysteem kunnen grote gevolgen hebben voor andere aspecten, waardoor systeemkeuzes en flexibiliteitsmiddelen niet in isolatie bekeken kunnen worden.

3.4.2.1 Demand Side Respons industrie

De industrie kan een belangrijke rol spelen in de balancering van het elektriciteitssysteem door productie af te schakelen op momenten van schaarste. In de basisscenario's is aangenomen dat 50% van het piekvermogen van de industrie afgeschakeld kan worden. Dit is een ambitieuze aanname, onder andere omdat op dit moment nog maar een zeer beperkt deel van de industriële elektriciteitsvraag regelbaar is.

De onderstaande figuren 20 laten zien hoeveel tekorten er in het elektriciteitssysteem ontstaan als er minder Demand Side Respons (DSR) in de industrie gerealiseerd wordt dan de 50% uit de basisscenario's. Aangenomen is dat de opgestelde vermogens van de andere flexibiliteitsmiddelen ongewijzigd zijn. De resultaten zijn weergegeven voor het scenario Nationaal leiderschap (2050).

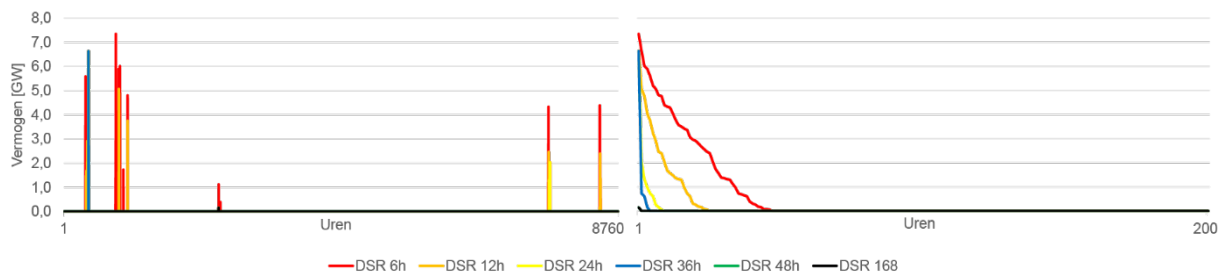


Figuur 20: Tekortenuren bij variatie van het industriële DSR potentieel (vermogen) in scenario Nationaal leiderschap in 2050

In het basisscenario (DSR 50%) treden geen tekortenuren op. Bij beperking van DSR nemen zowel het aantal uren als de bijbehorende tekortenvermogens toe. In het geval dat de industriële vraag helemaal niet flexibel reageert (DSR 0%) zouden er in het onderzochte scenario 85 uren (1% van het jaar) tekorten voorkomen die tot maximaal 10 GW oplopen.

De vlakken onder de curves in het rechter diagram geven het volume weer aan niet geleverde elektrische energie. Zelfs in de meest conservatieve variant zonder flexibele industriële vraag (DSR 0%) is er slechts sprake van een maximaal tekort van rond 245 GWh dat niet ingevuld kan worden. Dat is 0,1 % van het totale elektrische vraagvolume.

Vermogen kan impact hebben op de mogelijkheid om tekortsituaties te overbruggen, maar ook een aanname over de maximale tijdsduur dat vraagreductie mogelijk is. De figuren 21 laten de tekortvermogens en -uren zien voor een gevarieerde maximale tijdsduur van industriële DSR.



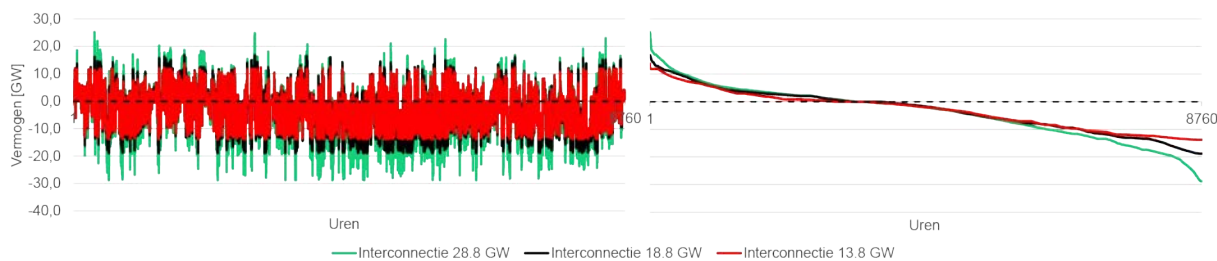
Figuur 21: Tekortenuren bij variatie van de industriële DSR-tijdsduur (volume) in scenario Nationaal leiderschap in 2050

Hoe korter de elektrische vraag in de industrie maximaal gereduceerd kan worden, hoe hoger zowel de potentiële tekortvermogens als -volumes en hierdoor behoefte aan alternatieve flexibiliteitsmiddelen worden, zo blijkt uit de analyse. Het gaat om maximaal 7,5 GW in de meest conservatieve variant DSR 6h, 47 tekorturen (< 0,5% van het jaar) en 125 GWh volume (< 0,1% van de totale elektrische vraag).

Omdat is aangenomen dat DSR in de meeste uren de duurste optie is in de *merit order*, heeft het beperken van DSR weinig tot geen effect op het gedrag van andere flexmiddelen, zoals elektriciteitscentrales of batterijen.

3.4.2.2 Interconnectiecapaciteit

Nederland maakt onderdeel uit van het Europese energiesysteem met elektrische verbindingen naar Duitsland, België, Groot-Brittannië, Denemarken en Noorwegen. In verband met de Europese marktintegratie, verduurzamingsambities en leveringszekerheidsaspecten zijn er in de toekomst verdere uitbreidingen van bestaande en nieuwe grensoverschrijdende verbindingen gepland. Op de langere termijn is er nog onzekerheid over de omvang van de elektrische marktinterconnectie. Uitgaand van het basisscenario Nationaal leiderschap 2050 is daarom onderzocht welke impact een potentieel kleinere of grotere omvang van de elektrische uitwisselvermogens heeft op de binnenlandse behoefte aan flexibiliteit.



Figuur 22: Marktuitswisseling met het buitenland in het basisscenario Nationaal leiderschap in 2050 en de varianten

Figuur 22 toont per uur de totale elektrische uitwisseling van het basisscenario (capaciteit interconnectie 18,8 GW) en de varianten laag (capaciteit 13,8 GW) en hoog (capaciteit 28,8 GW). Positieve waarden geven aan dat er import plaatsvindt, negatieve waarden tonen de export. In het rechter plaatje is de uitwisseling gesorteerd van groot naar klein weergegeven. Duidelijk is dat een groter maximaal uitwisselvermogen tot een toenemend gebruik hiervan leidt. Deze toename heeft vooral betrekking op het vermogen in enkele uren, terwijl het volume redelijk vergelijkbaar is.

De onderstaande tabel 7 laat de systeemimpact zien van uitbreiding van interconnectie naar 28,8 GW, beperking van interconnectie tot 13,8 GW en een extreem scenario zonder interconnectie. De getoonde procentuele afwijking is ten opzichte van het basisscenario Nationaal leiderschap in 2050.

Tabel 7: Systeemimpact van verschillende varianten voor interconnectie voor scenario Nationaal leiderschap in 2050

Onderwerp	28,8 GW	13,8 GW	Geen interconnectie
Tekorten			
Piekttekort (GW)	0	1	7
Volume (GWh)	0	4	220
Aantal uur	0	10	95
Elektriciteitsprijs	- 2 %	+ 1 %	+ 10 %
Draaiuren waterstofcentrales	- 1 %	+ 7 %	+ 23 %
Draaiuren elektrolyse	- 5 %	+ 4 %	+ 20 %
Draaiuren power-to-heat	- 2 %	+ 2 %	+ 9 %
Curtailement	- 7 %	+ 6 %	+ 40 %

Een beperking van de capaciteit voor interconnectie tot 13,8 GW leidt tot beperkte tekorten in het elektriciteitssysteem, gedurende 10 uur en een maximaal capaciteitstekort van 1 GW. Bij volledige afwezigheid van interconnectie lopen de tekorten fors op, met pieken tot 7 GW verspreid over 95 uur. In beide varianten is het tekortvolume, de totale hoeveelheid elektriciteit die niet beleverd kan worden, klein: respectievelijk 4 en 220 GWh op een eindgebruik van 300.000 GWh (maximaal 0,1%). Dit komt onder andere doordat andere flexmiddelen, zoals waterstofcentrales, harder gaan draaien als interconnectie beperkt wordt of wegvalt, respectievelijk 7% en 23% meer draaiuren.

Een beperking van interconnectie heeft een nadelige impact op de elektriciteitsprijs. De prijs stijgt gemiddeld met 1% in de beperkte variant (13,8 GW) en 10% in de variant zonder interconnectie. Terwijl de prijs juist 2% daalt bij uitbreiding naar 28,8 GW. Dit is in lijn met de verwachting dat interconnectie zorgt voor een groter en daarmee efficiënter marktgebied. Een vergelijkbare trend is zichtbaar bij curtailement, het afschakelen van duurzame productie bij groot overaanbod. Uitbreiding van interconnectie zorgt ervoor dat overschotten gemakkelijker geëxporteerd kunnen worden. Daardoor is er 7% minder curtailement nodig bij uitbreiding van interconnectie en respectievelijk 6% en 40% meer bij beperking en volledige afwezigheid van uitwisseling met het buitenland.

De draaiuren van elektrolyse en power-to-heat nemen af bij uitbreiding van interconnectie, en toe bij beperking ervan. Hier spelen twee tegengestelde effecten. Enerzijds zorgt een betere verbinding met het buitenland voor meer concurrentie op momenten van veel aanbod en lage prijzen: naast binnenlandse vraagflex zijn ook buitenlandse partijen geïnteresseerd in de goedkope stroom. Meer interconnectie leidt hier tot lagere draaiuren van binnenlandse flex. Anderzijds kan binnenlandse vraagflex profiteren van momenten met lage prijzen in het buitenland. Meer interconnectie leidt dan tot hogere draaiuren. In de doorgerekende varianten domineert het eerste effect: netto draait binnenlandse vraagflex minder als uitwisseling met het buitenland groter is en vice versa.

Belangrijke kanttekening: in bovenstaande analyse is alleen de capaciteit van interconnectie, de overige opgestelde vermogens zijn gelijk verondersteld aan het basisscenario. In werkelijkheid ligt het voor de hand dat bij significante wijzigingen in de beschikbare capaciteit van interconnectie, ook het productiepark van wind en zonnepanelen en de portfolio met andere flexmiddelen anders vormgegeven zouden worden. Daarnaast kent het gebruikte

rekenmodel geen mogelijkheid om een volledige, integrale Europese marktdoorrekening te doen. De analyse is daarom hoofdzakelijk bedoeld om de gevoeligheden en variabiliteit weer te geven bij alternatieve flexaannames.

3.4.2.3 Batterijen

In de basisscenario's wordt een forse ontwikkeling verondersteld van batterijen. In 2050 varieert het batterijvermogen tussen de 40 en 70 GW. In de onderstaande tabel 8 wordt de systeemimpact onderzocht bij beperking van het batterijvermogen met 33%, 66% en 100% ten opzichte van het basisscenario Nationaal leiderschap in 2050.

Tabel 8: Systeemimpact van diverse batterijvarianten voor scenario Nationaal leiderschap in 2050

Onderwerp	33% minder	66% minder	Geen batterijen
Tekorten			
Piekttekort (GW)	4	7	13
Volume (GWh)	30	130	630
Aantal uur	20	60	145
Elektriciteitsprijs	+ 22%	+ 58%	+ 140%
Draaiuren waterstofcentrales	+ 27 %	+ 37 %	+ 54 %
Afschakeling industrie	+ 58%	+ 75 %	+ 97 %
Netto import elektriciteit	+ 14 %	+ 25 %	+ 40 %
Draaiuren elektrolyse	- 1 %	- 2 %	- 6 %
Draaiuren power-to-heat	+ 5 %	+ 11 %	+ 23 %
Curtailement	+ 130 %	+ 194 %	+ 280 %

Een beperking van batterijopslag leidt tot grote piektekorten in het elektriciteitssysteem, van maximaal 4 GW bij 33% minder batterijen, tot 13 GW in het scenario zonder batterijen. Net als bij de interconnectievarianten geldt dat het tekortvolume, de totale hoeveelheid elektriciteit die niet beleverd kan worden, klein is: 30 tot 630 GWh, verspreid over 20 tot 145 uur. Op een eindgebruik van 300.000 GWh is dat 0,2% van de jaarvraag. De verklaring is ook dezelfde: andere flexmiddelen, zoals waterstofcentrales, import van elektriciteit en afschakeling in de industrie, worden meer benut als er minder batterijen zijn waardoor tekorten grotendeels kunnen worden voorkomen.

De impact van minder batterijopslag op de elektriciteitsprijs is aanzienlijk. In het scenario met eenderde minder batterijopslag ligt de jaargemiddelde elektriciteitsprijs 22% hoger dan in de basisvariant. Bij volledige afwezigheid van batterijen is dit zelfs 140%. Dit komt onder andere doordat kortstondige tekorten minder vaak, of niet meer met batterijen overbrugd kunnen worden. Dan moet er gebruik gemaakt worden van flexopties met hogere marginale kosten, zoals waterstofcentrales, industriële vraagsturing of import op momenten dat er ook in het buitenland schaarste is, met dus hoge prijzen. Ook de prijsvariabiliteit neemt toe als er minder batterijopslag beschikbaar is. Batterijen laden op, op momenten van lage prijzen en ontladen op momenten dat de prijzen hoger zijn. Hiermee vlakken ze de prijscurve af: ze zorgen voor extra vraag op momenten met veel aanbod en voor extra aanbod op momenten met veel vraag. Tabel 8 laat zien dat het reduceren van batterijopslag enerzijds zorgt voor een toename van het aantal tekorturen. Dit zijn uren met grote schaarste en een hele hoge elektriciteitsprijs. Anderzijds stijgt curtailement flink, tussen de 130 en 280%. Op deze momenten is er juist een groot overaanbod en gaat de stroomprijs naar 0. De pieken en dalen in de elektriciteitsprijs zijn hierdoor frequenter en extremer dan in het basisscenario.

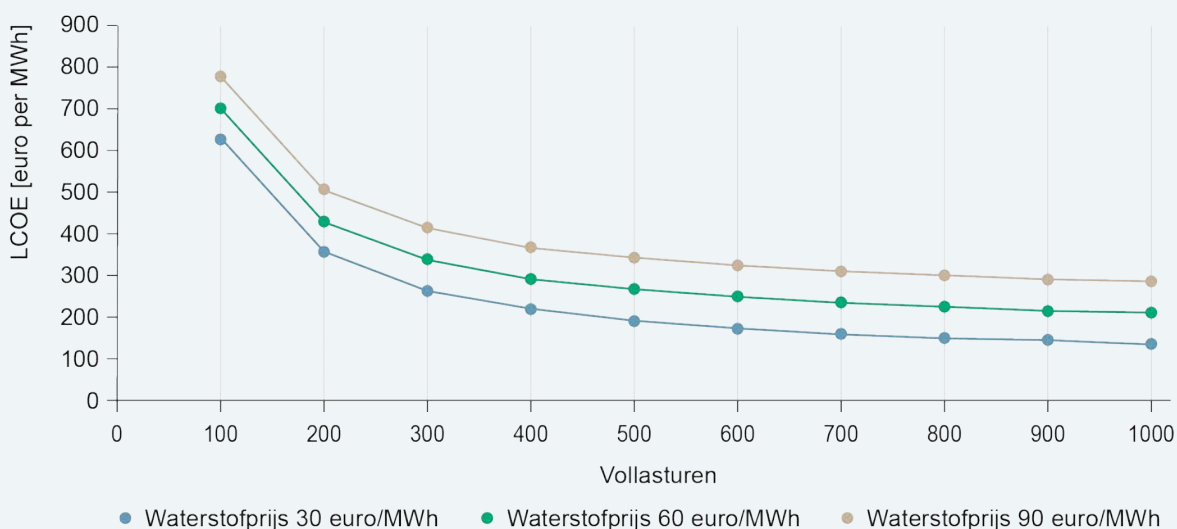
De draaiuren van elektrolyse en power-to-heat laten een gemengd beeld zien. Elektrolyse draait 1 tot 6 % minder dan in het basisscenario, terwijl power-to-heat 5 tot 23% meer draait. Dit komt door de aanname die gedaan is in I13050-editie 2 dat elektrolysers een hogere *willingness-to-pay* hebben dan power-to-heat. Batterijen zorgen ervoor dat het aanbod van hernieuwbare productie gelijkmatiger over de tijd verdeeld wordt, waardoor het aantal momenten met grote overschotten en hele lage prijzen afneemt. Elektrolyse wordt hierdoor in staat gesteld om gelijkmatiger en meer uren te draaien, zij het in beperkte mate. Voor power-to-heat is aangenomen dat dit flexmiddel pas gaat draaien als de elektriciteitsprijs erg laag is (< 20 euro per MWh). Zoals hierboven beschreven leidt minder batterijopslag tot een volatielere elektriciteitsprijs, waardoor er meer momenten zijn met heel lage prijzen en zo meer kansen voor power-to-heat om hiervan te profiteren.

Voor deze analyse geldt dezelfde kanttekening als bij de interconnectievarianten. Er is geen (her)optimalisatie van aanbod en andere flexmiddelen gedaan, waardoor het resulterende energiesysteem in de doorgerekende varianten minder goed is gebalanceerd dan in de basisscenario's. De analyse is daarom hoofdzakelijk bedoeld om de gevoeligheden en variabiliteit weer te geven bij alternatieve flexaannames.

Kostenafweging regelbare centrales en industriële demand-side response

In de I13050-scenario's zijn regelbare elektriciteitscentrales op waterstof en afschakeling van industriële vraag de laatste twee opties in de *merit order* bij het optreden van tekorten in het elektriciteitssysteem. Dit betekent dat deze flexopties worden ingezet als de tekorten, en daaraan gerelateerd de elektriciteitsprijs, dusdanig hoog of langdurig zijn dat andere opties, zoals batterijen, niet toereikend zijn. In dit kader wordt verder ingezoomd op de kosten van waterstofcentrales en vraagsturing.

De kosten voor balancering met waterstofcentrales variëren met het aantal draaiuren en de waterstofprijs. Hoe lager de waterstofprijs en hoe hoger het jaarlijkse aantal draaiuren, hoe lager de integrale kosten per geleverde megawattuur elektriciteit. De onderstaande grafiek laat dit verband zien voor verschillende waterstofprijzen en draaiuren. De gebruikte maatstaf is de 'levelised cost of energy' (LCOE), een maatstaf voor de integrale productiekosten gedurende de levensduur van een elektriciteitscentrale.



Figuur 23: Levelized Cost of energy (LCOE) voor waterstofpiekcentrales bij verschillende waterstofprijzen en vollasturen.

Bij 100 vollasturen per jaar liggen de kosten per geproduceerde megawattuur tussen de 600 en 800 euro. Bij 1000 vollasturen is dat tussen de 130 en 280 euro. In het scenario Nationaal Leiderschap draaien de 12 GW aan waterstofpiekcentrales ongeveer 850 vollastuur (140 – 290 euro). Als in dit scenario de aangenomen 10 GW aan industriële vraagsturing wordt vervangen door waterstofpiekcentrales, dan zouden deze extra 10 GW aan centrales ongeveer 300 uur vollast per jaar draaien. De bovenstaande grafiek laat zien dat bij 300 vollasturen de integrale kosten van elektriciteit uit waterstofcentrales tussen de 250 – 400 euro per MWh ligt.

Voor industriële vraagsturing is het lastiger om een kosteninschatting te maken. Dit komt onder andere omdat er nog veel onbekend is over de potentie en implementatie van vraagsturing in industriële processen. Industriële processen zijn zeer divers, van staal tot stoomkrakers tot papier. De kosten van vraagsturing lopen per proces sterk uiteen. In de recent verschenen Leveringszekerheid Monitor van TenneT wordt op basis van beschikbare literatuur een bandbreedte voor de kosten geschat. Uitgaande van 300 vollasturen ligt deze bandbreedte tussen de 20 en 230 euro per MWh, gebaseerd op huidige toepassingen van DSR in Europa. Een studie van DNV GL uit 2020 schat dat er in Nederland in het jaar 2035 een kleine 2 GW aan industriële vraagsturing beschikbaar is in de prijsrange van 0 tot 500 euro per MWh. Daarna lopen de kosten snel op. In de range tussen 500 en 2000 euro per MWh is ook zo'n 2 GW beschikbaar, evenals in de range van 2000 tot 8000 euro per MWh.

In de scenario's Europese Integratie en Internationale Handel wordt uitgegaan van respectievelijk 4 en 3 GW aan industriële vraagsturing. Op basis van de resultaten van DNV GL voor 2035 is het voorstelbaar dat in 2050 dergelijke capaciteiten op een kosteneffectieve manier te realiseren zijn, zeker als flexibilisering van de vraag een integraal onderdeel wordt bij nieuw te ontwerpen bedrijfsprocessen. In de scenario's Decentrale Initiatieven en Nationaal Leiderschap liggen de capaciteiten hoger, respectievelijk 8 en 10 GW aan flexibele industriële vraag. Voor Nationaal Leiderschap is dat bijna 50% van het vraagvermogen van de industrie (piekcapaciteit van 21 GW). In deze twee scenario's is de onzekerheid groter of dergelijke flexibele capaciteiten haalbaar zijn en tegen welke kosten. Meer onderzoek is nodig om te bepalen hoe hoog de verwachte kosten zijn in 2050 bij dergelijke grote flexibele hoeveelheden.

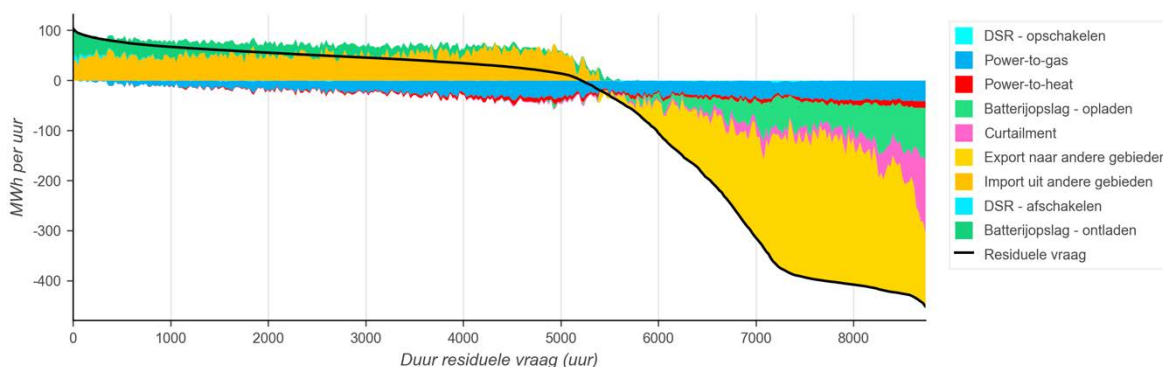
3.5 Regionale impact

Deze paragraaf gaat dieper in op de doorwerking van flexibiliteit op regionaal niveau. Zoals beschreven in hoofdstuk 2 zijn alle energievraag, -aanbod en flexibiliteitsmiddelen uit de basisscenario's geregionaliseerd over het land. Voor flexibiliteitsmiddelen gebeurt dit op basis van slimme heuristieken, om ervoor te zorgen dat vraagflexibiliteit terecht komt op plekken met veel overaanbod, en aanbodflexibiliteit op plekken met schaarste. De regionale inzet van alle flexibiliteit volgt echter een landelijk patroon, waardoor er een aanzienlijk energietransport tussen de verschillende regio's binnen Nederland nodig blijft. In deze analyse vier afgebakende geografische gebieden die exemplarisch zijn voor het toekomstige energielandschap: een landelijk gebied, stedelijk gebied, industriegebied en een aanlandlocatie voor wind-op-zee. De vraag: hoe werkt voor deze gebieden flexibiliteit door in de lokale balans tussen vraag en aanbod?

De analyse laat zien dat de lokale balans van vraag en aanbod sterk kan verschillen tussen geografische gebieden. In veel uren van het jaar dragen lokale flexibiliteitsmiddelen bij aan het reduceren van de lokale onbalans. Er zijn echter ook momenten waarop landelijke prijsprikkels ervoor zorgen dat flexibiliteitsmiddelen de lokale onbalans vergroten, in plaats van verkleinen - met extra transportbehoefte tot gevolg. In hoofdstuk 8 wordt verder onderzocht hoe lokaal kunnen sturen van flexgedrag, pieken op het net kan beperken. Het gaat hier om een relatief beperkt aantal uren van het jaar, waarin de landelijke prikkels uit de pas lopen met de lokale situatie. Een gedetailleerde analyse van de doorwerking van flexibiliteit op verschillende regionale niveaus en in verschillende exemplarische regionale gebieden staat in bijlage D.4.

Landelijk gebied

De gebiedskenmerken van landelijk gebied zijn dorps- of kleine stadskernen, een relatief lage bevolkingsdichtheid en ruimte voor landbouw en natuur. De elektriciteitsvraag is dan ook relatief beperkt en wordt gedomineerd door landbouwbedrijven, transport en gebouwde omgeving. Aan de aanbodkant overstijgt de productie van wind en met name zon PV de jaarvraag vaak fors, een factor 1,5 tot 2,5. Op uurbasis is er echter een ander beeld: zon zorgt in een beperkt aantal uren voor grote overschotten, op andere momenten zijn er juist tekorten. Figuur 24 illustreert dit.



Figuur 24: Residuele vraag en inzet flexibiliteit voor een landelijk gebied in scenario Nationaal leiderschap in 2050.

De grafiek toont een *residual load duration curve* die in paragraaf 3.3 is geïntroduceerd voor een exemplarisch landelijk gebied. Het grootste deel van het jaar overstijgt de elektriciteitsvraag het aanbod (~ 5200 uur boven 0). Dit wordt opgelost door batterijen te ontladen (groene vlak) en door stroom uit andere gebieden te halen (gele vlak). In dit gebied staan ook elektrolyzers die een landelijk inzetprofiel volgen. Hierdoor worden op sommige momenten de lokale tekorten juist vergroot: de elektrolyzers draaien, terwijl er lokaal onvoldoende opwek is. Het gevolg is dat er extra stroom van buiten het gebied moet komen (gele vlak dat boven de zwarte lijn uitkomt) en er dus extra transportbehoefte ontstaat.

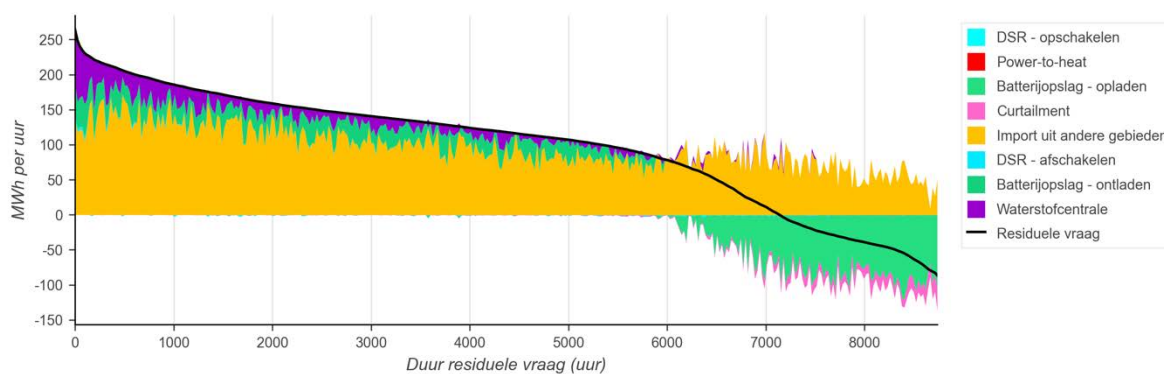
In ongeveer 3000 uur ontstaan er overschotten doordat er in landelijke gebieden veel ruimte is voor zon PV. In beperkte mate kunnen deze overschotten lokaal worden benut door batterijen te laden (groen), elektrolyzers te laten draaien (blauw) en power-to-heat toe te passen (rood). In de grootste piekuren wordt er ook zon PV afgeschakeld (roze). De beperkte lokale vraag zorgt er echter voor dat het grootste deel van de overschotten naar elders wordt getransporteerd (gele vlak). De transportbehoefte die hierdoor ontstaat domineert ten opzichte van de transportbehoefte in de andere uren van het jaar.

Figuur 24 geeft, omwille van de leesbaarheid, een versimpelde weergave van de 8760 uur in een jaar. De onderliggende uurwaarden laten zien dat voor dit landelijk gebied in het piek uur ongeveer 90 MWh uit omliggende gebieden gehaald moet worden om in de basisvraag te voorzien. Dit is na aftrek van lokale productie uit zon en wind en lokaal flexibel aanbod (batterijen, centrales, afschakeling). Zonder flexibel aanbod zou deze piek 111 MW zijn geweest. Flexibel aanbod verlaagt hier dus het piektekort met ruim 20%.

Er zijn echter ook uren waarin lokale flexibiliteitsmiddelen de tekorten juist vergroten. In ongeveer 900 uur in het jaar komt het lokale tekort boven de 90 MWh per uur, doordat lokale power-to-gas, power-to-heat en batterijen de lokale onbalans verslechteren. Daardoor is er meer stroom van buiten het gebied nodig dan als er geen lokale flex was geweest. En dat komt weer doordat deze flexmiddelen in de gebruikte modellen reageren op landelijke prijsprikkels en geen rekening houden met de lokale situatie. Het beperken van vraagflexibiliteit in deze uren leidt ertoe dat 15 GWh aan flexibele vraag niet geleverd kan worden. Op een totale flexibele vraag in het gebied van 440 GWh is dit 3%. In hoofdstuk 7 wordt verder verkend hoe beperking van lokale flex in een beperkt aantal uren kan bijdragen aan het verminderen van netcongestie.

Stedelijk gebied

Steden kenmerken zich door een hoge bebouwingsdichtheid, industrieterreinen en veel vervoersbewegingen van zowel personen als goederen. Ruimte voor wind en zonneparken is beperkt, daarentegen is er veel potentieel voor zon op daken. Deze combinatie van veel vraag en weinig aanbod zorgt het grootste deel van het jaar voor tekorten. Onderstaande Figuur 25 illustreert dit.

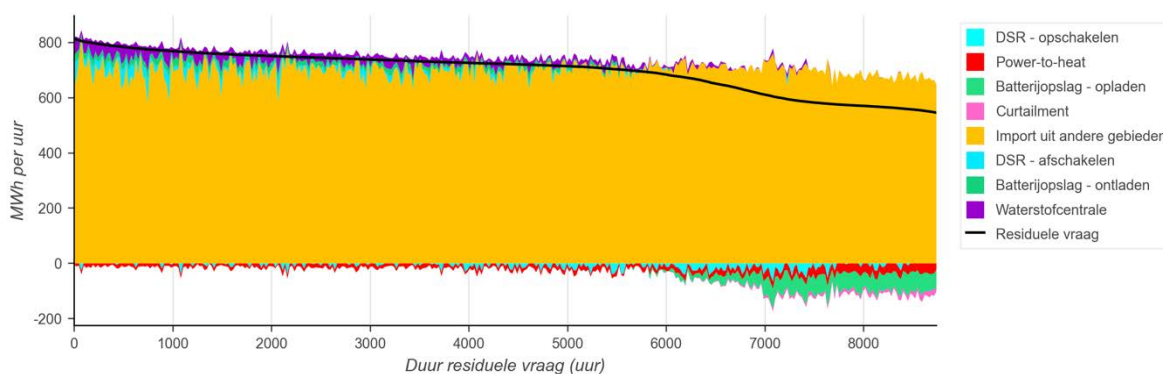


Figuur 25: Residuele vraag en inzet flexibiliteit voor een stedelijk gebied in scenario Nationaal leiderschap in 2050.

Het stedelijk gebied vertoont ongeveer 7000 uur van het jaar tekorten, met alleen op hele zonnige uren overschotten. Tijdens tekorten wordt sterk geleund op import uit andere gebieden (gele vlak). De regelbare elektriciteitscentrales die in de stad staan volgen een landelijk inzetprofiel. Ze leveren een bijdrage aan het verkleinen van de tekorten, maar draaien niet in alle tekorturen, omdat dit vanuit landelijk perspectief niet nodig is. Batterijen leveren ook een belangrijke bijdrage aan het verlagen van de tekorten, maar forse import van buiten de stad is nodig om in de vraag te voorzien. Opvallend is dat ook op momenten van overschotten er nog veel elektriciteit van buiten de stad gehaald wordt. Omdat de lokale overschotten niet voldoende zijn om de batterijen voldoende op te laden.

Industriegebied

Nederland kent een vijftal clusters met energie-intensieve industrie. Voor de processen van de basisindustrie die in deze clusters zijn gevestigd zijn veel energie en grondstoffen nodig. Bijvoorbeeld voor het produceren van staal en kunstmest, en voor raffinage en chemie. De potentie voor aanbod van zon PV en wind binnen sommige clusters is beperkt, andere clusters liggen bij een aanlandlocatie voor wind-op-zee. Onderstaande figuur 26 laat een cluster zien waar geen wind-op-zee aanlandt. Een gevolg is dat het leeuwendeel van de stroomvraag in andere gebieden opgewekt moet worden.

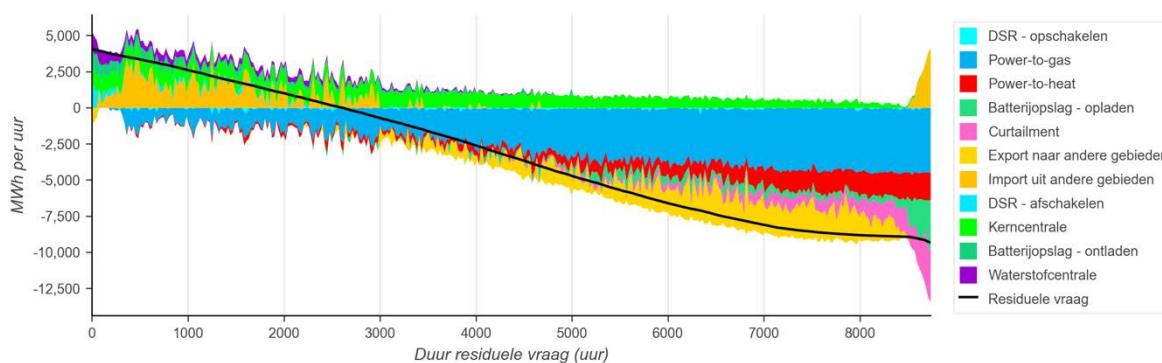


Figuur 26: Residuele vraag en inzet flexibiliteit voor een industriegebied in scenario Nationaal leiderschap in 2050.

Door de baseload vraag van de industrie is de residuele vraagcurve door het jaar heen vrij vlak. De industriële vraag beweegt mee met landelijke vraag en aanbod - afschakelen bij tekorten, opschakelen bij overschotten - maar de impact is beperkt. Productie van regelbare elektriciteitscentrales en het ontladen van batterijen gebeurt hoofdzakelijk op de momenten met de grootste tekorten. Maar het industriegebied leunt sterk op import uit omliggende gebieden, door de beperkte mogelijkheden voor lokale opwek en beschikbare ruimte voor flexibiliteitsmiddelen. Een industriecluster met aanlanding van wind-op-zee wordt in de volgende paragraaf behandeld.

Aanlandlocatie wind-op-zee

Aan de Nederlandse kust kan wind-op-zee op verschillende locaties aanlanden, ook dieper landinwaarts is voorstelbaar. Er landt veel windenergie op enkele aanlandlocaties. Daardoor is er een overschot aan energie op deze locaties, zowel in capaciteit als in volume. In II3050-editie 2 is ervoor gekozen om veel flexibiliteitsmiddelen in deze gebieden te plaatsen, om de overschotten zo dicht mogelijk bij de opwek te benutten.



Figuur 27: Residuele vraag en inzet flexibiliteit voor een aanlandingslocatie wind-op-zee in scenario Nationaal leiderschap in 2050.

Bovenstaande figuur 27 laat de residuele vraag en inzet van flexibiliteitsmiddelen op de Maasvlakte zien, een aanlandpunt van grootschalige wind-op-zee. In dit gebied zit grootschalige industrie, maar door de grote hoeveelheden wind-op-zee is er het grootste deel van het jaar een overschot (6000+ uur). Overschotten worden benut door inzet van elektrolyzers (blauw), power-to-heat (rood) en het laden van batterijen (groen). Twee situaties vallen op:

- Ook op momenten zonder lokale overschotten, draaien elektrolyzers. Dit leidt tot een transportbehoefte, voor import uit andere gebieden. Oorzaak van de situatie is dat elektrolyzers een landelijk inzetprofiel volgen. Op dit aanlandpunt is voornamelijk windenergie aangesloten, maar landelijk draaien elektrolyzers ook op momenten met bijvoorbeeld weinig wind en veel zon. Het gevolg is dat er een transportbehoefte ontstaat met pieken die hoger zijn dan als er geen flexibiliteit was ingezet in dit gebied.
- In de uren met de grootste overschotten (rechterkant van de grafiek) zijn er landelijk zoveel overschotten, dat de elektriciteitsprijs naar 0 gaat. Deze landelijke prijsprinkel kan leiden tot afschakeling van productie uit wind-op-zee. Bovendien zorgen de lage prijzen ervoor dat elektrolyse en power-to-heat aanspringen en batterijen gaan opladen. Dit kan leiden tot situaties waarin lokale productie wordt afgeschakeld, waardoor er lokaal niet voldoende elektriciteit is voor de flexmiddelen. In dit geval is redispatch of import uit omliggende gebieden nodig om de lokale situatie in balans te brengen.

Deel 2

Energie- infrastructuur



Hoofdstuk 4

Overkoepelende uitgangspunten voor de netwerkanalyses

4.1 Inleiding

Een belangrijk doel van deze verkenning is het op hoofdlijnen schetsen van de energienetwerken die in 2050 nodig zijn voor de scenario's uit hoofdstuk 2. Energienetwerken verbinden het aanbod van een energiedrager (binnenlandse productie, import, onttrekken uit opslag en omzetting vanuit andere dragers) met de vraag naar een energiedrager (binnenlands eindgebruik, export, vullen van opslag en omzetting naar andere dragers). Ze maken transport van energie mogelijk en vormen daarmee een substantiële schakel in het energiesysteem.

Nederland kent een landelijke elektriciteits- en gastransportinfrastructuur met internationale verbindingen. Daarnaast zijn er uitgebreide regionale distributienetten voor elektriciteit en gas en regionale en lokale warmtenetten – de laatste vooral in stedelijke gebieden. Deze landelijke en regionale infrastructuren zijn op meerdere manieren onderling gekoppeld, bijvoorbeeld op landelijk niveau door gaslevering aan elektriciteitscentrales, op regionaal niveau via kabel- en leidingverbindingen tussen regionale netbeheerders (RNB's) en bijvoorbeeld door stadsverwarmingsketels.

Voor de netbeheerders vormt de energietransitie een grote opgave, omdat zowel de bronnen als het eindgebruik van energie sterk veranderen. Dit vereist dat netten worden uitgebreid, op andere manieren worden gekoppeld, worden omgebouwd voor gebruik voor andere energiedragers, maar ook worden opgeruimd als bestaande infrastructuur niet meer nodig is. Deze opgave is een taak voor elke netbeheerder. Maar er is ook een duidelijke samenhang die om een gezamenlijke aanpak vraagt op basis van gedeelde uitgangspunten. Deze uitgangspunten beschrijft paragraaf 4.2.

4.2 Algemene uitgangspunten voor de inrichting van de infrastructuur

In hoofdstukken 2 en 3 zijn al keuzes gemaakt voor de te verwachten omvang van vraag en aanbod (i.e. de regionalisatie en profielen). Vervolgens is gekeken naar de flexibiliteitsbehoefte, waarbij aannames zijn gedaan voor inzet en locatie. Deze keuzes zijn richtinggevend voor de omvang van de transportinfrastructuur van de verschillende energiedragers. Er zijn echter meer keuzes te maken voordat een transportanalyse kan worden uitgevoerd. Sommige daarvan worden bijna stilzwijgend aangenomen. Voor andere is het goed om vooraf afspraken te maken en duidelijk te stellen wat het uitgangspunt is op grond waarvan de berekeningen gemaakt worden. Het gaat dan om de volgende onderwerpen:

- Werken vanuit een integraal energiesysteem.
- Integrale planning versus planning per netwerk.
- Het energiesysteem in Europese context.
- Bestaande en nieuwe infrastructuur.
- Leveringszekerheid en betrouwbaarheid.
- Weer en klimaat.
- Samenhang met koolstof- en warmteketens.

Hieronder een toelichting op de keuzes die voor deze verkenning zijn gemaakt.

4.2.1 Werken vanuit een integraal energiesysteem

Net als in I13050-editie 1 is er ook in deze editie 2 voor gekozen om alle energiedragers en de interactie tussen die energiedragers in de beschouwing op te nemen. Het energiesysteem moet zo worden ingericht dat energievraag en -aanbod met elkaar worden verbonden en verschillen in vraag en aanbod worden vereffend. Deze verschillen kunnen bestaan in energiedrager, tijd of plaats. Verschil in energiedrager kan worden vereffend door conversie, verschil in tijd door opslag of vraag- en aanbodsturing en verschil in plaats door transport, via kabels en buisleidingen. Deze manieren van vereffening hangen samen en beïnvloeden elkaar. De hoeveelheden en inzet van flexibiliteitsmiddelen en de locatie ervan bepalen mede de benodigde hoeveelheid transport van een energiedrager. Dit gegeven ligt ten grondslag systeemintegratie. Door transport, opslag en conversie van energiedragers goed op elkaar af te stemmen, kan het energiesysteem efficiënt worden ingericht (zie ook Hoofdstuk 10).

Deze verkenning concentreert zich op de ontwikkeling van de energie-infrastructureur op land. Dit is omdat de infrastructureur op de Noordzee voor elektriciteit op dit moment nog radiaal (direct) is aangesloten op het hoogspanningsnet en de infrastructureur voor waterstof en CO₂ nog grotendeels ontwikkeld moeten worden. Niettemin is duidelijk dat er een samenhang zal zijn tussen de netwerken op land en op zee en dat ook bij ontwikkelingen offshore gekeken kan worden naar systeemintegratie-effecten die kunnen leiden tot een betere inrichting van het volledige energiesysteem, bestaande uit een onshore- en een offshore-deel. Een voorbeeld is de inzet na 2030 van elektrolyse op zee en de hybride aansluiting daarvan op de netwerken op land (Hoofdstuk 10).

4.2.2 Integrale planning versus planning per netwerk

Voor deze verkenning maakt elke netbeheerder eerst onafhankelijk zijn eigen netwerkanalyses, om daarna gezamenlijk in specifieke cases naar systeemintegratie te kijken. De aanpak met afzonderlijke, eigen netwerkanalyses is uitdagend vanwege de verschillen in methodes en principes, maar heeft bij I13050-editie 1 bewezen tot een consistent beeld te kunnen leiden. Er zijn opnieuw onderling afspraken gemaakt over de te gebruiken methodieken, waardoor ook in deze verkenning goede afstemming van de resultaten mogelijk is.

Alle gebruikte netwerkmodellen zijn goed gevalideerd, onder meer door intensieve toepassing in de tweejaarlijkse cyclus van investeringsplannen. De modellen leiden daarom ook voor deze verkenning tot de best mogelijke resultaten. De analyse voor deze studie kunnen wel afwijken van de analyses voor bijvoorbeeld een investeringsplan, omdat in deze studie gebruikt wordt gemaakt van een centrale set van drivers (technologieën), regionalisering en profielen. Als input voor het investeringsplan wordt door netbeheerders meestal gebruik gemaakt van een eigen regionalisatie en eigen profielen, opgebouwd op basis van bottom-up informatie, waaronder bekende plannen uit de omgeving en klantinformatie.

Als vervolg op de onafhankelijke netwerkanalyses worden ook oplossingen voor systeemintegratie in kaart gebracht. Geïntegreerde netwerkmodellen die een knelpunten- en investeringsanalyse voor de gecombineerde netwerken mogelijk maken, zijn op dit moment nog van onvoldoende kwaliteit. Daarom is systeemintegratie in deze verkenning beschouwd door een aantal specifieke cases uit te werken. Daarbij is gekeken naar effecten 'over de netten heen', die alleen kunnen worden gezien door een gezamenlijke analyse. Deze cases zijn opgenomen in paragraaf 10.4.

4.2.3 Europese context

Deze verkenning richt zich op een energiesysteem voor Nederland dat verbonden is met de landen om ons heen. De verbindingen zijn niet alleen fysieke verbindingen, in de vorm van grensoverschrijdende kabels en leidingen. Ze zijn ook een gevolg van de inrichting van een Europese energiemarkt met bijbehorende regulering. Met name de nationale netbeheerders TenneT en Gasunie zijn goed betrokken bij alle Europese ontwikkelingen hieromtrent, onder meer door lidmaatschap van de gezamenlijke TSO-verbanden ENTSOG en ENTSO-E.

Een belangrijk uitgangspunt in Europees verband is dat de netten non-discriminatoire toegang moeten geven aan gebruikers, wat ertoe leidt dat de huidige landelijke netwerken voor gas en elektriciteit ontkoppelde entry/exit-systemen zijn. Voor de doorrekeningen is aangenomen dat dit in de toekomst zo blijft en dat het principe van ontkoppeld entry/exit ook voor het landelijke waterstofnetwerk gaat gelden.

ENTSOG en ENTSO-E houden zich onder meer bezig met modellering van interconnectie, waarmee de uitwisseling van elektronen en moleculen tussen landen nader wordt verkend. Omdat Nederland zich energetisch kan ontwikkelen als een spin in het web tussen de Noordzee en de rest van Europa, richt de aandacht zich op de verbindingen met landen rond de Noordzee en in Noordwest-Europa. In de data die zijn gebruikt voor de netwerkdoorrekeningen in deze verkenning zijn import en export (stroom, gas en waterstof; hoeveelheden en locaties) met Europese cijfers en plannen afgestemd.

4.2.4 Bestaande en nieuwe infrastructuur

Veel infrastructuur voor elektriciteit en gas is bestaande infrastructuur, die voor het grootste deel de technische levensduur nog niet bereikt heeft. Het ligt daarom voor de hand om deze al bestaande leidingen, kabels en stations te blijven gebruiken en aan te vullen met nieuwe infrastructuur die nodig is om vraag en aanbod ook in de toekomst te kunnen accommoderen. Dit uitgangspunt voor de planning van het energiesysteem van de toekomst heet 'Brownfield'.

Het alternatief is de 'Greenfield'-benadering, waarbij de infrastructuur vanaf nul opnieuw ontworpen en gebouwd wordt, zonder te kijken naar de bestaande infrastructuur. Omdat veel van de bestaande infrastructuur en de ruimte die deze gebruikt ook goed in de toekomstige situatie benut kan worden, is niet gekozen voor dit Greenfield-principe: het zou onnodig veel duurder zijn en veel meer werk met zich meebrengen. De Brownfield-benadering sluit het leggen van nieuwe verbindingen overigens niet uit; het uitgangspunt is dus eigenlijk "Brownfield, tenzij".

De keuze voor Brownfield is bijvoorbeeld leidend bij de ontwikkeling van het landelijke waterstofnetwerk, waarvan in 2030 naar schatting 80% van de leidingen omgezette aardgasleidingen zullen zijn. Naast hergebruik van leidingen van het bestaande aardgasnetwerk kan ook gekeken worden naar hergebruik van buisleidingen van andere partijen, bijvoorbeeld leidingen die in het verleden gebruikt zijn voor het transporteren van olie, nafta, kerosine en pekel. Deze zijn in het algemeen echter minder geschikt voor transport van waterstof, onder meer vanwege vervuiling, corrosie en/of te kleine diameters (i.e. te kleine capaciteit).

Overigens speelt het principe van hergebruik ook een rol bij het elektriciteitsnetwerk, bijvoorbeeld als het gaat om de ruimte die de huidige tracés innemen.

4.2.5 Leveringszekerheid en betrouwbaarheid

Leveringszekerheid is de mate waarin er te allen tijde voldoende energie wordt geleverd. In de doorrekeningen in deze verkenning wordt aangenomen dat het huidige hoge niveau van leveringszekerheid ook in de transitieperiode en daarna gehandhaafd moet blijven.

Leveringszekerheid wordt gecreëerd door voldoende productie en transport beschikbaar te hebben. Omdat netbeheerders verantwoordelijk zijn voor het transport van energie, hebben ze een belangrijke rol bij het handhaven van de leveringszekerheid. Een betrouwbaar netwerk, met dus kleine uitvalkans voor transport, draagt bij aan een hoge leveringszekerheid.

Absolute leveringszekerheid bestaat niet. Voor elektriciteit en gas zijn daarom normen opgesteld waaraan de betreffende netwerken moeten voldoen. TenneT hanteert voor Nederland een norm voor niet-leveren van maximaal vier uur per jaar, met een indicator die aangeeft hoeveel energie niet geleverd kan worden bij een bepaalde vraag per periode. Gasunie gaat voor de landelijke gasnetten uit van een gebeurtenis van niet-leveren van eens in de vijftig jaar. In de Gaswet is dit vertaald naar een temperatuurnorm die erop neerkomt dat de levering van gas aan kleinverbruikers gegarandeerd is tot een temperatuur van -17°C (gemiddelde etmaaltemperatuur minus een correctie voor windsterkte). Deze landelijke norm werkt door naar een specifieke temperatuurnorm ('-13') die de regionale netbeheerders voor gas in de gebouwde omgeving hanteren.

Door toenemende elektrificatie, toepassing van hybride technieken en de aanleg van warmtesystemen in de gebouwde omgeving zullen deze normen meer en meer met elkaar verbonden raken. Mogelijk zal voor het energiesysteem van de toekomst een nieuw type norm moeten worden opgesteld. Hier is in deze studie niet verder naar gekeken.

4.2.6 Weer en klimaat

Vraag en aanbod van energie hangen af van weersomstandigheden. In een jaar met veel wind en zon en dus veel opwek van energie wordt het energiesysteem dan ook anders benut dan in een jaar met een koude periode met hoge warmtevraag. Het energiesysteem moet zo ontworpen zijn dat een breed scala van jaren geaccomodeerd kan worden. Dat wil zeggen: een willekeurig, realistisch weerjaar in 2050 mag niet leiden tot knelpunten in het systeem waardoor essentiële gebruikers met tekorten te maken krijgen. Waar de grens precies ligt, wordt vastgelegd in een norm voor leveringszekerheid. Omdat dergelijke grenswaarden en normen voor de toekomst nog niet bekend zijn, is gekozen voor modellering op basis van een representatief weerjaar.

Voor de knelpuntenanalyses in de vier scenario's voor 2050 is uitgegaan van het weerprofiel van het jaar 2012. De uurwaarden voor temperatuur, windsnelheid en zonnestraling van 2012 zijn gebruikt voor de profielen van vraag en aanbod in de 8760 uren van 2050. De wind- en zonneprofielen van 2012 leiden tot een tamelijk gemiddelde hoeveelheid opwek, in vergelijking met andere weerjaren, maar 2012 bevat wel een koude periode met een hoge vraag naar energie.

Weerjaar 2012 is gekozen uit de periode 1990-2019, die door het KNMI wordt gehanteerd als referentie voor ons huidige klimaat (NB: het 'ontwerpjaar' 1987, met daarin het meest recente voorkomen van de landelijke ontwerptemperatuur -17°C ontbreekt in deze klimaatdefinitie). In hoofdstuk 3 zijn enkele gevoeligheidsanalyses uitgevoerd voor andere weerjaren dan 2012 in de huidige klimaatperiode.

In het ETM is weerjaar 2012 gebruikt om vraag- en aanbodcijfers voor 2050 te genereren. In dat proces is nog een tweetal aanpassingen gedaan:

1. Er is rekening gehouden met innovaties die de productie van zon en wind vergroten. Het aantal vollasturen van zon en wind is hoger gekozen dan wat op dit moment gebruikelijk is.
2. Er is rekening gehouden met verdere opwarming van het klimaat richting 2050. Het temperatuurprofiel is hiervoor verzet naar hogere waarden dan in 2012 het geval was. Een beschrijving van de methode is te vinden in bijlage D.4.

4.2.7 Samenhang met koolstof- en warmteketens

In het Nationaal Plan Energiesysteem van het Ministerie van EZK worden vier hoofdketens onderscheiden: elektriciteit, waterstof, koolstof en warmte. Het energiesysteem is verweven met al deze ketens. CO₂- en (aard)gasmoleculen zijn opgebouwd rond koolstof en spelen daarom niet alleen een rol in het energiesysteem, maar kunnen ook worden toegepast in de industrie, voor het maken van producten (bijvoorbeeld plastics) en in de glastuinbouw.

De samenhang met genoemde ketens is met name in de scenario's terug te vinden, bijvoorbeeld in de vorm van vraag naar (aard)gas of CO₂ als grondstof voor een product dat koolstof bevat. Om in de analyses focus te houden, wordt in deze verkenning het verband met de andere ketens, en bijvoorbeeld het ingrijpen op voedsel-, water- en productieketens, alleen impliciet meegenomen.

Hoofdstuk 5

Impact op landelijke infrastructuur elektriciteit 2050

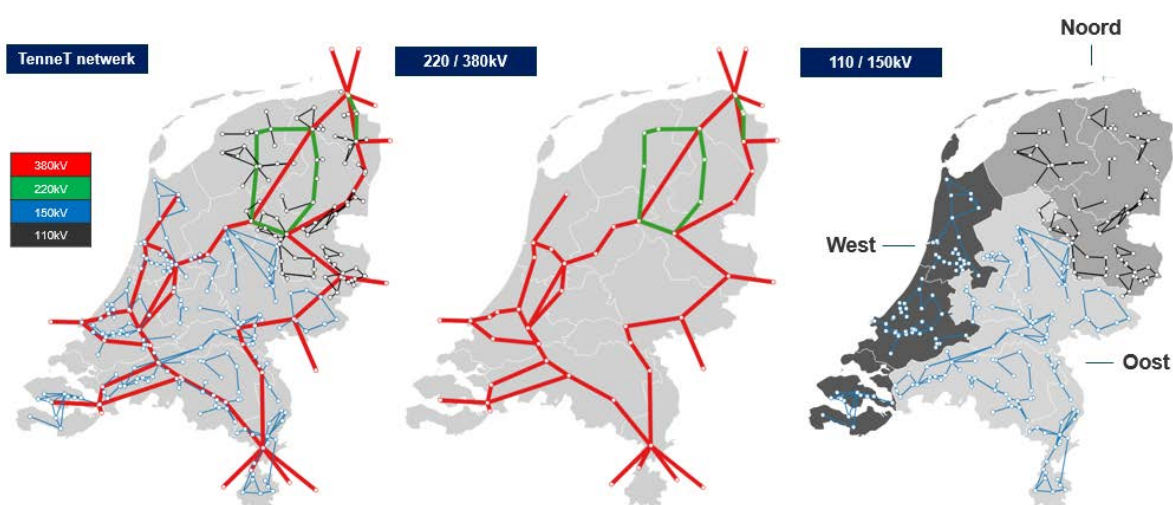
5.1 Conclusies en aanbevelingen

- Alle vier scenario's hebben in verschillende mate impact op het hoogspanningsnetwerk van TenneT. Op alle spanningsniveaus (110 kV t/m 380 kV) en in alle regio's ontstaat behoefte aan verdere infrastructuuruitbreiding bovenop de door TenneT al geplande uitbreidingen.
- Internationale (door)transporten hebben een belangrijke invloed op de belasting van het extra-hoogspanningsnet; deze internationale transporten hangen af van de beschikbare transportcapaciteit van de netwerken in het buitenland en worden beïnvloed door nationaal en Europees energiebeleid.
- De analyses tonen dat de energietransitie leidt tot een sterk toegenomen vraag naar transportcapaciteit op het extra-hoogspanningsnet (EHS, 220/380 kV). Afhankelijk van het scenario zijn accentverschillen zichtbaar. In het scenario Decentrale initiatieven is 320 km extra-hoogspanningslijn nodig (20% groei t.o.v. het huidige aantal tracékilometers), en in scenario Europese integratie moet 510 km nieuwe verbindingen ontwikkeld worden (33% groei).
- Om de knelpunten op te kunnen lossen, wordt voorzien dat de 380kV-corridor van Noord- en Zuid-Holland naar Zuid-Nederland versterkt moet worden met een extra hoogspanningslijn: vanaf Beverwijk-Diemen en Maasvlakte naar Krimpen, Geertruidenberg en vervolgens verder naar het zuiden (Rilland en Eindhoven). Ook de verbinding tussen Ens en Hengelo moet in een aantal scenario's verdubbeld worden.
- Een grote behoefte aan uitbreiding van het hoogspanningsnet (HS; 110/150kV) ontstaat door de nieuw benodigde hoogspanningsstations en bijbehorende verbindingen om de koppeling met de regionale netbeheerders te kunnen faciliteren. Afhankelijk van de uitbreidbaarheid van de bestaande HS-stations met één of twee transformatoren zijn er in 2050 gemiddeld over alle scenario's 50 tot 100 nieuwe HS-stations (15-30% groei) benodigd t.o.v. het aantal in 2023.
- In een aantal gevallen zijn te grote hoeveelheden hernieuwbare productie in pockets aangesloten, zoals bijvoorbeeld in de pocket Lelystad. Een mitigerende maatregel is hier om productie-eenheden, bij voorkeur geclusterd, direct op het EHS-net aan te sluiten. Waar dit niet mogelijk is, zijn mogelijk nieuwe HS-pockets (met eigen EHS-koppelpunt) nodig. Dit betekent dat er een nieuw 380/150kV- of 380/110kV-station in de nabijheid van de betreffende bestaande EHS-verbinding nodig is, met een ruimtebeslag van ruim 20 ha (= 0,2 km²).

- Flexibiliteit om vraag en aanbod te balanceren heeft veelal een positief effect op de transportbehoefte, maar in extreme situaties soms ook een negatief effect. Bijvoorbeeld in het geval van thuisbatterijen die in een enkel geval door overschotten van wind-op-zee de vraag op de netten met een lager spanningsniveau nog vergroten. Of elektrolyse op de Maasvlakte die af en toe goedkope stroom uit Noord-Europa gebruikt. Om te voorkomen dat het elektriciteitsnet moet worden gedimensioneerd om al deze pieksituaties te faciliteren, wordt aanbevolen om de verdere ontwikkeling van de marktinzichting te onderzoeken (lokale prijsprykkels, aangepaste transportovereenkomsten, etc.).

5.2 Gemodelleerd netwerk

Om de elektrische transporten in het net te bepalen, wordt een netmodel gebruikt. Dit model representeert de voorziene netwerktopologie inclusief de projecten uit TenneTs Investeringsplan 2022^{15,16}.



Figuur 28: Gemodelleerd TenneT-netwerk. V.l.n.r. totaal netwerk, extra-hoogspanningsnetwerk en het hoogspanningsnetwerk. N.B.: tussen Ens en Zwolle bevinden zich parallel een 220 kV- en een 380 kV-verbinding, wat uit deze visualisatie niet goed duidelijk wordt.

5.2.1 Bestaand netwerk

TenneT transporteert elektriciteit over het extra-hoogspanningsnetwerk (EHS; 220 en 380 kV) en hoogspanningsnetwerk (HS; 110 en 150 kV). Het HS-netwerk is via transformatoren verbonden met de netten van de regionale netbeheerders.

Het hoogspanningsnet in Nederland bestaat uit een netwerk met extra-hoogspanning (EHS) en een netwerk met hoogspanning (HS). Het EHS-netwerk, met spanningsniveaus van 220 en 380 kV, heeft hoofdzakelijk een nationale en internationale transportfunctie. Het HS-netwerk, met spanningsniveaus van 110 en 150 kV, vervult een meer regionale en provinciale transportfunctie. De vermogensstromen over het HS-net kunnen zowel

¹⁵ Hoewel de zichtperiode van IP2022 tot 2030 loopt, zullen niet alle in IP2022 voorgenomen projecten daadwerkelijk in 2030 gereed zijn. Echter zijn ze wel allemaal opgenomen in het gebruikte netmodel.

¹⁶ IP2022 bevat ook projecten die zich nog in de studiefase bevinden en waar nog geen definitief investeringsbesluit over is genomen. Deze zijn ook opgenomen in het gebruikte netmodel.

‘omhoog’ gaan naar het EHS-net (bij een regionaal overschot door bijvoorbeeld een piek in zon PV-opwek) of ‘omlaag’ vanaf het EHS-net (bij een regionaal tekort).

Het EHS-netwerk kent een centrale 380 kV-ring en daarnaast kleinere ringstructuren die Borssele, de Maasvlakte, Beverwijk en de Eemshaven met de centrale ring verbinden. Het HS-netwerk is van oudsher provinciaal georiënteerd. De hoogspanningsverbindingen zijn in de afzonderlijke provincies onderling verbonden en op meerdere punten gekoppeld met het EHS-net.

5.2.1 Gemodelleerde uitbreidingen

Tot het jaar 2035 worden al een groot aantal uitbreidingen van het EHS-net gerealiseerd (het investeringsbesluit is reeds genomen of is in voorbereiding). Bij het uitvoeren van I13050-editie 2 zijn al die projecten opgenomen in het model. Zo worden de knelpunten die tussen 2035 en 2050 optreden gesignaleerd.

In het HS-netwerk is de invoering van de pocketstructuur de belangrijkste wijziging die in het netmodel is opgenomen. Door de grootschalige transporten over het EHS-netwerk is de historisch gegroeide vermaasde netstructuur van het HS-net niet langer houdbaar. Er zijn ongewenste paralleltransporten die tot hoge overbelastingen leiden in de HS-netten. Door het HS-net in de provincies te splitsen in meerdere, onderling niet meer verbonden, deelnetten, pockets, worden grote vermogensstromen via het EHS-net geleid, waardoor overbelasting in het HS-net voorkomen wordt. Dit kan worden vergeleken met verkeer dat voor lange afstanden over snelwegen wordt geleid en niet over provinciale wegen rijdt. Voor deze studie zijn 49 pockets opgenomen in het model.

5.2.2 Buitenlandmodel

In aanvulling op I13050-editie 1, is in deze editie 2 niet alleen het Nederlandse hoogspanningsnet doorgerekend, maar ook een representatie van het netwerk van de ons omringende landen (Duitsland, België, Frankrijk en Luxemburg) opgenomen – inclusief geplande toekomstige uitbreidingen op basis van het Ten Year Network Development Plan (TYNDP). Deze keuze is gemaakt omdat elektriciteitstransporten in het buitenland ook een zeer groot effect hebben op het transport in Nederland. Hiermee komt de netimpactanalyse van I13050-editie 2 ook dichterbij het investeringsplan van TenneT, waarin dezelfde landen zijn opgenomen in de analyse.

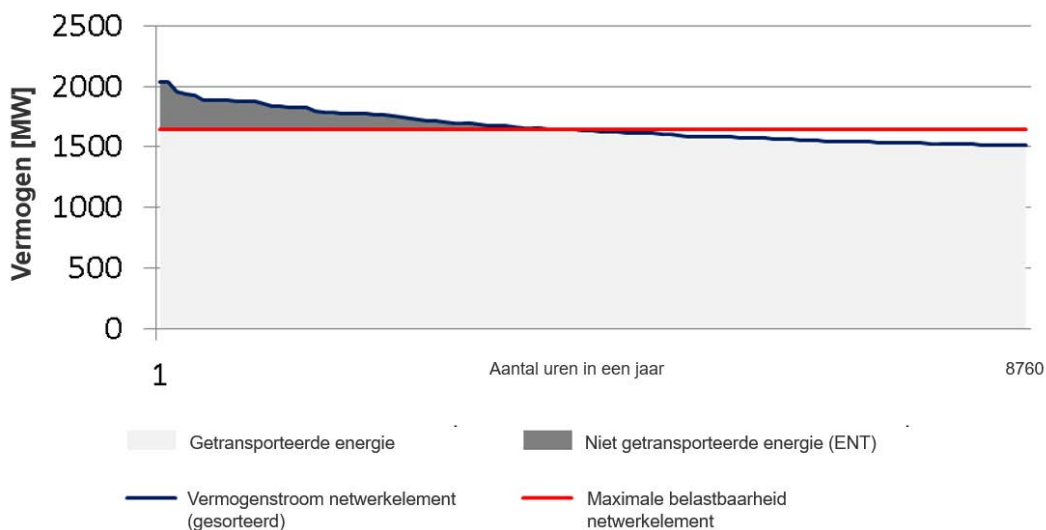
5.3 Methodiek

Om de ernst van capaciteitsknelpunten in de EHS- en HS-netten te bepalen, wordt een jaarrondrekenmethode gebruikt. De in de marktanalyse bepaalde opwek en vraag voor ieder uur van het jaar worden volgens vaste regels verdeeld over fysieke locaties in het netwerk (regionalisatie), waarna de resulterende vermogensstromen worden bepaald. Als hierbij de maximaal toegestane belastbaarheid¹⁷ van circuits of transformatoren wordt overschreden, heet dat een knelpunt. Daarvoor wordt rekening gehouden met enkelvoudige uitval van een ander circuit, transformator of productie-eenheid.

De ernst van het knelpunt wordt gekwantificeerd met een *energy not transported*-indicator (ENT), zie Figuur 29. Deze indicator is bepaald per relevant netwerkelement (circuit of transformator), en is gedefinieerd als de som van de ‘overschrijdingen’ (vermogensstroom minus de maximale belastbaarheid van het element) voor alle uren waarin een overschrijding optreedt. Deze indicator geeft dus per verbinding weer wat de jaarlijkse hoeveelheid energie in TWh is, die niet veilig getransporteerd kan worden. Daarnaast wordt door TenneT een aantal andere

¹⁷ We hanteren aparte belastbaarheden voor de zomerperiode (april t/m. oktober) en de winterperiode (november t/m. maart).

indicatoren bekeken om de ernst van een knelpunt in te schatten. Zoals het aantal uren met overschrijdingen en de maximale overschrijding in het jaar.

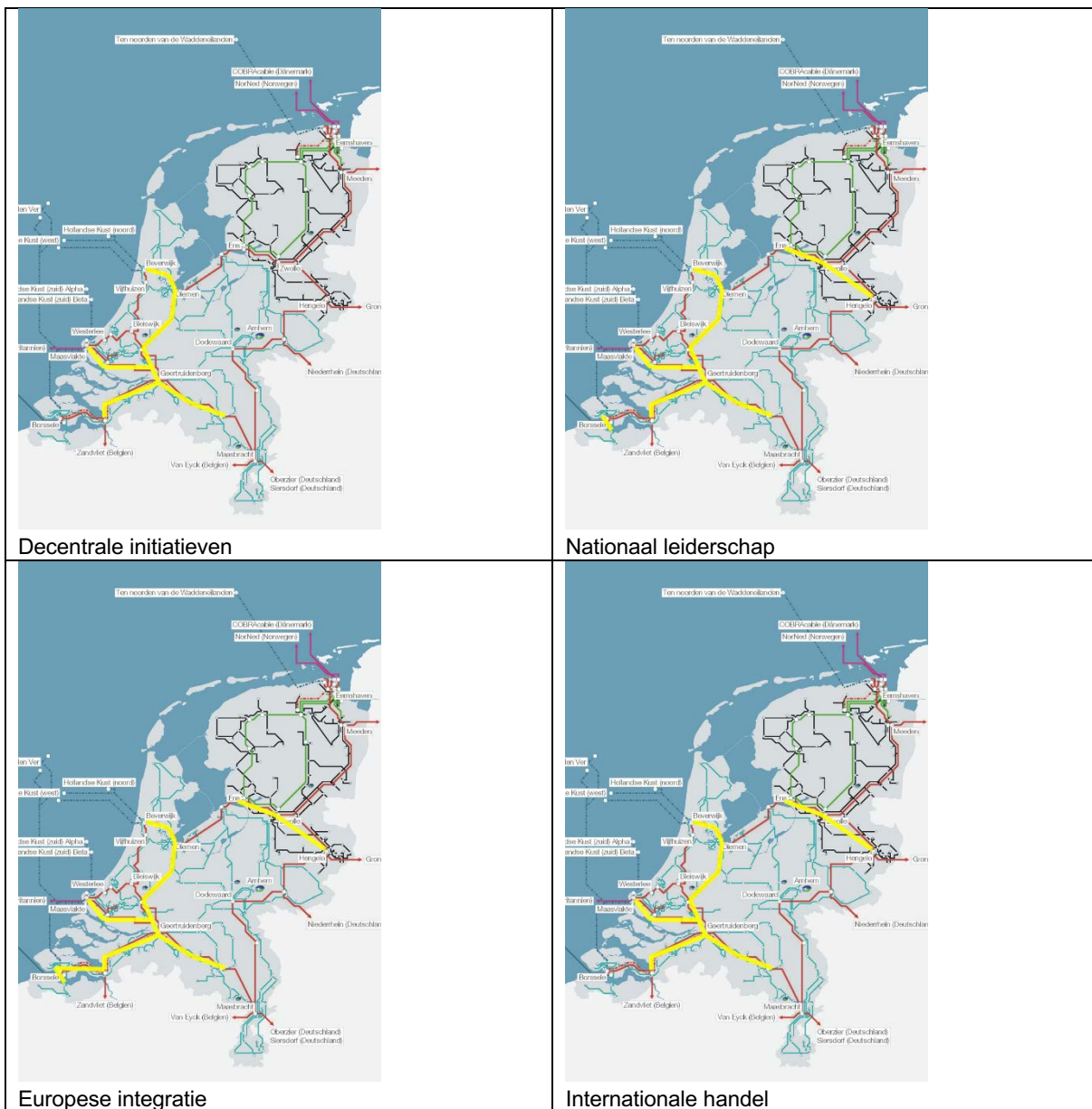


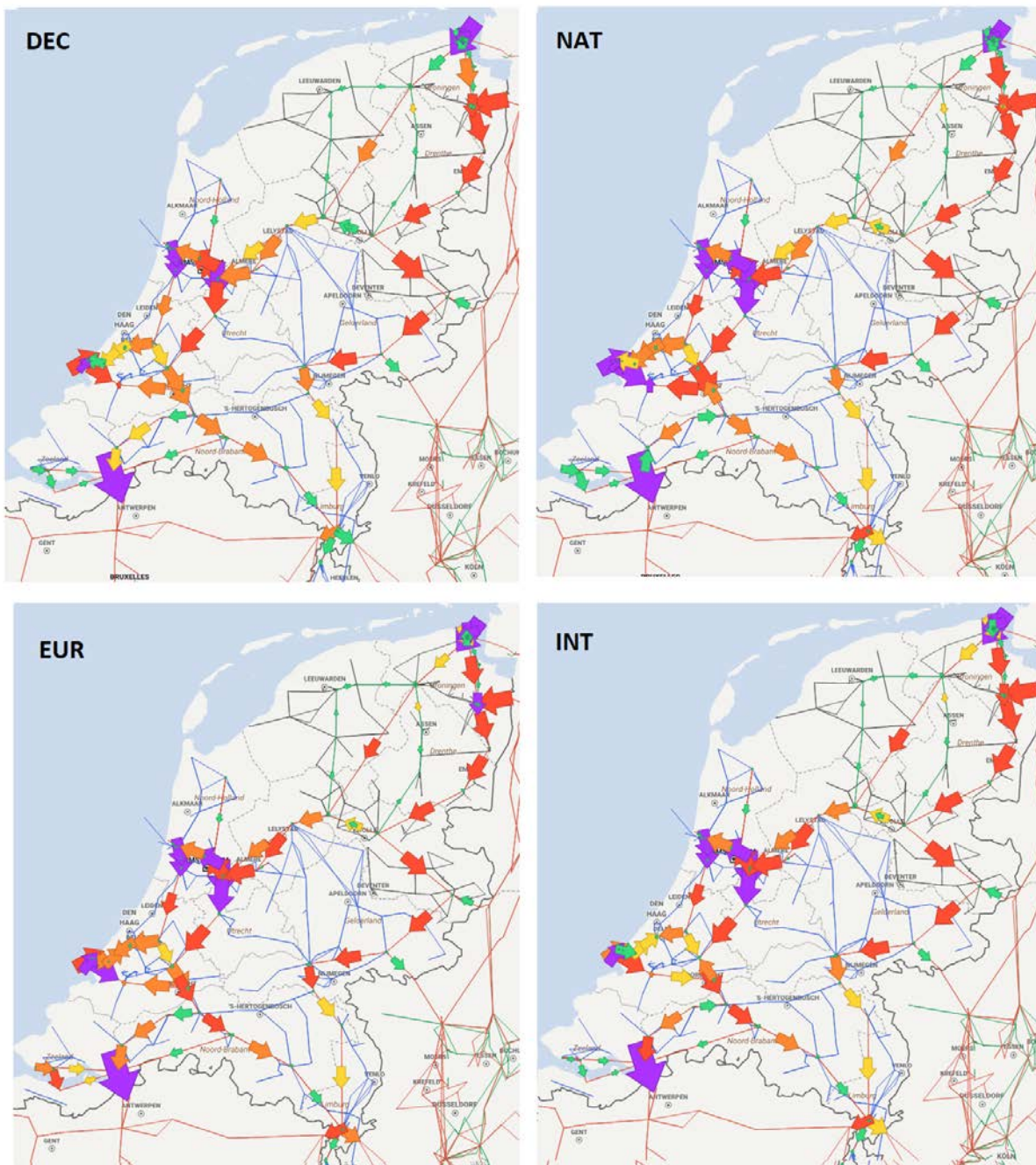
Figuur 29: Visualisatie van bepaling hoeveelheid ‘energy not transported’.

5.4 Resultaten

5.4.1 Infrastructuuranalyses 220/380kV

- De jaarrondberekeningen laten voor elk scenario van II3050-editie 2 de knelpunten op het 220/380 kV-net zien, zie **Error! Reference source not found.**30. De geel gemarkeerde verbindingen duiden de verbindingen aan waarvoor zeker netversterking noodzakelijk zal zijn. De markeringen in de netkaartjes tonen dat de uitwerking van alle scenario's een grote impact heeft op het EHS-net. Er zijn zeker verschillen waar te nemen tussen de vier scenario's, toch laten ze een redelijk uniform beeld zien. Om de knelpunten op te kunnen lossen, wordt voorzien dat de 380kV-corridor van Noord-Holland en Zuid—Holland naar Zuid-Nederland versterkt moeten worden met een extra hoogspanningslijn. Die loopt vanaf Beverwijk/Diemen en Maasvlakte naar Krimpen, Geertruidenberg en vervolgens verder naar het zuiden (Rilland en Eindhoven). Ook de verbinding tussen Ens en Hengelo moet in een aantal scenario's verdubbeld worden. Afhankelijk van het scenario zijn accentverschillen zichtbaar. In het scenario Decentrale initiatieven is 320 km extra-hoogspanningslijn nodig (20% groei t.o.v. het huidige aantal tracékilometers), en in scenario Europese integratie moet 510 km nieuwe verbindingen ontwikkeld worden (33% groei).





Figuur 30: Knelpunten op het EHS-net voor de vier scenario's voor 2050. De kleur van de pijl geeft de ENT (Energy Not Transported) aan, ingedeeld in vijf categorieën, van groen (geen knelpunt) tot paars (zeer zwaar knelpunt). De grootte en richting van de pijl geven de maximale belasting voor een uur in het jaar aan.

5.4.1.1 Internationaal transport door Nederland

De analyses tonen dat de energietransitie leidt tot een sterk toegenomen vraag naar transportcapaciteit op het extra-hoogspanningsnet (EHS; 220/380 kV). Echter, gezien de overheersende invloed van internationale (door)transporten op de belasting van het EHS-net, hangen veel noodzakelijke extra investeringen in het EHS-net in hoge mate af van de dialoog met Europese partners over het faciliteren van internationale transporten. Omdat

deze internationale transporten enerzijds afhangen van de beschikbare transportcapaciteit van de netwerken in het buitenland en anderzijds beïnvloed worden door nationaal en Europees energiebeleid, is de verwachting dat de knelpunten op verbindingen aan de oostgrens in Nederland, tussen stations met de interconnectoren, in praktijk in veel mindere mate optreden. Hiermee is rekening gehouden bij het vaststellen van de noodzakelijke maatregelen.

De resultaten tonen dat er zeer veel transport plaatsvindt over de grensoverschrijdende verbindingen, de interconnectoren Meeden–Diele en Eemshaven–Emden (tussen Noordoost-Nederland en Duitsland) en Rilland–Zandvliet (tussen Zuidwest-Nederland en België). Deze transporten bestaan voor een groot deel uit doortransporten (bijv. van Noord-Duitsland naar België en Frankrijk via het Nederlandse net) en zgn. *loop flows*¹⁸ van Noord- naar Zuid-Duitsland via Nederland.

De verwachting is zeker dat deze internationale elektriciteitstransporten toenemen. Ze worden echter wel overschat in deze analyse. Dit komt doordat in de marktanalyse gerekend is met een vaste uitwisselcapaciteit tussen twee landen (NTC). Terwijl in werkelijkheid deze uitwisselcapaciteit in de operatie wordt bepaald op basis van de op dat moment beschikbare ruimte op het hoogspanningsnetwerk (flow-based), waardoor er op deze momenten minder transport optreedt. De transportbehoefte op het Nederlandse hoogspanningsnet (vooral in de richting Noord → Zuid langs de oostgrens), is hierdoor ook minder groot dan de analyse laat zien.

De gesignaleerde knelpunten op bovengenoemde interconnectoren laten wel duidelijk zien dat er een grote Europese transportbehoefte is op deze locaties. Additionele interconnectoren lossen deze knelpunten niet direct op. Omdat additionele uitwisselingscapaciteit juist ook weer resulteert in grotere transporten, zolang de onderliggende vraag naar transport niet 100% verzadigd is. Andere mogelijkheden om de interconnectieknelpunten te beheersen, zijn:

- nog meer inzetten van dwarsregeltransformatoren (DRT's);
- gebruik van (offshore) DC-infrastructuur om de stroomrichting meer te kunnen sturen;
- beter spreiden van grootschalige opwek (bijvoorbeeld diepere aanlanding van wind op zee in Zuidoost-Nederland of Zuid-Duitsland);
- verdere ontwikkeling van de Europese marktregels (bijvoorbeeld biedzone-splitsingen).

Echter om de huidige interconnectiecapaciteit optimaal te kunnen benutten is versterking van de verbinding tussen Ens en Hengelo nodig, zodat er een sterke verbinding aan de noordzijde van de landelijke 380kV-ring ontstaat.

5.4.1.2 Binnenlands transport

De grootste knelpunten in het 220/380kV-netwerk lijken op te treden rond 380kV-stations Diemen en Beverwijk en de verbinding naar het zuiden. Dit wordt enerzijds veroorzaakt door grootschalige aanlanding van wind-op-zee in de kop van Noord-Holland. Met vier circuits wordt het vermogen van 380kV-station Middenmeer getransporteerd naar de verbinding tussen 380kV-stations Diemen en Oostzaan. Anderzijds vindt er groot transport plaats vanaf Noord-Nederland richting Diemen over vier circuits, zowel door het hierboven beschreven internationale transport, maar ook ten tijde van grote flexibele vraag in de Maasvlakte die niet wordt bediend door wind-op-zee. Het voorziene netwerk tussen Diemen, Beverwijk en Zuid-Holland lijkt niet sterk genoeg om dit vermogen verder te transporteren naar de vraag in het zuiden. Met de keuze voor grootschalige aanlanding van wind-op-zee in de kop van Noord-Holland lijkt een netversterking in dit gebied noodzakelijk.

De knelpunten op de Maasvlakte-ring verschillen enigszins per scenario. De scenario's Decentrale initiatieven en Internationale handel laten minder zware knelpunten zien dan de scenario's Nationaal leiderschap en Europese integratie. Dit lijkt vooral te worden veroorzaakt door verschillen in de scenario's qua aanlanding van wind-op-zee

¹⁸ Transporten die van productie naar vraag in hetzelfde land gaan, maar onderweg wel door andere landen heen gaan.

en industriële vraag in de Maasvlakte-ring. De verbinding tussen Maasvlakte en Simonshaven lijkt in elk scenario een zwaar knelpunt. Naast uitbreiding van de transportcapaciteit is nader onderzoek nodig naar het lokaal goed matchen van vraag en aanbod in het Rotterdamse havengebied.

De verbindingen in Zeeland lijken alleen in het scenario Europese integratie overbelast. Dat is toe te wijzen aan het grote vermogen van kerncentrales dat in Borssele is aangenomen (rond de 5 GW), in combinatie met grootschalige aanlanding van wind-op-zee in Zeeland. Het is dus van belang om de ontwikkelingen van kernenergie en wind-op-zee in Zeeland integraal te beschouwen.

De transportbehoefte van West-Nederland naar Oost-Nederland door Noord-Brabant lijkt minder groot dan in eerdere studies. Allereerst is voor I13050-editie 2 uitgegaan van twee additionele circuits tussen Eindhoven en Maasbracht, waardoor dit eerder gesignaleerde knelpunt is opgelost. Daarnaast gaat een zeer groot vermogen van wind-op-zee - en in sommige scenario's ook van kerncentrales - vanuit Zeeland en Zuid-Holland bij 380 kV-station Rilland, in het oosten van Zeeland, direct de grens over richting het 380 kV-station Zandvliet in België. Dit wordt mede veroorzaakt doordat België een relatief klein wind-op-zeepotentieel heeft, waardoor overschotten uit wind-op-zee grotendeels naar België worden getransporteerd. Daarnaast is uit het Duitse investeringsplan (NEP) overgenomen dat een deel van de Duitse wind-op-zee aanlandt in de buurt van het Ruhrgebied, waardoor er ook minder transport van Nederlandse wind-op-zee naar Duitsland via 380kV-station Maasbracht (Limburg) wordt waargenomen. Toch worden matig tot zware knelpunten gesignaleerd in Noord-Brabant, waarvoor wellicht additionele infrastructuur benodigd is.

Na analyse van alle resultaten wordt geconcludeerd dat in het scenario Decentrale initiatieven circa 320 km extra hoogspanningslijn nodig is (20% groei t.o.v. het huidige aantal tracékilometers), en in het scenario Europese integratie moet rond 510 km aan nieuwe verbindingen ontwikkeld worden (33% groei). Met deze groei van de transportcapaciteit kunnen in de toekomst alle gewenste transporten naar verwachting zo doelmatig mogelijk gefaciliteerd worden.

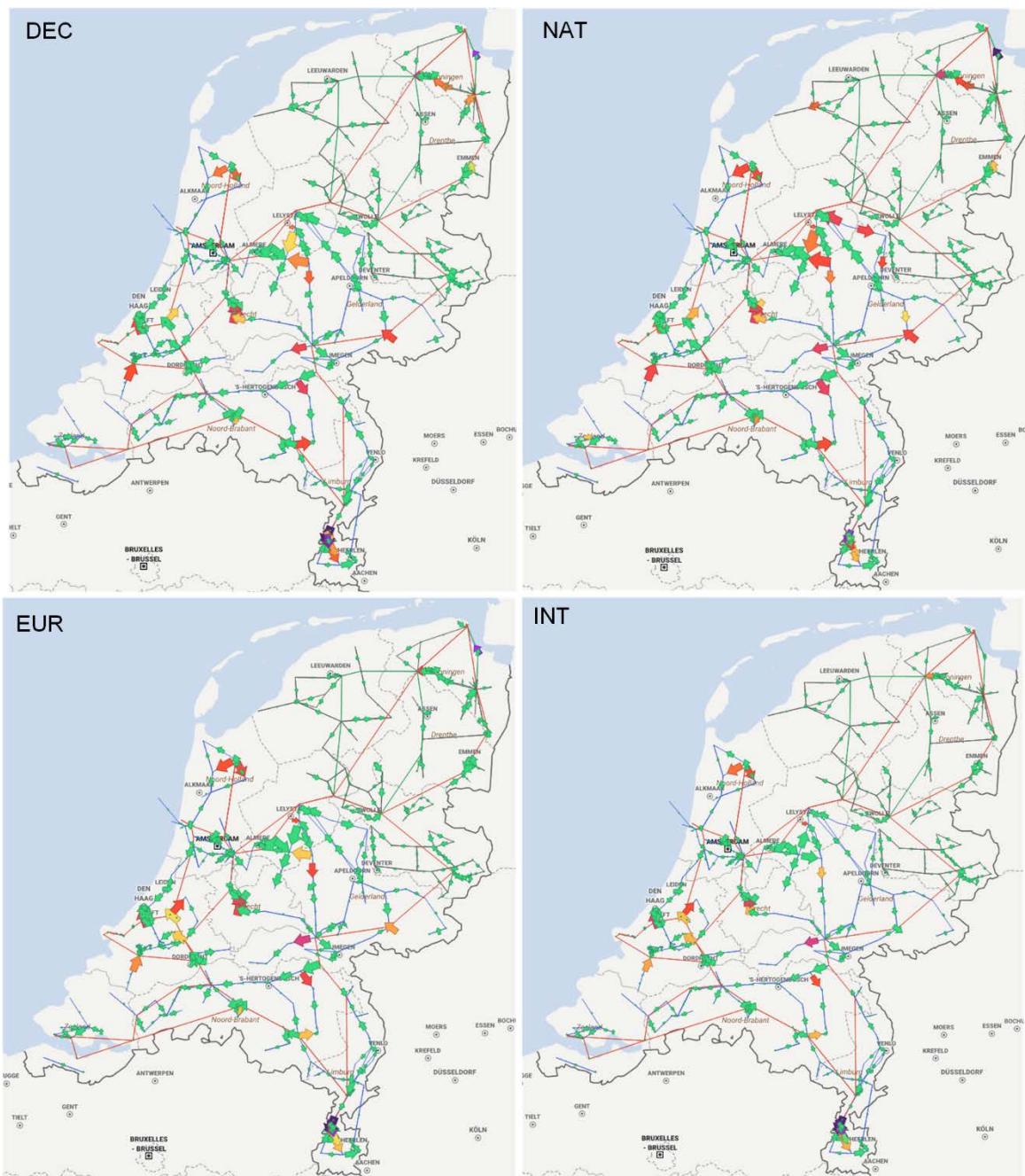
Bovenstaande conclusie sluit aan bij de bevindingen uit de analyses van TenneT voor het Target Grid. In het vervolg van de uitwerking van Target Grid wordt nader onderzocht of en hoe het integreren van het voorziene HVDC offshorennet en een DC onshorennet kan helpen de investeringen in het landelijk AC-net te reduceren of faseren.

5.4.2 Infrastructuuranalyses 110/150 kV

De jaarrondberekeningen laten voor elk scenario van I13050-editie 2 de knelpunten op het 110/150 kV-net zien, zie **Error! Reference source not found.**³¹. De markeringen in de netkaartjes tonen dat de uitwerking van alle scenario's een grote impact heeft op het HS-net. Er zijn zeker verschillen waar te nemen tussen de vier scenario's, toch laten ze ook hier een redelijk uniform beeld zien.

Er zijn knelpunten op 110/150kV-verbindingen in meerdere pockets (deelnetten) en op de transformatoren die de koppelingen vormen tussen het EHS-net en de HS-net. In het algemeen worden een aantal knelpunten in de pockets en op de koppeltransformatoren veroorzaakt door een te grote vraag, opwek of flexibel vermogen die bij de regionalisatie op de 110/150kV-stations in de betreffende pocket terecht is gekomen. Voorbeeld hiervan is de grootschalige duurzame opwek die in de pocket Lelystad is geregionaliseerd.

Voor deze knelpunten is het direct aansluiten van grote (industriële) belastingvraag, opwek en flexibel vermogen op een nabijgelegen 380kV-station (dus niet in de 110/150 kV-pockets) de oplossingsrichting. Als dit niet mogelijk is, moet worden onderzocht hoe de betreffende pocket kan worden opgesplitst in twee of meerdere pockets. Voor iedere nieuw te vormen pocket is een nieuw 380kV-station nodig.



Figuur 31: Knelpunten op het HS-net voor de vier scenario's voor 2050. De kleur van de pijl geeft de ENT (Energy Not Transported) aan, ingedeeld in vijf categorieën, van groen (geen knelpunt) tot paars (zeer zwaar knelpunt). De grootte en richting van de pijl geven de maximale belasting voor een uur in het jaar aan.

In de 49 pockets zijn in totaal 327 HS-stations gemodelleerd met koppelingen naar de regionale netbeheerders en klanten die direct op HS-niveau zijn aangesloten. In de vier scenario's zijn accentverschillen zichtbaar. Afhankelijk van de uitbreidbaarheid van de bestaande HS-stations met één of twee transformatoren zijn er in 2050 gemiddeld 50 (15% groei) tot 100 nieuwe HS-stations (30% groei) nodig t.o.v. het huidige aantal, in 2023.

5.5 Infrastructuurontwikkelingen richting 2050

Uit de netmodelberekeningen van de vier scenario's voor het eindjaar 2050 blijkt, dat het landelijk elektriciteitsnet dat is voorzien na 2030 (zie § 6.2), niet afdoende is om de benodigde elektriciteitstransporten te kunnen faciliteren. Verdere uitbreiding van de infrastructuur tussen 2030 en 2050 lijkt daardoor noodzakelijk.

Voor het definiëren van ontwikkelpaden van het landelijk elektriciteitsnetwerk wordt verder onderscheid gemaakt tussen het 220/380kV-netwerk en het 110/150kV-netwerk.

5.5.1 Ontwikkelingen 220/380 kV

Voor het 220/380kV-netwerk is het allereerst van belang dat projecten uit het Investeringsplan worden uitgevoerd. Projecten uit het IP2022 zijn al opgenomen in het model als uitgangspunt, inclusief projecten die nog in de studiefase zijn. De analyses van I13050-editie 2 bevestigen nut en noodzaak van die investeringen. Daarna lijkt er behoefte aan additionele transportcapaciteit rond Diemen, Beverwijk en de Maasvlakte en tussen de Maasvlakte en Eindhoven. Dat is uiteraard afhankelijk van de ontwikkelingen in het binnen- en buitenland, in netontwerp, marktontwerp, vraag, opwek en flex én de aansluitlocaties van wind-op-zee. De versterking van de verbinding tussen Ens en Hengelo draagt bij aan een sterke corridor tussen de Randstad en Duitsland via de bovenzijde van de landelijke 380kV-ring.

Zoals in § 6.4 toegelicht, leidt niet elk in deze studie gesignaleerd knelpunt een-op-een tot nieuwe infrastructuur:

- Zo is de eventuele uitbreidingsbehoefte in Zeeland sterk afhankelijk van het al dan niet combineren van extra kernenergie in Borssele met grootschalige aanlanding van wind-op-zee. Als hier andere keuzes in gemaakt worden is additionele infrastructuur wellicht niet nodig.
- Ook de noodzaak voor de uitbreiding van de 380kV-ring naar de Maasvlakte is afhankelijk van het scenario, met name de aannames over aanlanding van wind-op-zee en elektrificatie van de industrie.
- De zeer zware knelpunten op de interconnectoren met Duitsland en België moeten in Europees verband onderzocht worden. Aanpassingen aan de Europese marktinzichting en internationale afstemming van netwerkinvesteringen zouden grote invloed kunnen hebben op deze grote internationale transporten.

Tot slot, het realiseren van nieuwe transportcapaciteit op 380kV-niveau kent een lange doorlooptijd. Ervaring leert dat hiervoor een periode van 10 tot 15 jaar gerekend moet worden. Dit betekent dat nú investeringsbesluiten genomen moeten worden voor infrastructuur die pas in de tweede helft van de periode 2030-2050 beschikbaar komt. Deze besluiten gaan daarom nog met de nodige onzekerheden gepaard en mogelijk zijn op termijn nog aanpassingen nodig. Desondanks is het noodzakelijk met de voorbereidingen te starten.

5.5.2 Impact groei offshore netwerk

De overheid heeft een ambitieus programma opgesteld met betrekking tot de groei van offshore wind. Tot 2031 is het doel om 21 GW aan offshorewindvermogen aan te sluiten op het 380kV-net, maar daar blijft het niet bij.

Afhankelijk van het scenario groeit in de periode tussen 2030 en 2050 het elektrisch transportvermogen op zee verder met 16 tot 31 GW. Hiervoor ontwikkelt TenneT een standaard platformconcept dat met een 2GW-gelijkstroomverbinding aangesloten wordt op het 380kV-net. In totaal zijn er dus nog 8 tot 16 van deze aansluitingen noodzakelijk. Om de systeemstabiliteit te kunnen handhaven, kunnen maximaal drie 2GW-verbindingen op één 380kV-station aangesloten worden. Dit heeft twee consequenties:

- De gelijkstroom moet omgezet worden naar wisselstroom dooreen converterstation. Afhankelijk van het scenario zullen er, verdeeld over meerdere locaties in Nederland, nog 8 tot 16 nieuwe converterstation geplaatst moeten worden. Deze converterstations staan bij voorkeur in de nabijheid van het betreffende 380kV-station.
- Er zijn ook extra aansluitvelden op de 380kV-stations nodig: twee velden per 2GW-aansluiting. Er zullen stationsuitbreidingen of mogelijk nieuwe 380kV-stations nodig zijn om de aansluitingen te kunnen faciliteren.

5.5.3 Ontwikkelingen 110/150 kV

Voor het 110/150kV-netwerk is het verder doorvoeren van een pocketstructuur een belangrijke eerste stap. Op basis van ontwikkelingen van belasting, opwek en flexibiliteit kunnen in sommige gevallen nieuwe pockets of 110/150 kV-verbindingen nodig zijn. Voor het verbinden van nieuwe pockets met het 220/380 kV-netwerk, zijn in enkele gevallen ook nieuwe 220/380 kV-verbindingen nodig. Daarnaast is het van belang om grotere initiatieven (belasting, opwek of flexibiliteit) direct aan te sluiten op het 220/380kV-netwerk, zodat het 110/150 kV-netwerk hier niet door wordt belast.

Hoofdstuk 6

Impact op landelijke infrastructuur methaan en waterstof tot 2050

6.1 Conclusies

Methaan

- Ondanks afnemende vraag en aanbod blijft voor aardgas - en later groengas - tot minstens 2050 een landelijk dekkend hoofdtransportnetwerk nodig.
 - Om onbalans in de resterende gasvraag en -aanbod te kunnen opvangen, moeten aanbieders en afnemers verbonden zijn met gasopslag. Het in capaciteit gereduceerde methaannetwerk blijft deze rol hebben, met verbindingen tussen industrieclusters en opslag en eventueel resterende gebieden met gasvraag in de gebouwde omgeving. In scenario's waar aardgas of groengas een rol spelen voor de verwarming van de gebouwde omgeving, blijft ook gasinfra naar die delen van de gebouwde omgeving nodig.
 - De te transporteren hoeveelheden methaan zijn in 2050 veel kleiner dan nu. Er zijn dan ook veel minder leidingen en minder compressoren voor gas nodig dan nu het geval is. Op trajecten met meerdere parallelle leidingen zijn er nog maar een of twee nodig voor methaantransport. Leidingen kunnen hergebruikt worden voor transport van waterstof of bijvoorbeeld als verzamel- en/of transportleidingen voor groengas.
 - Voor het resterende methaantransport zijn geen netwerkverzwaringen nodig.
 - Op basis van beschikbare leidingen in 2040 en 2050 is het mogelijk de twee belangrijkste gaskwaliteiten, hoogcalorisch en laagcalorisch, naast elkaar te handhaven. Wel kunnen er situaties ontstaan waarin beide gassoorten niet in balans zijn, waardoor kwaliteitsconversie noodzakelijk is. Dit geldt zowel van hoogcalorisch naar laagcalorisch als andersom. Hiervoor moeten menginstallaties gebouwd worden.
 - De steeds grotere hoeveelheid groengas die ingevoegd moet worden, leidt ook tot het herinrichten van het landelijk methaannetwerk. Lokaal geproduceerd groengas kan via boosters terecht komen in het hogedruktransportnet. Doorkoppelingen in het RTL en hergebruik van leidingen als verzamel- en/of transportleiding voor groengas kunnen de hoeveelheid benodigde boosters beperken. Ten behoeve van gebruikers en voor opslag moeten in het kader van de gassamenstelling maatregelen worden genomen (o.a. toegelaten zuurstofgehalte, odorant).

Waterstof

- Het waterstofnetwerk dat momenteel wordt voorbereid conform het uitrolplan zal in alle scenario's tot 2050 verder uitgebreid moeten worden. Dit kan adaptief gebeuren omdat de meeste maatregelen in alle scenario's noodzakelijk zijn.
 - Het waterstofnet kan grotendeels binnen de huidige tracés van het aardgasnet worden uitgebreid. Nieuwe tracés zijn niet onderzocht. In alle scenario's is er meer transportcapaciteit nodig, met name parallelle leidingen op tracés van het landelijk waterstofnet.
- Op sommige tracés zijn nieuwe waterstofleidingen nodig. Met name om extra transport van west naar oost mogelijk te maken, via routes door Noord-Brabant en de Betuwe. In het scenario Internationale handel is de te transporteren waterstofcapaciteit het grootst, met de meeste nieuwe tracés van west naar oost, vanwege transitie naar Duitsland.
 - Ook op aftakende tracés naar industriegebieden, centrales en opslag zijn nieuwe aansluitleidingen nodig.
 - Waterstofcompressie is nodig op meerdere locaties van het doorgaande waterstofnet. Vaak moet in verschillende richtingen gecompriëerd kunnen worden. Daarvoor zijn veel netwerkschakelmogelijkheden nodig.
 - Waterstofcompressie kan veelal gebouwd worden op bestaande aardgascompressielocaties. Na 2030 wordt ook op enkele nieuwe locaties waterstofcompressie verwacht.
 - Varianten op de basisscenario's laten een additionele opgave zien. Additionele waterstofstromen door Nederland naar België (circa 4 TWh) en Duitsland (circa 150 TWh), bóvenop het scenario Nationaal leiderschap kunnen worden gefaciliteerd door een verzwaring richting België via Zeeland - deze route wordt in de basisscenario's al maximaal benut - en een additionele compressielocatie, de route naar Duitsland heeft in de basisscenario's nog aanzienlijke transportruimte beschikbaar. Voor het opvangen van zwaardere weerjaren is circa 90-150 km additionele leidingverzwaring – nieuwbouw - plus additionele compressie nodig.
 - Om de op zee met elektrolyse geproduceerde waterstof aan land te brengen, is vanaf 2030 een offshore waterstofnetwerk nodig dat aansluit op het netwerk op land.
- De omzetting van delen van het regionale transportnetwerk naar waterstof is mogelijk, maar met maatwerk per situatie, in samenwerking met regionale netbedrijven. Voor het overzetten van gasnetten naar waterstof en de verdeelpuzzel die daarbij kan ontstaan, is veel coördinatie vereist (zie ook hoofdstuk 8).

Opslag

- Grootschalige opslag in de vorm van moleculen is nodig om het energiesysteem van de toekomst te balanceren. De operationele opslagbehoefte van groengas ligt tussen de 1-12 TWh en van waterstof tussen 14-29 TWh in 2050 in een gemiddeld weerjaar. Op basis van verkennende berekeningen voor alle weerjaren is in 2050 maximaal behoefte aan 30 TWh voor groengas. Voor waterstof neemt de opslagbehoefte naar 2050 toe tot maximaal 60 TWh. De operationele opslag is zowel bedoeld voor overbrugging van seizoenen als voor kortcyclische opslag. Als seizoensopslag van groengas primair in bestaande gasbergingen plaatsvindt en seizoensopslag van waterstof ook in lege gasvelden gerealiseerd kan worden (wordt nog onderzocht), zijn maximaal 70 cavernes nodig, voor groengas en waterstof samen 2040 en 15 in 2030. Bepaalde vormen van flexibiliteit, zoals bij kraakinstallaties, die ammoniak converteren naar waterstof, kunnen dit aantal verder verminderen.
 - Er is extra strategische opslag nodig voor combinaties van koude jaren en jaren met een misoogst van zon en wind. Maar ook in geval van minder import door geopolitieke wendingen. Bij vier opeenvolgende ongunstige jaren gaat het, afhankelijk van het scenario, om hoeveelheden tussen 35 en 59 TWh. Mogelijk kunnen bestaande gasopslagen, in combinatie met een unit die methaan converteert naar (blauwe)

waterstof, op langere termijn ook als strategische opslag worden ingezet. Dit vergt nader onderzoek. Aardgasopslag blijft nog lang in gebruik en de eerste cavernes voor waterstof zijn rond 2030 nodig. De benodigde opslagvolumes lopen daarna snel op en voorbereidingen moeten nu al getroffen worden.

6.2 Netinfrastructuur

De knelpuntenanalyse gaat uit van het gasnetwerk op land dat er ligt in 2035, dus inclusief de netwerkontwikkelingen die tot 2035 worden voorzien, zoals het waterstofnetwerk op land. Dit startpunt is gekozen op grond van het IP2024, in combinatie met het uitrolplan¹⁹ voor het waterstofnetwerk zoals gepubliceerd op 29 juni 2022 - inclusief de aanpassingen zoals die door de Minister van EZK bekend zijn gemaakt op 2 december 2022.

6.2.1 Huidige netinfrastructuur: HTL en RTL

Het huidige landelijk methaangastransportnetwerk van Gasunie bestaat uit twee delen: een hogedruktransportnet (hoofdtransport leidingnet, HTL) en een middendruktransportnet (regionaal transportleidingnet, RTL). In totaal gaat het om ruim 12.000 km aan leidingen, waarvan ongeveer de helft in het HTL en de andere helft in het RTL.

De focus binnen deze verkenning ligt op het HTL. Daar bevinden zich de grootste gasstromen en de meeste dynamiek van het gastransportsysteem. In het HTL komen de grote import- en exportstromen, de industriële vraag, het afwisselend zenden en vullen van bergingen en het mengen van verschillende gaskwaliteiten samen. Het HTL kenmerkt zich door:

- lange leidingen met grote diameters tot 48”;
- compressoren voor het opvoeren van de druk;
- mengstations voor het converteren van hoog- naar laagcalorisch gas met stikstof;
- meet- en regelstations om de druk te verlagen naar ca. 43,5 bar t.b.v. het RTL-net, en de typerende gaslucht toe te voegen.

Het RTL heeft een heel ander karakter; het vervoert kleinere gasstromen over meestal enkele kilometers vanaf het HTL naar de netgebruikers. De leidingen van het RTL hebben kleinere diameters, typisch 4” tot 20”, en compressoren zijn niet nodig, gezien de beperkte transportafstand.

Het HTL is onderverdeeld in twee deelnetten: een voor transport van hoogcalorisch gas (H-gas) en een voor laagcalorisch gas (G-gas). Hoogcalorisch gas kan op enkele punten in het systeem worden omgezet naar laagcalorisch gas (conversie). Dit gebeurt door hoog- en laagcalorisch gas te mengen of door aan hoogcalorisch gas stikstof toe te voegen. Afhankelijk van de omstandigheden (zomer/winter, dag/nacht) en de combinatie van aanbod en vraag, stromen er allerlei gaskwaliteiten gelijktijdig door het systeem.

Het huidige netwerk staat beschreven in bijlage E1.

6.2.2 Netwerkontwikkelingen tot 2035

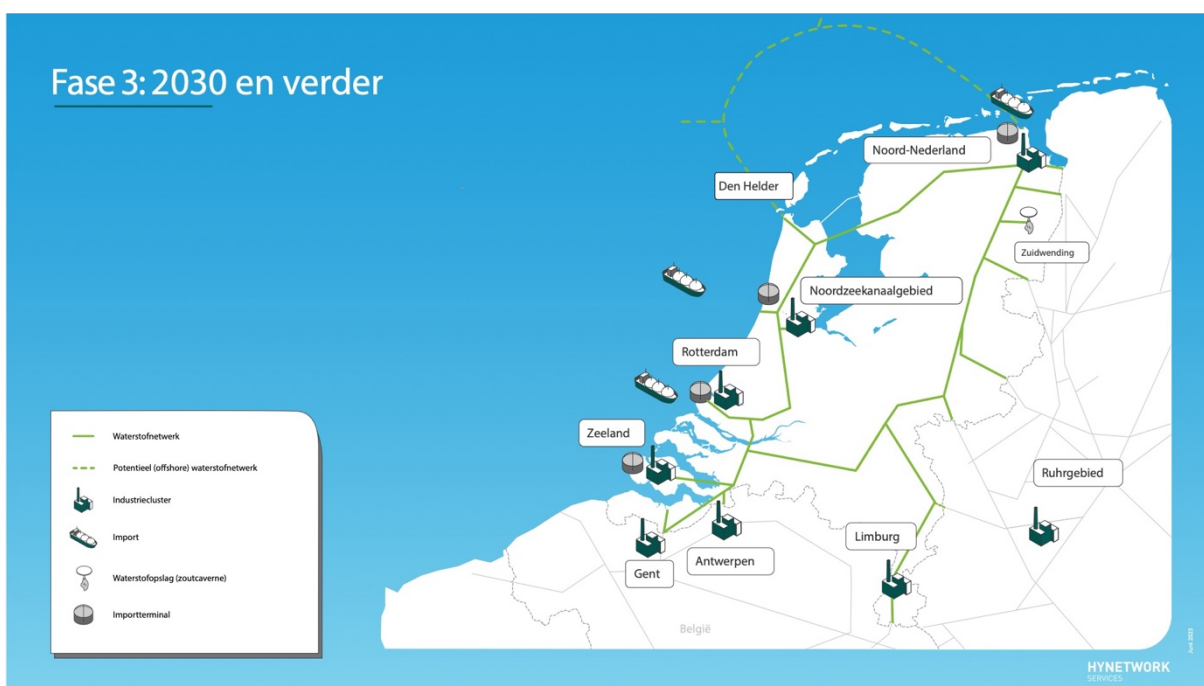
Gasunie bereidt een landelijk waterstoftransportnet voor, dat al voor 2030 operationeel is. Dit transportnet volgt de ontwikkeling van vraag en aanbod in de markt: van verbindingen bij en tussen grote industriële clusters, naar

¹⁹ <https://www.hynetwork.nl/over-hynetwork-services/uitrolplan>

landelijke verbindingen en naar waterstofopslag in het noorden van het land. Conform het zogenoemde uitrolplan komen dit waterstoftransportnet en deze waterstofopslag in de periode van 2023 tot 2030 gefaseerd beschikbaar.

Voor een landelijk dekkend waterstoftransportnet kunnen grotendeels (circa 70%) bestaande leidingen worden ingezet; circa 30% moet worden aangelegd als nieuwe waterstoftransportleidingen. Het verbindende netwerk in 2030 meet ruim 1.100 km, voorziet ook in internationaal transport naar Duitsland (richting Ruhrgebied en Hamburg), België (Antwerpen) en kan verbonden worden met grootschalige productie en offshore transportleidingen voor waterstof tot ver in de Noordzee. Zie Figuur 32 voor een indruk.

Op dit moment is nog niet precies duidelijk hoeveel en welke aansluitleidingen er nodig zijn om kleinere industrieën ('cluster 6') en andere sectoren aan het waterstoftransportnet aan te sluiten. Het uitrolplan voor waterstof naar de regio moet nog worden gemaakt. Hiervoor is het EZK-programma HyRegions in de steigers gezet. Gasunie en de regionale netbeheerders zijn hierbij aangesloten via Netbeheer Nederland.



Figuur 32: Schets van het waterstofnetwerk rond 2030 (conform uitrolplan)

Het ontwerp van het landelijke waterstoftransportnet voorziet in 10-15 GW transportcapaciteit in 2030, dat daarna verder oploopt. Zie bijlage E2 voor een verdere beschrijving van de voorziene netwerkontwikkelingen tot 2035.

De afwegingen in de capaciteitsplanning van het gastransportnetwerk zullen steeds belangrijker worden. Dat geldt met name in de transitiefase, waarin bepaald wordt wanneer een 'klassieke aardgasleiding' overgezet kan worden naar een andere gassoort. Doordat de vraag naar aardgas afneemt en de hoeveelheden groengas beperkt blijven, nemen de benodigde transportvolumes af en kan het waterstoftransportnet tot 2030 zonder knelpunten voor (aard)gas gerealiseerd worden en richting 2050 naar behoefte verder worden uitgebouwd.

6.3 Knelpunten en oplossingsrichtingen 2050 voor methaan- en waterstofleidingen

6.3.1 Hogedruknet – HTL

Vanwege de verwachte ontwikkelingen voor waterstof bestaat de knelpuntenanalyse voor het HTL uit twee delen: een voor het (aard)gasnet en een voor het waterstofnet. Een belangrijk uitgangspunt is dat voor beide netten zoveel mogelijk gebruik gemaakt kan worden van bestaande gastransportleidingen. Uit onderzoek door DNV GL in 2017²⁰ blijkt dat vrijwel alle leidingen van het landelijk gastransportnetwerk geschikt te maken zijn voor waterstoftransport.

De methode waarmee de capaciteitsconsequenties voor de netwerken zijn bepaald, is beschreven in bijlage E3.

Er is sprake van een knelpunt als in een transportsituatie niet voldaan kan worden aan de druk- en kwaliteitseisen. Berekeningen laten zien dat knelpunten voorkomen in alle vier scenario's en in beide netten, wanneer de scenario's doorgerekend worden met de netwerken zoals voorzien in 2035. Afhankelijk van het scenario wordt met behulp van een vooraf gedefinieerde oplossingsstrategie, bepaald wat de omvang van het netwerk moet zijn om de transportsenario's te kunnen accommoderen.

Vaak is niet slechts één oplossingsrichting mogelijk, maar zijn er verschillende mogelijkheden om tot een passend netwerk te komen. Het leggen van additionele leidingen is bijvoorbeeld deels uitwisselbaar met het inzetten van compressie om tot een passend netwerk te komen. De gekozen maatregelen zijn dus mogelijke configuraties van de netwerken in 2050. Deze studie is verkennend van aard en de diepgang van de doorrekening en de gevonden oplossingen passen daarbij. De nadruk ligt op mogelijke knelpunten op de hoofdroutes.

De eerste stap in de oplossingsstrategie om knelpunten in het waterstofnetwerk op te lossen, is het omzetten van (aard)gasleidingen die in 2035 nog in gebruik zijn. Maar wel: mits dit omzetten geen nieuwe knelpunten in het methaannetwerk introduceert. Op veel tracés van het netwerk van Gasunie liggen meerdere leidingen naast elkaar. Een leidingwissel is vaak met een relatief kleine investering te realiseren, bijvoorbeeld aanleg van een extra koppeling en een schoonmaakoperatie. Omdat de scenario's hoekpunten beschrijven, zullen er verschillende maatregelen nodig zijn in de verschillende scenario's. Het startpunt is voor elk scenario gelijk, het eindpunt is verschillend.

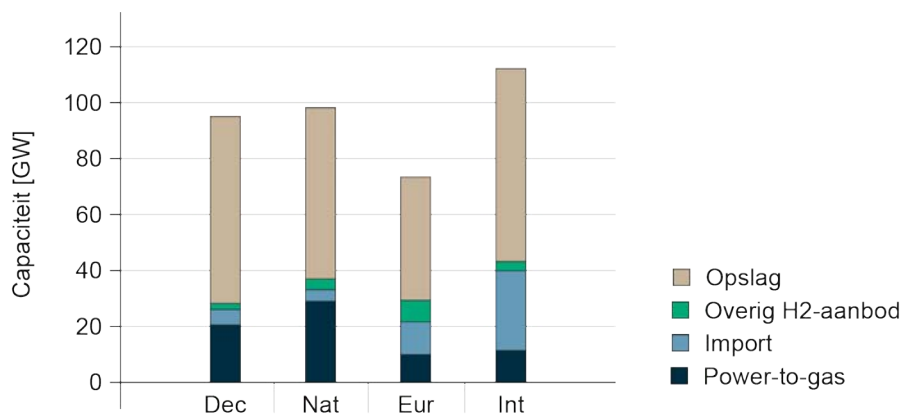
Waar hergebruik van leidingen niet tot volledige oplossing van de knelpunten leidt, zijn andere oplossingsrichtingen gedefinieerd. Deze oplossingsrichtingen zijn voor waterstof: inzet van compressie en aanleg van nieuwe, parallelle, leidingen. Nieuwe leidingen worden parallel aan bestaande leidingen aangelegd omdat dit vaak tracés zijn uit de Structuurvisie Buisleidingen, waarmee er ruimte voor de leidingen beschikbaar is.

De gekozen oplossingsrichtingen voor het oplossen van knelpunten leiden tot een waterstofnetwerk dat er op de kaart ongeveer net zo uit ziet als het bestaande HTL-netwerk. Er worden immers bestaande (aard)gasleidingen hergebruikt of nieuwe leidingen parallel daaraan aangelegd.

6.3.1.1 Resultaten waterstofnetwerk

In figuur 33 zijn de capaciteiten van het aanbod voor waterstof voor de verschillende scenario's te zien. In het scenario Internationale handel is de capaciteit het grootst, in het scenario Europese integratie het kleinst. De transportcapaciteiten van/naar de opslag zijn relatief groot (zie figuur 33).

²⁰ "Verkenning waterstofinfrastructuur", DNV GL rapport OGNL.151886, Rev. 2, november 2017

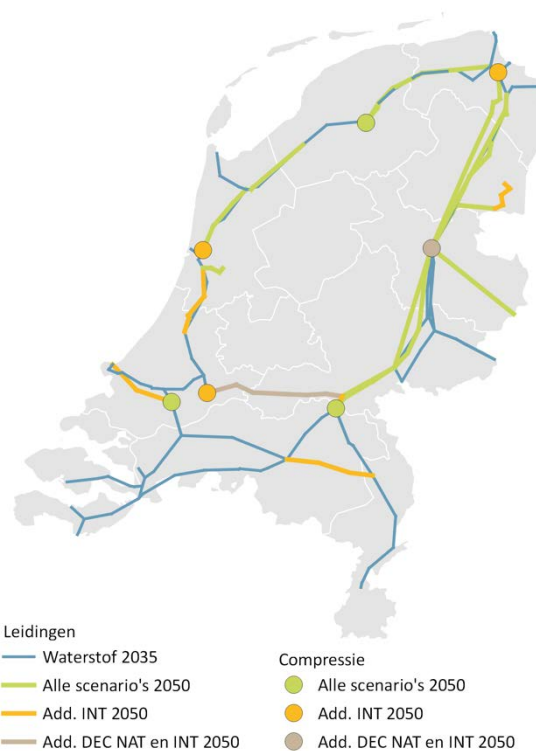


Figuur 33: Aanbodcapaciteit van waterstof in de 4 scenario's van II3050-editie 2, in 2050

In figuur 34 is het startnetwerk - qua hoofdroutes - voor waterstof weergegeven. Dit is het beoogde netwerk in 2035.



Figuur 34: Waterstofnetwerk 2035



Figuur 35: Waterstofnetwerk 2050

In figuur 35 is het waterstofnetwerk - qua hoofdroutes - weergegeven zoals het in 2050 er uit zou kunnen zien. In lichtgroen zijn de tracés weergegeven die in alle hoofdscenario's verzaamd moeten worden. Veel tracés moeten in alle scenario's verzaamd worden, met name aan de oostkant van het land en een additionele oost-west verbinding door het IJsselmeer. Het scenario Europese integratie vraagt de minste verzwaringen in het waterstofnetwerk. Het tracé door de Betuwe is in dit scenario niet nodig, terwijl dit tracé in de overige scenario's

wel noodzakelijk is (in bruin weergegeven). Het scenario Internationale handel vraagt de meeste verzwaringen in het waterstofnetwerk. In geel zijn de tracés weergegeven die alleen in dit scenario nodig zijn. Wanneer lichtgroene, bruine of gele tracés weergegeven zijn naast tracés die al in het startnetwerk van 2035 beschikbaar zijn, betekent dit dat de capaciteit op deze tracés vergroot moet worden.

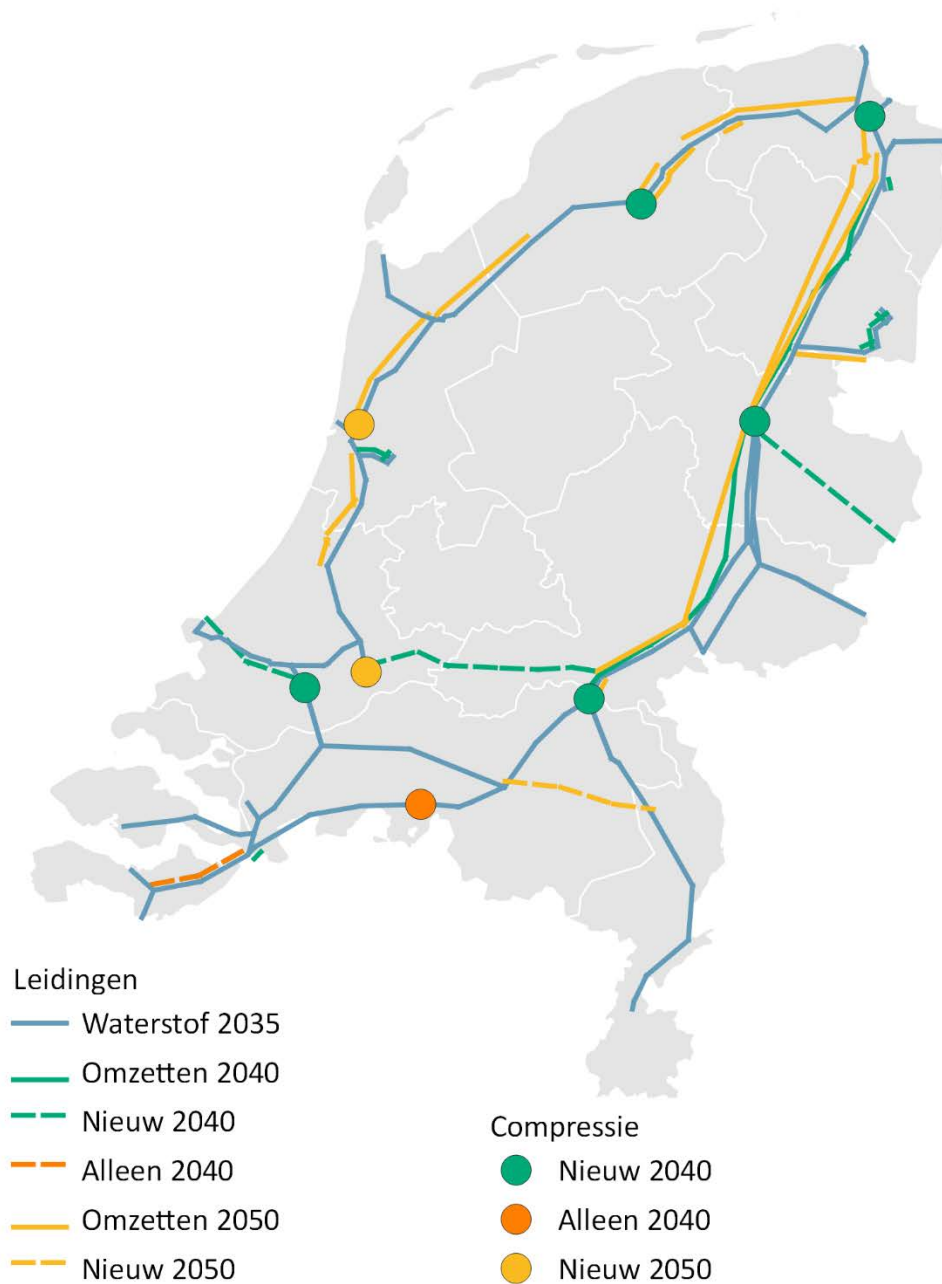
In figuur 35 zijn op diverse locaties stippen te zien. Deze stippen representeren de locaties waarop compressie noodzakelijk is. De lichtgroene locaties zijn in alle scenario's nodig, de bruine locatie is nodig in alle scenario's behalve in het scenario Europese integratie en op de gele locaties is alleen in het scenario Internationale handel compressie noodzakelijk.

6.3.1.2 Transitiepad 2040-2050

In figuur 36 is voor scenario Internationale handel nader uitgewerkt welke tracés bestaan uit omgezette leidingen en welke tracés bestaan uit nieuwe leidingen. Dit scenario vraagt namelijk het meest uitgebreide waterstofnetwerk – de overige scenario's vallen daarbinnen. De gestippelde lijnen zijn nieuw te bouwen tracés en de doorgetrokken lijnen zijn om te zetten methaanleidingen.

Ook is in de figuur het ontwikkelpad weergegeven: welke tracés al in 2040 verzwaard moeten zijn en welke tracés daarna in 2050 nog verder verzwaard moeten worden. De groene lijnen zijn in 2040 noodzakelijk, de gele additioneel in 2050.

In elk scenario is ongeveer 750 km aan omzettingen nodig. Er is heel weinig variatie tussen de scenario's, als gevolg van beperkte variatie in benodigde transportcapaciteit. Bovendien hebben om te zetten bestaande leidingen vaak een grote diameter, waardoor ze in de meeste scenario's overgedimensioneerd kunnen zijn. In het scenario Internationale handel is een additionele omzetting van ca. 50 km nodig. Van het totaal aan omzettingen is in 2040 al ca. 200 km nodig. In het scenario Europese integratie 130 km.



Figuur 36: Ontwikkelrichting scenario Internationale Handel

De meeste omzettingen van noord naar zuid zijn nodig aan de oostkant van het land. Dit is ook het tracé waarop de meeste leidingen beschikbaar zijn, vanwege de voormalige afvoer vanuit het Groningenveld zuidwaarts. De meeste zoutformaties en dus het grootste potentieel voor waterstofopslag bevindt zich aan de oostkant van het land. Dat leidt tot grote capaciteiten die naar het oosten aan- en afgevoerd moeten kunnen worden. Wanneer opslag uiteindelijk elders in het land wordt gerealiseerd, moet opnieuw beoordeeld worden wat de impact op het netwerk zou zijn.

In elk scenario zijn in het doorgaande netwerk naast omgezette aardgasleidingen ook nieuwe waterstofleidingen nodig. Afhankelijk van het scenario gaat het om maximaal 250 km.

Voor aftakkingen van het doorgaande netwerk is een algemene conclusie over het benodigde aantal kilometers uit deze analyse niet te trekken. Omdat het waterstofnetwerk nog niet is gerealiseerd, worden buurten in de berekening (fictief) gekoppeld via de kortste afstand tot het waterstofnetwerk (zie bijlage E3). Dit heeft tot gevolg dat geen inzicht verkregen wordt in de werkelijk benodigde aansluitleidingen. Slechts benodigde verzwaringen op de in 2035 verwachte tracés worden op deze wijze getoetst.

Behalve leidingen is er ook compressie nodig in het waterstofnet. Met behulp van dezelfde kleuren als de te verzwaren tracés is in figuur 36, voor ontwikkelpad Internationale handel weergegeven op welke locaties in 2040 compressie noodzakelijk is (groene stippen) en op welke locaties additioneel in 2050 compressie noodzakelijk is (gele stippen). Op één locatie, Noord-Brabant, is in de scenario's wel compressie noodzakelijk in 2040 en niet langer in 2050 (oranje stip). Dit heeft te maken met de in 2040 hoger veronderstelde export richting België.

Op de meeste locaties moet de compressie in meerdere richtingen ingezet kunnen worden. Daarom moeten bij de aanleg van compressorstations veel schakelmogelijkheden gecreëerd worden.

6.3.1.2 Waterstofnetwerk op zee

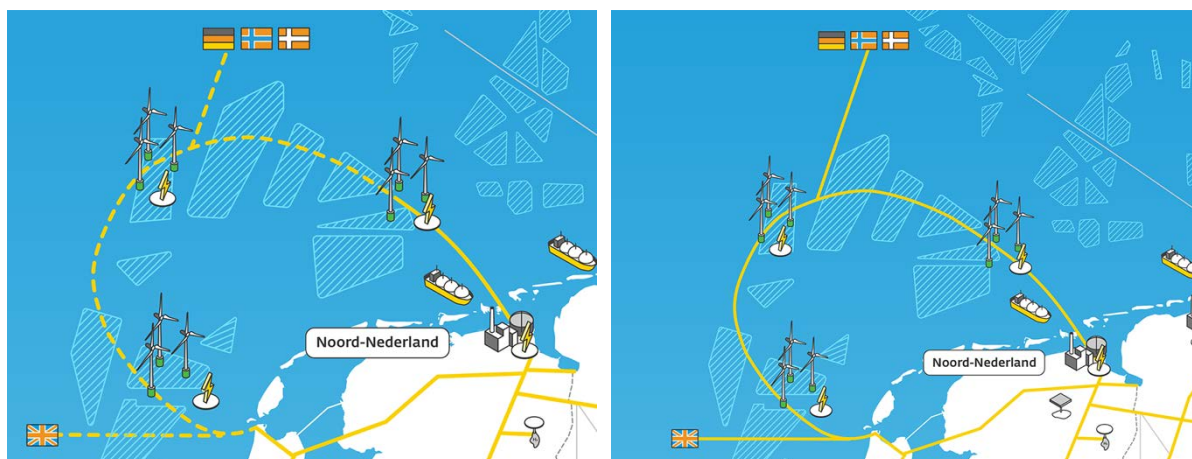
Een deel van de waterstof zal in de toekomst op zee worden geproduceerd. In het scenario Nationaal leiderschap gaat het in 2050 om 20 GW elektrisch vermogen dat op platformen of eilanden wordt omgezet. De via elektrolyse geproduceerde 14 GW moet via buisleidingen aan land worden gebracht. Naast deze waterstof uit 'dedicated' elektrolyse wordt ook waterstof geproduceerd uit 'hybride' aangesloten windparken – dus met aanlanding van zowel elektriciteit als waterstof. Hoe de verdeling van de aanlanding over elektriciteit en waterstof precies zal zijn, is nog onderwerp van onderzoek. Meer hierover in paragraaf 10.4.

Voor de aanlanding van de waterstof is een netwerk op zee nodig met aansluitingen op het waterstofnetwerk op land. Dit is overigens niet alleen het geval in het scenario Nationaal leiderschap, maar ook in de andere scenario's. De geproduceerde hoeveelheid waterstof is daarin wel kleiner – zo'n 6 GW uit dedicated elektrolyse, plus eventuele waterstof uit hybride aangesloten hubs in Decentrale initiatieven en Internationale handel. In het scenario Europese integratie is er alleen eventueel waterstofproductie uit hybride aangesloten hubs – waar evengoed een netwerk voor nodig is.

In principe zou de aanlanding net als bij elektriciteitskabels 'radiaal' kunnen worden uitgevoerd, dus met een eigen leiding vanaf elke elektrolysehub naar de kust, maar dat is niet efficiënt. De transportcapaciteit van een 36"-leiding, tamelijk gangbaar op zee, is al ca. 15 GW, afhankelijk van het gekozen drukregime. Een mogelijke efficiënte configuratie bestaat uit een ringleiding die langs alle grote elektrolysehubs loopt en aanlandt op twee plaatsen aan de kust. Zo'n leiding kan de capaciteit van meerdere productielocaties aanlanden. De capaciteit kan verder worden vergroot door compressie te installeren of een tweede, parallelle leiding te leggen.

Met twee aanlandingslocaties wordt de transportzekerheid groter. Voor de hand liggende aanlandingsplaatsen zijn de Eemshaven en Den Helder. Daar landen al aardgasleidingen aan en is er naar verwachting ruimte voor een waterstofleiding, met goede verbindingen op het netwerk op land. Eventueel hergebruik van een deel van de bestaande offshore-aardgasleidingen wordt nog onderzocht.

De ontwikkeling van waterstofproductie op zee start rond 2030 met een tweetal pilots. De totale omvang hiervan is 600 MW. Het ontwikkelpad voor het waterstofnetwerk op zee is geschetst in Figuur 37.



Figuur 37: Waterstofleidingen op zee in 2030 en 2050. Doorgetrokken: gerealiseerd, gestippeld: geprojecteerd

6.3.1.4 Resultaten methaannetwerk

Het huidige netwerk voor (aard)gastransport is passend bij de capaciteitsbehoefte van de markt. Naar de toekomst toe wordt de behoefte aan transportcapaciteit in (groen)gas steeds minder. Het methaannetwerk kan daarom kleiner worden.

In deze verkenning is – en dat is nieuw - rekening gehouden met de huidige gaskwaliteiten in de capaciteitsanalyse: uitgangspunt is dat netwerkpunten die nu met laagcalorisch gas beleverd worden, ook in 2050 met laagcalorisch gas beleverd worden, en analoog voor hoogcalorisch gas. De vraag of er in de periode tot 2050 voldoende leidingcapaciteit in het methaannetwerk vrijgespeeld kan worden, is dus onderzocht met als gegeven dat de twee gaskwaliteiten gehandhaafd blijven.

Per scenario is onderzocht welke leidingen, op tracés waarin meerdere leidingen van het methaannetwerk parallel liggen, ingezet zouden kunnen worden in het waterstofnetwerk. Waarbij nog steeds voldaan wordt aan de capaciteitsbehoefte in het methaannetwerk. Als gevolg van omzettingen wordt het methaannetwerk kleiner. De in 2050 om te zetten leidingen naar waterstof in het scenario Internationale handel (meeste omzettingen) zijn in groen weergegeven in figuur 38.



Figuur 38: Methaannetwerk en omzettingen in scenario *Internationale handel in 2050*

De mate waarin de verschillende gaskwaliteiten gemengd kunnen worden is beperkt, vanwege de toegestane bandbreedtes in kwaliteit. In het scenario *Decentrale initiatieven en Europese integratie* kunnen situaties ontstaan waarin de mengruimte te klein is, waardoor er een overschot aan laagcalorisch gas ontstaat en een tekort aan hoogcalorisch gas. Daarnaast is de kwaliteit van groengas maar in beperkte mate te sturen. Om in 2050 zowel hoog- als laagcalorisch gas te kunnen transporteren, moeten er dus ook mogelijkheden gecreëerd worden om beide kwaliteiten gas te kunnen mengen.

Lokaal geproduceerd groengas dat terechtkomt in het hogedruktransportnet brengt nog een andere uitdaging met zich mee. Omdat de samenstelling van groengas afwijkt (o.a. zuurstofgehalte, lokaal toegevoegd odorant) moeten maatregelen genomen worden ten behoeve van gebruikers en voor injectie in de bestaande gasbergingen.

6.3.2 Middendruknet – RTL

Een algemene beschouwing over het RTL-netwerk staat in bijlage E1. In deze verkenning is geen kwantitatieve capaciteitsanalyse van het RTL-netwerk uitgevoerd. Omzetting van delen van het RTL naar waterstof is in veel situaties mogelijk, maar altijd met maatwerk per gebied en afhankelijk van voldoende coördinatie en samenwerking tussen alle belanghebbenden. Het RTL en de RNB-netwerken hebben vele schakelmogelijkheden om tot oplossingen te kunnen komen bij de 'verdeelpuzzel' van methaan en waterstof die kan ontstaan (zie ook Hoofdstuk 8 en bijlage F).

Naast inzetten van leidingen in het methaannetwerk voor waterstof, kunnen leidingen ook ingezet worden als lage druk (ca. 8 bar) verzamelleiding voor groengas - zoals op dit moment HTL-leidingen in Friesland en Drenthe in voorbereiding zijn. De steeds grotere hoeveelheid groengas die in het methaannetwerk van de RNB's ingevoerd moet worden (zie 8.2.1), leidt ook tot het herinrichten van het landelijk methaannetwerk. Vanwege de onbalans in vraag en aanbod van groengas, met in de zomer overschot en in de winter een tekort, kunnen bijvoorbeeld delen van het RTL-netwerk gekoppeld worden om daarmee een grotere markt te kunnen bedienen met groengas. Ook kunnen RTL- of HTL-leidingen die niet langer nodig zijn in het aardgastransport hergebruikt worden als koppel-, of verzamelleiding voor groengas om hiermee het aantal benodigde boosters (zie 8.4.2) te verminderen. Wanneer later in de tijd (vanaf 2035) waterstof in de gebouwde omgeving doordringt, zal dit wellicht leiden tot opnieuw een herinrichting van het RTL om juist delen van de markt te kunnen separeren voor beleving met waterstof.

6.4 Ontwikkelingen voor opslag van waterstof en (aard)gas

6.4.1 Operationele opslag en strategische opslag

Een belangrijk aspect van het energiesysteem van de toekomst is energieopslag. Een deel van de onbalans door variaties in energieopwek en -gebruik kan worden afgedekt door batterijen in te zetten. Maar het grootste deel van de opslag, onder meer ten behoeve van seizoenvariaties, zal moeten plaatsvinden in de vorm van moleculen.

Verkennde berekeningen voor opslag zijn uitgevoerd voor de momenten 2030, 2035, 2040 en 2050.

De scenario's voor 2030 en 2035 zijn overgenomen uit het IP: Nationale Drijfveren (ND), Klimaatambitie (KA) en Internationale Ambitie (IA). Deze scenario's sluiten aan op die van II3050-editie 2, waardoor er over de tijd gezien een aansluitend geheel ontstaat.

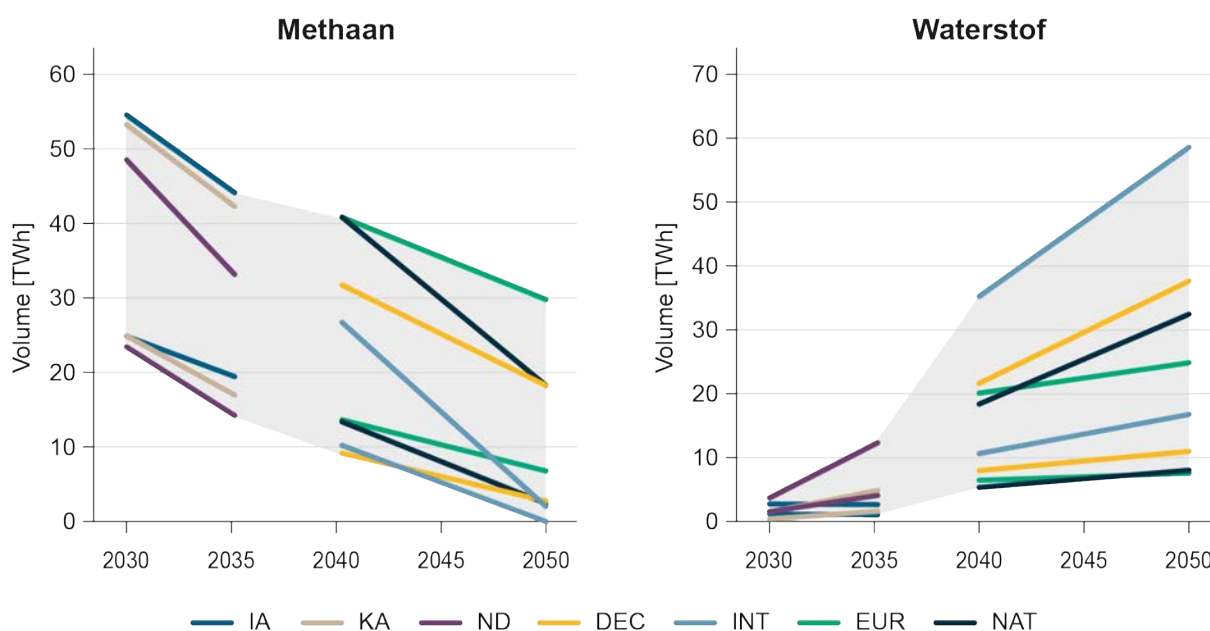
Naast de benodigde opslag voor het in balans brengen van het waterstofsysteem, de 'operationele' opslag, is ook gekeken naar de omvang van eventueel in te richten strategische opslag voor gassen zoals methaan en waterstof. De onbalans van vraag en aanbod is van jaar tot jaar verschillend. De basisberekeningen per scenario zijn gedaan voor een 'normaal' weerjaar in termen van wind, zonneschijn en temperatuur. In een 'zwaar' weerjaar – met een lagere energieproductie door minder wind of zonneschijn, een hogere warmtevraag door lagere temperaturen of een combinatie van beide – zal de benodigde hoeveelheid opslag anders zijn. De uitkomsten zoals hier weergegeven zijn gebaseerd op de weersomstandigheden van de jaren 1990 tot en met 2019.

Een uitbreiding op dit principe is dat jaren met een misoogst van zon en wind ook opeenvolgend kunnen voorkomen. Het eerste zware jaar leidt er dan toe, dat de bergingen al leeg zijn, terwijl er in het direct volgende zware jaar weer een groot beroep op opslag gedaan wordt. Als het niet lukt om de bergingen na het eerste zware jaar volledig te vullen, is extra 'strategische' opslag nodig om ook de volgende winter(s) door te komen. Belangrijke andere reden die pleit voor een strategische gasvoorraad: kunnen opvangen van het gedeeltelijk wegvallen van import vanwege geopolitieke wendingen.

6.4.2 Resultaten

Behoeftte aan opslag in de scenario's

De resultaten voor methaan en waterstof voor de periode 2030-2050 voor de verschillende scenario's en weerjaren (alle weerjaren tussen 1990 en 2019) zijn weergegeven in onderstaande grafieken. Van elk scenario is de bovengrens en de ondergrens weergegeven met lijnen in corresponderende kleuren. De totale bandbreedte is weergegeven door het grijze vlak.²¹



Figuur 39: Opslagbehoefte voor de periode 2030-2050 voor de verschillende scenario's van het IP en II3050 voor weerjaren tussen 1990 en 2019.

Voor methaanopslag is te zien dat de behoefte over de jaren heen afneemt, maar dat er in 2050 nog een behoefte van maximaal ca. 30 TWh overblijft, afhankelijk van het scenario. Voor waterstof neemt, zoals verwacht, de opslagbehoefte toe tot maximaal ca. 60 TWh in 2050.

Seizoens- en flexibele opslag

De grootschalige opslagbehoefte kan worden ingevuld door ondergrondse opslag te realiseren in zoutcavernes, gasvelden en aquifers. De technologie van waterstofopslag in cavernes is verder ontwikkeld dan de opslag van pure waterstof in gasvelden en aquifers. Een intensief, Europees-breed onderzoekstraject is inmiddels gestart om te onderzoeken of opslag in gasvelden en/of aquifers technisch en economisch haalbaar is. Daarbij wordt bijvoorbeeld gekeken naar de integriteit van de opslag en het verwijderen van onzuiverheden uit de terug geproduceerde waterstof.

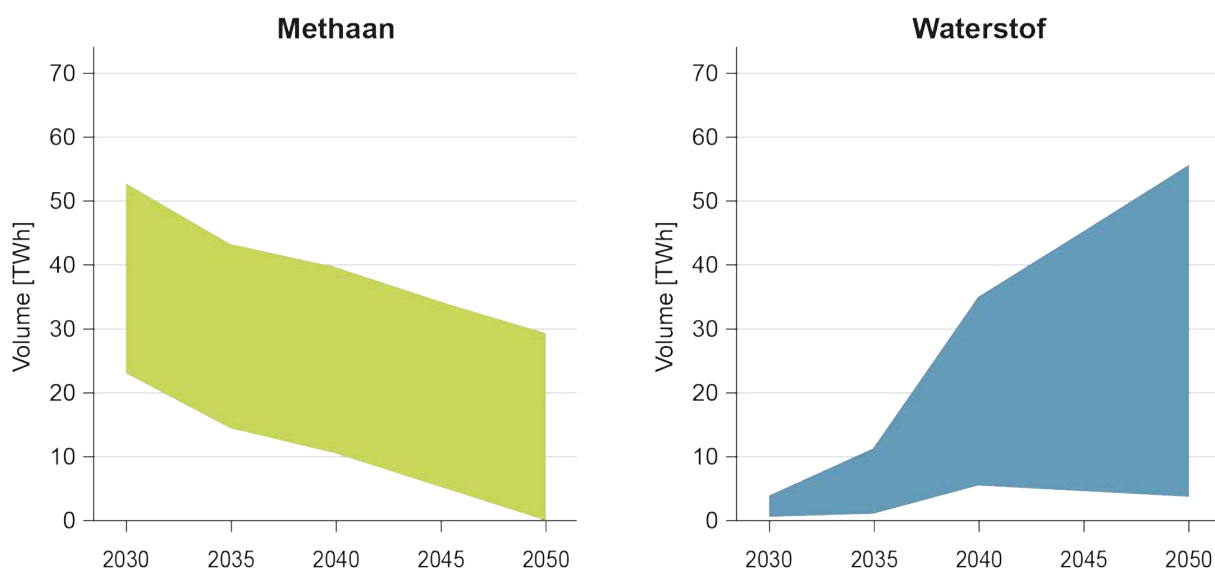
Door onderscheid te maken tussen de manieren van inzet kan een inschatting gemaakt worden hoeveel cavernes minimaal benodigd zijn, en hoeveel opslag in gasvelden kan worden gerealiseerd. Zonder gebruik van andere vormen van opslag zijn er tot maximaal 275 cavernes nodig. Hierbij is uitgegaan voor methaan van 0,75 TWh per caverne en voor waterstof van 0,25 TWh per caverne.

²¹ De opslagvolumes voor methaan en waterstof zijn op basis van calorische onderwaarde en onder de aanname dat de interactie met buurlanden via jaarlijks constante import- en exportstromen loopt

TNO en EBN hebben aangegeven²² dat er in de praktijk tot 2050 maximaal ca. 60 cavernes kunnen worden aangelegd. Hoewel er ook over de grens, in Duitsland, mogelijkheden zijn voor caverneopslag, ligt het voor de hand om naast waterstofopslag in zoutcavernes ook waterstof opslag in (lege) gasvelden en/of aquifers te ontwikkelen. Voor methaanopslag gebeurt dit al. Om een eerste indruk te krijgen, is voor zowel methaan als waterstof een splitsing gemaakt tussen:

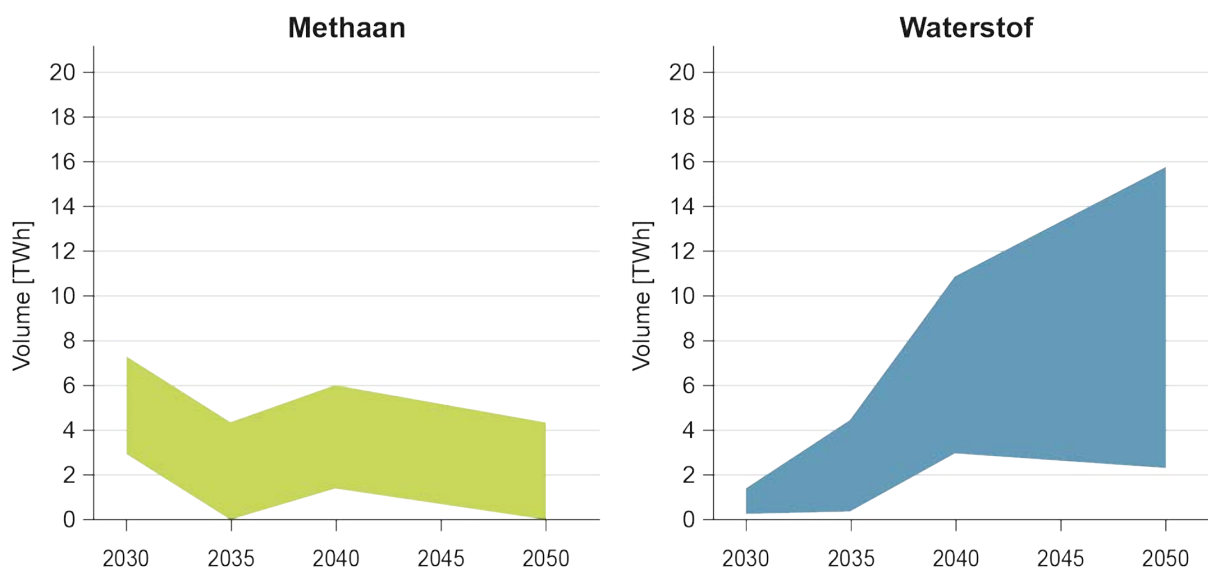
- opslag met een seizoenskarakter - wat zich goed leent voor opslag in bijvoorbeeld een gasveld, als periode is voor deze analyse 30 dagen gekozen;
- en opslag met een hoog-flexibel karakter, waar een caverne meer geschikt voor is.

Neveneffect van het splitsen van de opslagbehoefte over twee typen opslag met verschillend karakter - traag en snel - is wel dat de opslagefficiëntie afneemt, oftewel de totale behoefte aan opslagvolume neemt toe. Dit is te verklaren doordat de verschillende bergingen een deel van de tijd tegengesteld zullen functioneren. Het ene type berging zendt en gelijktijdig vult het andere type berging.



Figuur 40: Resultaten voor seizoensopslag

²² Whitepaper "Ondergrondse energieopslag", link: <https://www.ebn.nl/feiten-en-cijfers/kennisbank/ondergrondse-energieopslag-noodzakelijk-voor-toekomstig-energiesysteem/>



Figuur 41: Resultaten voor caveerne-opslag

Ondanks de nog steeds grote behoefte aan cavernes richting 2050 is het benodigde aantal t.o.v. de eerdere berekening afgenomen van maximaal ca. 275 naar maximaal ca. 70 in 2050, 50 in 2040 en 15 in 2030, voorwaterstof en methaan samen. Dit is onder de aanname dat de resterende volumes in lege gasvelden - bestaande gasbergingen - een plek vindt.

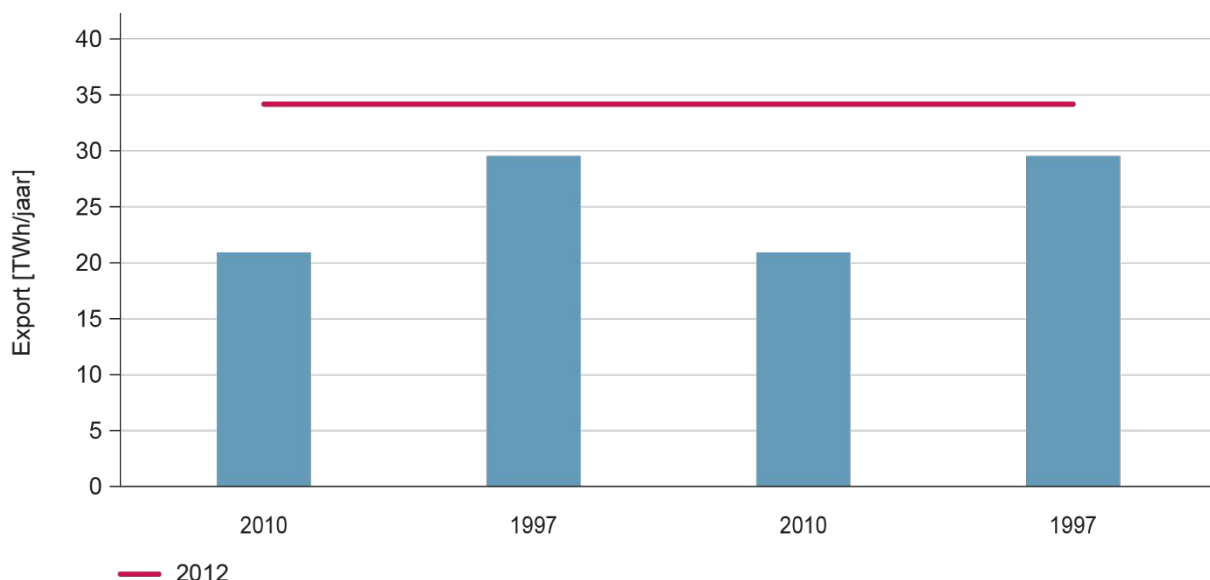
Alternatieve bronnen van flexibiliteit

Een deel van de onbalans door variaties in energieopwek en -gebruik kan worden afgedekt door intrinsiek aanwezige flexibiliteit in de systeemmiddelen. Zoals het gebruik van bovengrondse tanks, op- en afregelcapaciteit in productietreinen voor synthetische brandstoffen en in ammoniakkraakinstallaties. De hoeveelheid in het systeem aanwezige flexibiliteit is sterk afhankelijk van het scenario dat zich voltrekt en kan zo groot zijn - tot maximaal 38 TWh - dat het van invloed is op de afgeschatte benodigde ondergrondse capaciteit voor energieopslag.

Strategische opslag - waterstof

Jaren met een misoogst van zon en wind kunnen opeenvolgend voorkomen. Om dit scenario te kunnen opvangen is additionele opslag van waterstof nodig. In dit onderdeel wordt voor waterstof in 2040 gekeken naar een periode van vier jaren, met achtereenvolgens een koud jaar, een jaar met misoogst van zonne- en windstroom, weer een koud jaar en nog een jaar met misoogst. Voor het koude jaar zijn de weersomstandigheden van 2010 genomen, voor het jaar met misoogsten de weersomstandigheden van 1997. Echter, de standaard dataset is zodanig opgebouwd dat een eventuele onbalans veroorzaakt door hoge afzet door een koud jaar, of laag aanbod door misoogst, automatisch gecompenseerd wordt door een aangepaste import of export, zodat er nooit een tekort aan energie ontstaat. Door deze 'automatische compensatie' van de extra energiebehoefte door de aangepaste import of export zal er nooit een tekort aan waterstof ontstaan. De vraag is of dit altijd realistisch is. Immers, als het koud is in Nederland of als er is sprake van een lage opbrengst uit wind of zon, is het reëel dat dit ook speelt in de omringende landen. Daarom wordt er hier voor de berekeningen van uitgegaan dat import/export op een niveau ligt passend bij een gemiddeld jaar (2012). Het verschil tussen de import/export behorend bij het 'gemiddelde jaar' en de benodigde import/export om de vier gedefinieerde 'zwarte jaren' te balanceren, is een maat voor de benodigde strategische opslag.

Als voorbeeld wordt hier gekeken naar 2040 in het scenario Decentrale initiatieven (DEC). In het scenario is sprake van een variërende export om de balans te handhaven tussen vraag en aanbod. De exportniveaus zien er voor de vier genoemde zware jaren en voor het gemiddeld jaar 2012 als volgt uit:



Figuur 42: Balancerend exportniveau als functie van het weerprofiel in 2040 Decentrale initiatieven.

De grafiek toont dat de exportniveaus voor de vier zware jaren lager liggen dan voor het gemiddelde jaar. Wanneer het niveau behorende bij het gemiddelde jaar als realistisch wordt beschouwd, is er dus in geval van de zware jaren een tekort. Het verschil tussen de rode lijn en een blauwe balk geeft het tekort op dagbasis weer. Het totale tekort over de vier zware jaren bedraagt voor dit scenario ca. 35 TWh. Voor de andere drie scenario's (INT, EUR en NAT) bedraagt dit tekort respectievelijk 59, 35 en 40 TWh. Wanneer uitgegaan wordt van de hier gekozen uitgangspunten, zou de strategische reserve afhankelijk van het scenario dus tussen de 35 en 59 TWh moeten liggen.

6.5 Varianten op de scenario's

Er zijn varianten op de vier basisscenario's onderzocht, kwalitatief en kwantitatief. Een algemene conclusie is dat het waterstoftracé richting België via Zeeland maximaal benut wordt in de basisscenario's. Wanneer een variant leidt tot een grotere exportcapaciteit richting België, is er verzwaring op dit tracé nodig in de vorm van additionele leidingcapaciteit of compressie.

6.5.1 Synthetische brandstoffen

De in het scenario veronderstelde productie van synthetische brandstoffen in Nederland heeft gevolgen voor onder andere de vraag naar waterstof (zie 2.3.2). Voor de scenario's Nationaal leiderschap en Europese integratie zijn de netwerkconsequenties bepaald van twee uitersten: geen en hoge productie van synthetische brandstoffen. Met name het scenario Nationaal leiderschap met hoge productie van synthetische brandstoffen vraagt in het waterstofnetwerk additionele leidingverzwaringen (ca. 600 km nieuwbouw) en additionele

compressielocaties als gevolg van de veel hogere maximale transportcapaciteit door het netwerk, circa 50% meer ten opzichte van het basisscenario.

6.5.2 Transitio

Er is onderzocht welke gevolgen additionele waterstofstromen door Nederland hebben voor het benodigde waterstofnetwerk in het scenario Nationaal leiderschap. Dat zijn stromen vanaf de havens in Rotterdam, IJmond, Den Helder en Eemshaven naar België (circa 4 TWh) en Duitsland (circa 150 TWh). Naast een verzwaring richting België via Zeeland is een additionele compressielocatie nodig. De route naar België via Zeeland wordt in de basisscenario's al maximaal benut. Een kleine hoeveelheid extra transport bóvenop het scenario Nationaal leiderschap triggert daarom een investering. De route naar Duitsland heeft in de basisscenario's nog aanzienlijke transportruimte beschikbaar. Voor grote hoeveelheden extra transit naar Duitsland bóvenop het scenario Nationaal leiderschap volstaat een extra compressor.

6.5.3 Weerjaar 2010

Voor de basisscenario's Nationaal leiderschap en Internationale handel is onderzocht wat de gevolgen voor het benodigde transportnetwerk zijn, wanneer vraag en aanbod gebaseerd worden op weerjaar 2010 in plaats van een gemiddeld weerjaar (zie 4.2.6). Het jaar 2010 is het 'zwaarste' jaar van de huidige referentieperiode voor het klimaat (1990-2019), met een lange koude periode en met lage temperaturen die zorgen voor een hoge warmtevraag. Als weerjaar 2010 als basis voor de berekeningen wordt genomen in plaats van 2012, dan zijn in genoemde scenario's respectievelijk circa 90 en circa 150 km additionele leidingverzwaring – nieuwbouw – met additionele compressie nodig. De invloed van het gekozen weerjaar is dusdanig, dat conclusies gebaseerd op een enkel weerjaar slechts richtinggevend kunnen zijn.

6.5.4 Ammoniak en ammoniaktransport

Alle scenario's, met name Europese integratie en Internationale handel, gaan uit van import van waterstof. In welke vorm de waterstof Nederland in 2050 zal bereiken is niet precies te zeggen, maar het is vrij zeker dat een flink deel per schip zal worden geïmporteerd in de vorm van ammoniak (NH_3) of als vloeibare waterstof. Die is gekoeld en onder druk, of gebonden aan andere organische moleculen, zodat goed vervoerbare vloeistoffen ontstaan, liquid organic hydrogen carriers (LOHC). Er zijn afnemers die ammoniak als grondstof of brandstof gebruiken, zoals de kunstmestindustrie, internationale scheepvaart, elektriciteitscentrales. Daarvoor is waterstoftransport in de vorm van ammoniak interessant, omdat de geïmporteerde ammoniak dan niet omgezet hoeft te worden naar waterstof en vervolgens weer naar ammoniak. Hierdoor is er dus geen sprake van omzettingsverliezen. De potentiële ammoniakvraag is groot: in de scenario's neemt de kunstmestsector in 2050 10-15% van de waterstofvraag in; bij de centrales gaat het om 20-40%.

Er is nog niet veel ervaring mee, maar de consensus is wel dat grote stromen ammoniak op land het beste getransporteerd kunnen worden via afgeschermd buisleidingen door dunbevolkte gebieden. De ammoniak is daarbij vloeibaar is - op korte afstanden gekoeld en over lange afstanden onder hoge druk. Strenge veiligheidseisen vanwege gezondheidsrisico's en wetgeving beperken echter de mogelijkheden voor ammoniaktransport. Transportleidingen met een capaciteit van maximaal circa 1,5 GW lijken nog haalbaar. Locaties die bereikbaar zijn per schip of plaatsen waar lokale opslag met een ammoniaktank mogelijk is, helpen om de benodigde transportcapaciteit per buisleiding te verkleinen.

De kunstmestindustrie in Sluiskil in Zeeland is goed bereikbaar per schip. De locatie Chemelot in Limburg kan worden aangesloten op de import in de Rotterdamse haven via de leidingstrook van de Delta Rijn Corridor, waarbij een enkele leiding in elk geval tot 2030 voldoende lijkt, gegeven de eerste schatting van vraag en aanbod.

Omdat buisleidingtransport van ammoniak in eerste instantie beperkt lijkt (in Nederland tot ~1,5 GW), is de impact op het waterstofnetwerk gering. De capaciteiten van het waterstofnetwerk liggen een ordegrootte hoger.

Wanneer kraakinstallaties die ammoniak omzetten naar waterstof flexibel ingezet kunnen worden, zou dit kunnen leiden tot extra flexibiliteit en wellicht een lagere opslagbehoefte in het waterstofsysteem. Dit moet nog nader worden onderzocht.

Een nadere uitwerking van ammoniaktransport staat in bijlage E.

Hoofdstuk 7

Impact op de regionale infrastructuur elektriciteit

7.1 Conclusies en aanbevelingen

7.1.1 Conclusies

- Om de stijging van de piekbelasting, voor zowel opwek als afname, te faciliteren moet de infrastructuur voor de koppelstations minimaal verdubbelen, in scenario Internationale handel, tot verdrievoudigen, in scenario Decentrale initiatieven richting 2050.
- De regionale netbeheerder gaat in bijna iedere buurt aan de slag. Het laagspanningsnet moet met 20-30% aan kabels uitgebreid worden, daarnaast moet er 40-55% aan nieuwe MS/LS-transformatorstations bij komen. Ook het tussenliggende MS-net moet met 35-45% worden uitgebreid.
- Het meeste werk voor de capaciteitsuitbreidingen moet de komende 10 jaar verzet worden. In deze periode vindt naar verwachting de meeste groei plaats van opwek en elektrificatie van de vraag. Het zwaartepunt van de benodigde netverzwaringen is daarmee verder naar voren geschoven t.o.v. II3050-editie 1. Veel werkzaamheden moeten daarom dus eerder uitgevoerd worden. Dit is een gevolg van de verhoogde ambities voor CO₂-reductie, die doorgevoerd zijn in de nieuwe scenario's van II3050-editie 2 (de scenario's voor het IP2024 zijn fors omhoog bijgesteld t.o.v. IP2022).
- De verschillen in netimpact tussen de scenario's in 2050 zijn nu kleiner dan in II3050-editie 1. Dit is een gevolg van het netto-effect van de scenariokeuzes, waaronder verhoging van zon-op-dakvermogens en versterkte elektrificatie in alle scenario's.
- De aard en grootte van lokale knelpunten kan verschillen per scenario. Over het algemeen zijn knelpunten in stedelijke gebieden vaker afname gedreven en in landelijke gebieden vaker opwekgedreven.
- Door curtailment (50% tot 60%), ook wel het aftoppen van de zonnepiek met een kleinere omvormer t.o.v. geïnstalleerd zonnepanelenvermogen, worden de opwekpieken in het net minimaal gehalveerd in alle scenario's. Ondanks de toepassing van curtailment blijft opwek een bepalende factor voor een groot deel van de knelpunten, voor alle netvlakken en in alle scenario's. Curtailment heeft een klein effect op de energieopbrengst, maar een groot effect op de benodigde infrastructuur. Het beperkte verlies van de energieopbrengst (10-20%) vindt plaats op momenten met enorme overschotten aan opwek, waardoor deze energie vanuit systeemperspectief ook weinig waard is. Op dit moment wordt 50% curtailment al gestimuleerd vanuit subsidieregelingen (SDE++) voor grootschalige installaties. Voor kleinschalige installaties, waaronder zon-op-dak bij huishoudens, is er nog niet zo'n stimulerende maatregel.

- Flexibiliteitsbronnen, die ingezet worden voor de systeembalans, zorgen ervoor dat de totale afnamepiek op koppelpuntniveau minimaal anderhalf keer zo groot wordt, tenzij deze schaarsteneutraal aangesloten worden. Schaarsteneutraal aansluiten voorkomt dat flexibiliteitsbronnen de congestie verergeren. Voor de meeste stations houdt dit een beperking in voor flexibiliteitsbronnen van minder dan 200 uur per jaar. Als flexibiliteit niet schaarsteneutraal wordt aangesloten neemt de capaciteitsbehoefte in 2050 verder toe met een stijging van 40-75%.

7.1.2 Aanbevelingen

- Het daadwerkelijke infrastructurele ontwikkelpad wordt sterk beïnvloed door beperkte beschikbaarheid van benodigd personeel, benodigde materialen en door lange doorlooptijden van projecten. De omvang van deze maakbaarheidsproblematiek voor de komende 10 jaar is, de focus van het aankomende investeringsplan (IP2024). Pas na deze exercitie is er beter zicht op het werk dat doorschuift naar de periode na 2035, en kan beter inzicht gegeven worden in het verwachte ontwikkelpad.
- Om desinvesteringen te voorkomen en de maakbaarheid te verbeteren, moet significante curtailment van 50-60% tijdig - voor 2025 - geïmplementeerd worden. Dit geldt voor alle zoncategorieën, zon-op-veld en kleinschalige en grootschalige zon-op-dak. Tijdige implementatie is van belang omdat de groei op dit moment in de exponentiële fase zit. Het is in dat licht ook van maatschappelijk belang om de omgang met huidige klanten te bestuderen.
- Het schaarsteneutraal aansluiten van flexibiliteitsbronnen kan knelpunten voorkomen. Zo wordt er ook efficiënter gebruik gemaakt van de beschikbare infrastructuur. Inpassingskaders voor het schaarsteneutraal aansluiten van flexibiliteitsbronnen moeten zo snel mogelijk in de praktijk gebracht worden. Recentelijk is hiervoor een eerste stap gezet met het voorgestelde inpassingskader voor grootschalige batterijen vanuit Netbeheer Nederland.
- Doordat de grootte en aard van elk knelpunt varieert per scenario is het moeilijk om hierop effectief te handelen. Om zo efficiënt mogelijk te werk te kunnen gaan, is het van belang dat er voldoende sturing komt, en dat er kaders komen. In dit kader is ook het proces van integraal programmeren belangrijk, waarbij samen met stakeholders lokale en regionale plannen worden geconcretiseerd, ingepast en geprioriteerd. Zoals bijvoorbeeld het concretiseren van de Transitievisie Warmte (of Warmteprogramma, vanwege de invoering van de Omgevingswet) in een Wijkuitvoeringsplan, waarbij ook de benodigde ruimte voor netinfrastructuur wordt gereserveerd, zodat de netbeheerder voortvarend aan de slag kan in de wijk.

7.2 Regionale elektriciteitsnetten

De netten voor het transport en de distributie van elektriciteit²³ zijn historisch aangelegd om elektriciteit van grote, centrale productiecentrales te transporteren naar de elektriciteitsnetaansluiting van lokale eindgebruikers, zoals huishoudens of de industrie. Om dit mogelijk te maken, zijn elektriciteitsnetten op lokaal, regionaal en landelijk niveau met elkaar verbonden tot één gekoppeld elektriciteitsnet.

De ontwikkelingen in de energietransitie, waaronder de groei van hernieuwbare opwek, elektrisch vervoer, elektrificatie van de warmtevraag en de verduurzaming van de industrie, zorgen ervoor dat er grote aanpassingen

²³ Deze omschrijving is deels gebaseerd op het document “Basisinformatie over energie-infrastructuur” opgesteld voor de Regionale Energie Strategieën, uitgegeven door Netbeheer Nederland in oktober 2019.

plaats moeten vinden aan het regionale elektriciteitsnet. De ontwikkelingen gaan snel en de locaties waar de nieuwe opwek en vraag ontstaan zijn niet altijd lang van tevoren bekend.

Bovenstaande ontwikkelingen resulteren in een grote uitbreidings- en investeringsopgave voor de regionale netbeheerders. Zij zijn daar volop mee bezig, maar er is nog veel meer nodig. In dit hoofdstuk wordt zichtbaar wat er aanvullend nodig is om de ontwikkeling naar een volledig klimaatneutraal energiesysteem in 2050 te kunnen realiseren. De impact wordt bepaald voor de verschillende spanningsniveaus en componenten in het regionale net.

Het regionale net in Nederland kent de volgende spanningsniveaus:

- Tussenspanning tussen 25 en 66 kV (TS);
- Middenspanning tussen 3 en 23 kV (MS);
- Laagspanning 0,4 kV²⁴ (LS).

Hoogspanningsnetten (HS) kennen een spanning van meer dan 100 kV. Deze netten worden door TenneT beheerd en vallen niet onder de regionale elektriciteitsnetten. De analyses van de hoofdspanningsnetten worden beschreven in hoofdstuk 5.

Belangrijke onderdelen van regionale elektriciteitsnetten zijn verschillende type kabelverbindingen, laagspanningsverdeelstations en diverse soorten netstations, zoals transformatorstations, regel- en schakelstations en distributiestations. In HS-TS- en HS-MS-transformatorstations wordt hoogspanning (110-150 kV) omgezet naar tussen-, of middenspanning. Dit zijn de koppelstations waar het landelijke net van TenneT overgaat in het net van de regionale netbeheerder. Daarnaast zijn er ook diverse MS-MS regel- en schakelstations die kwaliteit van de spanning regelen en die de elektriciteit verder verdelen. Dergelijke stations zijn belangrijk om steden en de grote industrie te voorzien van spanning en er staan vaak meerdere stations in een woonwijk. Zonneparken worden rechtstreeks aangesloten op dit soort stations, net als grote bedrijven of andere installaties met een grote vermogensvraag. Distributiestations (MS-LS) zorgen voor de transformatie van midden- naar laagspanning. Op de distributiestations zitten de laagspanningskabels aangesloten, voor individuele aansluitingen voor bijvoorbeeld woningen, openbare verlichting en laadpunten voor elektrisch vervoer. Meer informatie over de betrouwbaarheid en de verschillende netgebieden van de netbeheerders staat op NetbeheerNederland.nl. De omvang van de regionale netten is te zien in tabel 9.

Tabel 9: Omvang van het huidige regionale net.

	Huidig
HS/MS-stations [aantal]	237
MS-, MS/MS, TS/MS-stations [aantal]	1.868
MS/LS-stations [aantal]	95.239
MS-kabels [km]	111.274
LS-kabels [km]	186.918

²⁴ 400V over drie fasen. Een aansluiting met slechts 1 fase is 230V, de spanning uit het stopcontact.

7.3 Methode knelpuntenanalyse en netoplossingen

Om te onderzoeken wat de vereiste aanpassingen aan de regionale netten moeten zijn, worden de klimaatneutrale scenario's doorgerekend in simulatiemodellen van de netten. Iedere netbeheerder gebruikt daarvoor een eigen netmodel.

De gebruikte modellen bevatten een gedigitaliseerde representatie van het net, met de diverse netcomponenten en de configuratie daarvan, en data over hoe het net nu belast wordt. Dat zijn de historische of de actuele meetdata over de toestand van het net en de huidige belastinggraad van de verschillende netcomponenten. De scenario's worden vervolgens in deze modellen gesimuleerd, om inzicht te krijgen in de toekomstige belasting. Hieruit kan worden afgeleid waar knelpunten ontstaan, hoe groot deze zijn en welke toekomstige aanpassingen nodig zijn om deze knelpunten op te lossen.

Om de toekomstscenario's in de netmodellen te simuleren zijn een aantal gegevens nodig die worden gecombineerd:

- Het totaal van het aanbod- of vraagprofiel per categorie. Bijvoorbeeld: het opwekprofiel van het totaal aan opgesteld vermogen aan zon PV op de daken van woningen, of de laadvraag van het totaal aan elektrische auto's.
- De regionalisering van alle segmenten. Dit is de verdeling over Nederland, tot het niveau van de CBS-buurtcodes: in welke buurten bevindt zich de vraag en opwek van de verschillende segmenten. De toegepaste regionalisering is beschreven in hoofdstuk 4. In de simulatie wordt de opwek en vraag per buurt toegewezen aan de bestaande assets. Dit gebeurt op basis van de huidige verzorgingsgebieden van de stations. Ieder station heeft een bepaald verzorgingsgebied, zoals aan iedere kabel een aantal specifieke klanten zitten.
- Het uurlijkse inzetprofiel van ieder segment. Bijvoorbeeld: hoe de productie van zon PV varieert over de dag in een gesimuleerd weerjaar, onder historische meteorologische data. Een aantal segmenten levert een statische bijdrage aan flexibiliteit, waar rekening mee gehouden in het profiel. Dit geldt bijvoorbeeld voor zon PV (curtailment), voor de hybride warmtepompen (schakelen naar gas als het zeer koud wordt), en elektrische auto's (slim laadprofiel).

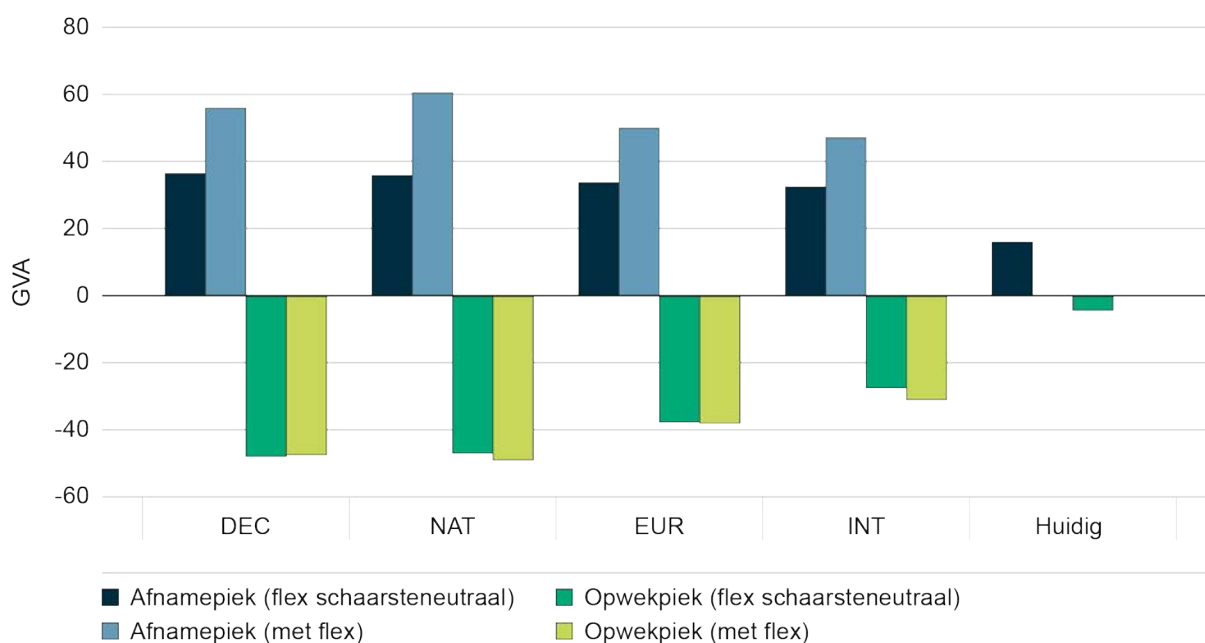
7.4 Knelpunten en Infrastructuurontwikkelingen 2050

Voordat de knelpunten en benodigde infrastructuur beschreven worden: I13050 is een verkenning van de impact van klimaatneutrale scenario's op de infrastructuur. Die is dus niet bedoeld om de daadwerkelijke netinvesteringen te bepalen. Het duiden van de infrastructuurbehoefte wordt voor het algemeen begrip wel in termen van netinvesteringen beschreven.

Richting 2050 is extra netinfrastructuur nodig: voor de koppelstations, overdrachtspunten tussen landelijke en regionale net, geldt dat de piekbelasting minimaal verdubbelt, in scenario Internationale handel, tot verdrievoudigt, in scenario Decentrale initiatieven. Voor het onderliggende net geldt dat de netbeheerder in bijna iedere buurt aan de slag moet om kabels te verzwaren en netstations bij te plaatsen. De LS-kabels moeten met 20-30% uitgebreid worden (t.o.v. het huidige aantal km), er moeten 40-60% nieuwe MS-/LS-stations bijgeplaatst worden en evenveel huidige stations verzaard. Ook het tussenliggende MS-net moet met 35-45% uitgebreid worden.

7.4.1 Koppelstations

De totale afnamepiek²⁵ op alle koppelstations in 2050 varieert tussen de 36 GW, in scenario Decentrale initiatieven en 32 GW in scenario Internationale handel, zie figuur 43. Afnamepiek – Flex schaarsteneutraal. De totale opwekpiek varieert tussen de 48 GW in scenario Decentrale initiatieven en 27 GW in scenario Internationale handel, zoals zichtbaar in figuur 43. Opwekpiek – Flex schaarsteneutraal. Ten opzichte van de huidige situatie vindt er een verdubbeling tot verdrievoudiging plaats van de piekbelasting. Daarmee is ook een vergelijkbare groei van de infrastructuur nodig²⁶. De totale extra capaciteitsbehoefte²⁷ voor de koppelstations richting 2050 is weergegeven in figuur 44.



Figuur 43: Som van de piekbelastingen (opwek en afname) op alle koppelstations, situatie met flex schaarsteneutraal en niet-schaarsteneutraal aangesloten.

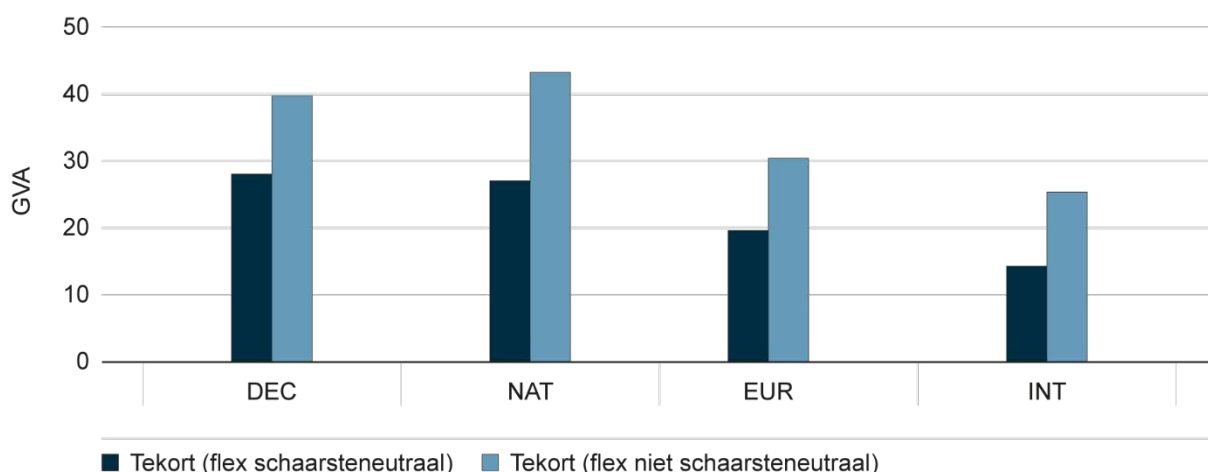
In bovenstaande resultaten is uitgegaan van het schaarsteneutraal aansluiten van flexibiliteitsbronnen. Dit betekent dat flexibiliteitsbronnen congestie niet mogen verergeren. Recent is ook een inpassingskader voor het schaarsteneutraal aansluiten van grote batterijen voorgesteld door Netbeheer Nederland²⁸. Figuur 43 laat zien dat de afnamepieken minimaal anderhalf keer zo groot zijn als flexibiliteit niet schaarsteneutraal wordt aangesloten. Als gevolg van de stijging van de pieken neemt de capaciteitsbehoefte in 2050 verder toe met een stijging van ongeveer 40-75%, zie ook figuur 44.

²⁵ De optelsom van alle individuele pieken op de koppelstations.

²⁶ Uitgaande van een vergelijkbare benuttingsfactor van de assets in 2050 ten opzichte van nu.

²⁷ Hierbij is rekening gehouden met de huidige N-0 limieten voor opwek en N-1 voor afname.

²⁸ Zie ook 'NBNL, Nieuw inpassingskader voor grote batterijen moet netcongestie verminderen', <https://www.netbeheernederland.nl/nieuws/nieuw-inpassingskader-voor-grote-batterijen-moet-netcongestie-verminderen-1596>.



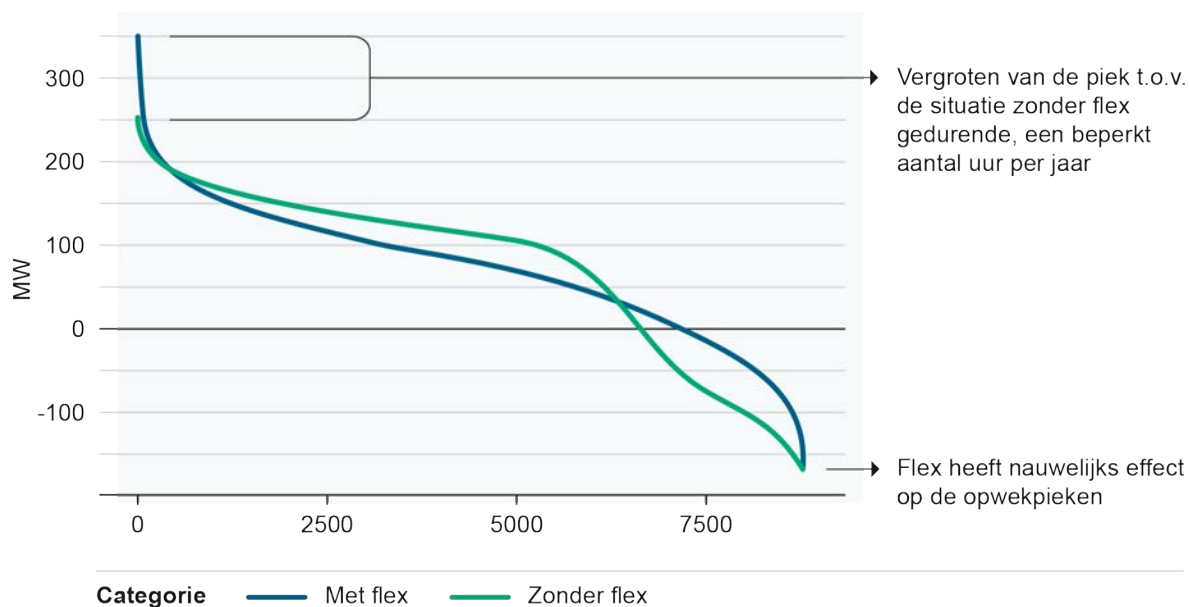
Figuur 44: Som van de totale extra capaciteitsbehoefte op alle koppelstations, situatie flex schaarsteneutraal en niet-schaarsteneutraal aangesloten.

De stijging van de capaciteitsbehoefte is voornamelijk een gevolg van een stijging van de afnamepieken. De toename van de afnamepieken komt doordat er gedurende een beperkt aantal uren een verschil is tussen de lokale situatie en de landelijke situatie. In deze studie reageert flexibiliteit op de landelijke situatie. De toekomstige landelijke energiemarkt is gesimuleerd (naar 2050 toe), en de flexibiliteit wordt ingezet op basis van de landelijke elektriciteitsprijzen. Dit geldt voor de flexibiliteit op alle netvlakken. In de praktijk zal flexibiliteit ook worden ingezet op de onbalansmarkten, waardoor het gedrag van flexibiliteit onzeker en onvoorspelbaar is. Deze studie doet daarin dus een poging door puur te kijken naar de landelijke elektriciteitsprijs. Dit is een belangrijk gegeven. Vooral ook als de conclusies over impact van flexibiliteit uit deze studie vergeleken worden met andere studies. De elektriciteitsprijsontwikkeling richting 2050 wordt in toenemende mate namelijk gedreven door de grote hoeveelheden opwek vanuit wind-op-zee. Met vergroting van lokale netbelasting tot gevolg. Concreet voorbeeld van bovenstaande: in het landelijke aanbod speelt wind-op-zee een belangrijke rol, deze opwek wordt op het landelijke HS-net ingevoerd. Op een koude dag in de winterperiode is er een lokale afnamepiek. Tegelijkertijd kan er veel aanbod zijn van wind-op zee, waardoor de elektriciteitsprijzen laag zijn en flexibiliteit lokaal gaat afnemen, bijvoorbeeld door het opladen van batterijen. Dit zorgt voor additionele belasting, boven op de lokale afnamepiek.

Voor de opwekpieken geldt dat flexibiliteit niet of nauwelijks een effect heeft op koppelpuntniveau. Hiervoor geldt namelijk dat de pieken voornamelijk een gevolg zijn van zon - wind is vaak centraal aangesloten. Tijdens de zonnige uren waait het vaak weinig, waardoor de regionaal opgewekte elektriciteit de landelijke vraag invult, zodat er geen behoefte is om flexibiliteit in te zetten. Wetenswaardig is daarbij dat een heel groot deel van de opwekpiek al is gedempt door het toepassen van curtailment. Over het algemeen is er daarom geen afname of toename van de opwekpiek op koppelpuntniveau als gevolg van de inzet van flexibiliteit. Uitzonderingen zijn:

- Stations met wind op land: hier is vaak wel een afname van de opwekpiek, omdat de lokale situatie sterk correleert met de landelijke situatie, vanwege het aandeel wind.
- Stations met meer flexvermogen dan lokaal aanbod: hier kan de inzet van flex zorgen voor een toename van de opwekpiek. Op momenten met een snelle afname van aanbod, door minder wind en zonnenschijn, kunnen alle flexibiliteitsmiddelen voor de korte termijn, gaan leveren.

Voor de meeste stations ($\pm 85\%$ ²⁹) geldt een beperking van minder dan 200 uur per jaar voor schaarsteneutraliteit. Het gaat hierbij om ongeveer 1% van de afgenomen energie door flexibiliteitsbronnen, deze beperking resulteert dus in een kleine afwijking op de jaarbalans. Een voorbeeld van het verergeren van de afnamepiek als gevolg van de inzet van flexibiliteit is zichtbaar in figuur 45. Die toont ook dat de inzet van flexibiliteit voor een beperkt aantal uur per jaar de piekbelasting (afname) verergert.



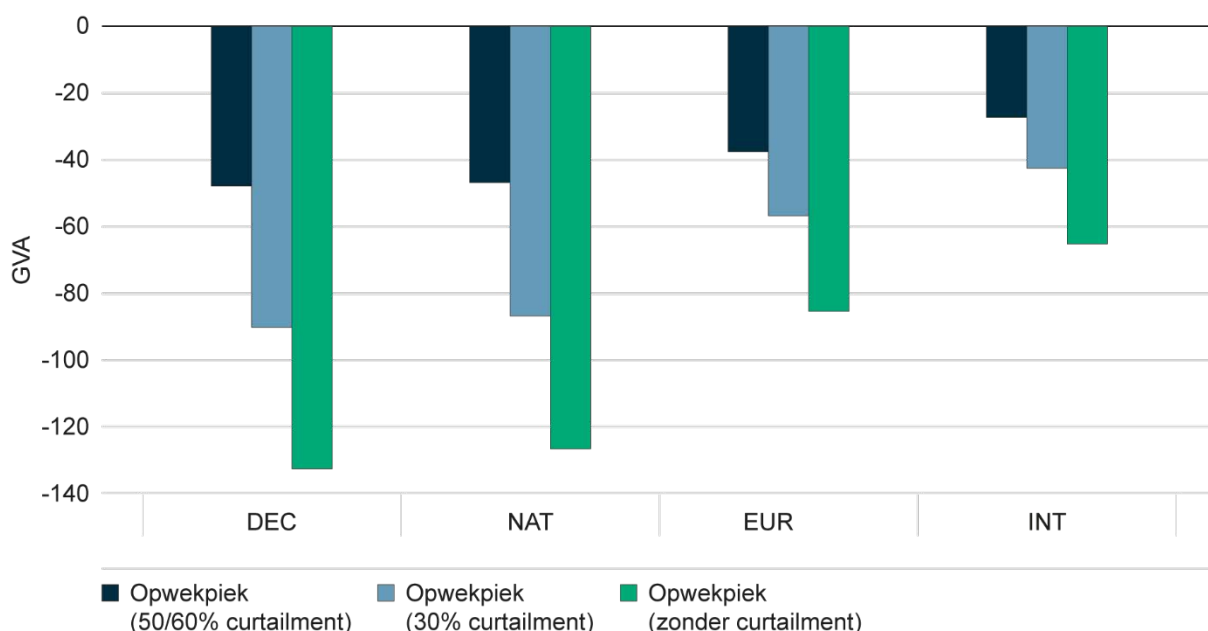
Figuur 45: Voorbeeld van een load duration curve van een koppelstation in 2050. Zichtbaar is dat de inzet van flex gedurende een beperkt aantal uur per jaar voor een hogere afnamepiek zorgt.

Omdat flexibiliteit van primair belang is voor het handhaven van de balans, heeft het schaarsteneutraal inzetten van flexibiliteit als gevolg dat er mogelijk additionele flexibiliteit moet worden toegevoegd aan het systeem, ook al is de onbalans beperkt - minder dan 200 uur per jaar. Het is moeilijk om deze herbalancering te kwantificeren in deze studie vanwege de beperkingen van het gebruikte Energietransitiemodel van Quintel, maar het is relevant om dit in een vervolgstudie te onderzoeken. Vanwege de beperkte tijdsduur en de grote impact (stijging capaciteitsbehoefte 40-75%), is het schaarsteneutraal aansluiten van flexibiliteitsbronnen vanuit maatschappelijk oogpunt wenselijk, om grote netverzwaringen met een lage benuttingsgraad te voorkomen. Een voorbeeld van schaarsteneutraal aansluiten van flexibiliteitsbronnen is netbewust laden op publieke laadpunten. Daarbij wordt het laadvermogen door de netbeheerder beperkt als er congestie optreedt. De effecten van netbewust laden zijn meegenomen door het aanpassen van de laadprofielen.

Ondanks de grote vermogens van zon in alle scenario's blijven de totale opwekpieken in 2050 relatief beperkt, als gevolg van de toepassing van curtailment. In het scenario Decentrale initiatieven (DEC) is er ongeveer 130 GW aan opgesteld zon PV-vermogen. Zonder curtailment neemt de totale opwekpiek met ongeveer 80 GW toe. In figuur 46 is het effect van curtailment op de som van de opwekpieken op de koppelstations zichtbaar. Voor alle scenario's geldt dat zonder de toepassing van curtailment de totale (netto) opwekpiek minimaal tweemaal zo groot is.

²⁹ Op de overige 15% van de stations zijn de vermogens van de flexibiliteitsbronnen veel dominantier t.o.v. de lokale belasting en opwek, hierdoor is meer dan 200 uur additionele sturing per jaar nodig om te voorkomen dat de piekbelasting toeneemt.

In de scenario's wordt uitgegaan van 50% (EUR/INT) tot 60% (DEC/NAT) curtailment voor alle zon PV-categorieën. Dit zorgt voor een beperkt verlies van de energieopbrengst (10-20%). Dit verlies vindt plaats op de momenten met enorme overschotten aan opwek, waardoor deze energie vanuit systeemperspectief ook weinig waard is. Daarnaast komen grote leverpieken relatief weinig uren per jaar voor. Door deze lage benuttingsgraad is het inefficiënt om extra infrastructuur te bouwen voor deze hoge capaciteitsvraag. Op dit moment wordt 50% curtailment ook gestimuleerd met subsidieregelingen (SDE++) voor grootschalige installaties. Voor kleinschalige installaties, waaronder zon op dak bij huishoudens, of grootschalige installaties buiten de SDE++ subsidie, is er op dit moment nog niet zo'n stimulans voor curtailment. Voor de invoering van de SDE++-regeling was 30% curtailment voor grootschalige installaties al langere tijd de standaard, dit is ook vastgelegd in het 'Convenant Zon Betaalbaar op het Net'³⁰. Daarnaast is ook de geaggregeerde piekbelasting van kleinschalige installaties op de hogere netvlakken typisch beperkt tot maximaal 70% van het geïnstalleerde zonnepaneelvermogen. Dat is met name een gevolg van oriëntatieverschillen, schaduwvorming en individuele installatieverliezen. Daarom is in figuur 46 ook de 30% curtailment piekbelasting als referentie toegevoegd, dit geeft een beeld van de huidige situatie. Op dit moment zit de groei van zon in de exponentiële fase, het is daarom van belang dat verhoogde curtailment tijdig geïmplementeerd wordt voor alle zoncategorieën.



Figuur 46: Som van de opwekpiekbelastingen op alle koppelstations, situatie met 50-60% curtailment en zonder curtailment.

II3050-editie 2 toont minder verschillen in de maximale opwek- en afnamepieken tussen de scenario's, dan II3050-editie 1. Voor opwek zijn de scenario's verder geconvergeerd als gevolg van een groei van zon-op-dak en verhoogde aannames voor curtailment. In de 2050-scenario's is er in II3050-editie 2 meer zon-op-dak aanwezig. Dit is een gevolg van de huidige trends, waaronder de snelle adoptie van zonnepanelen bij huishoudens, de forste inzet van de RES-regio's op grootschalige zon-op-dak, de toevoeging van zonnepanelen op de Erkende Maatregelen Lijst (EML), en ook de mogelijke toekomstige verplichtingsmaatregel³¹. Het omhoog bijstellen van de

³⁰ https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Convenant_Zon_Betaalbaar_op_het_Net_186.pdf (19 November 2020).

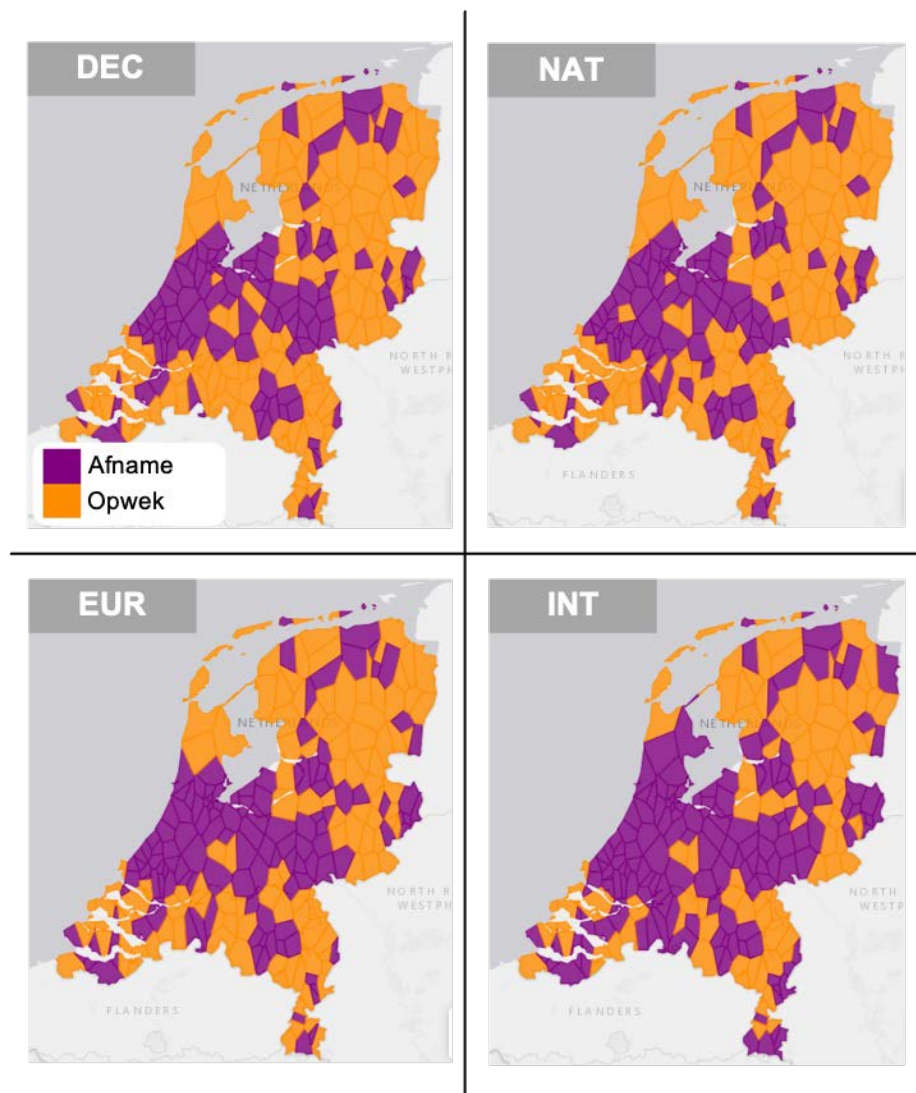
³¹ Zonnebrief: 'Het verruimen van de concept-AmvB met de eerder voorgestelde maatwerkbevoegdheid in het Bbl voor gemeenten om hernieuwbare energie op dak te kunnen verplichten bij de industrie functie, naar alle utiliteitsbouw en tot volledige benutting van het dak voor zonnepanelen bij daken met een oppervlakte van 250m2 of groter. De streefdatum voor inwerkingtreding is 2024.'. Deze verplichtingsmaatregel is ook in lijn met het voorgestelde beleid van RepowerEU, uitgewerkt in de EU Solar Energy Strategy.

curtailment aannames (van 33% in II3050-editie 1 naar 50-60% in editie 2), is ook een gevolg van de huidige trends. Zoals de eis voor 50% curtailment in de huidige subsidieregelingen (SDE++) voor grootschalige installaties. Voor kleinschalige installaties, waaronder zon-op-dak bij huishoudens, is er nog niet zo'n stimulerende maatregel. Ook voor de aannames voor elektrificatie van de vraag geldt dat de scenario's verder geconvergeerd zijn. De bijstelling van de aannames voor de adoptie van elektrisch personenvervoer bijvoorbeeld. De adopties in de lage scenario's zijn omhoog bijgesteld, waardoor er minder verschil is tussen de scenario's onderling.

7.4.1 Regionale verschillen koppelstations

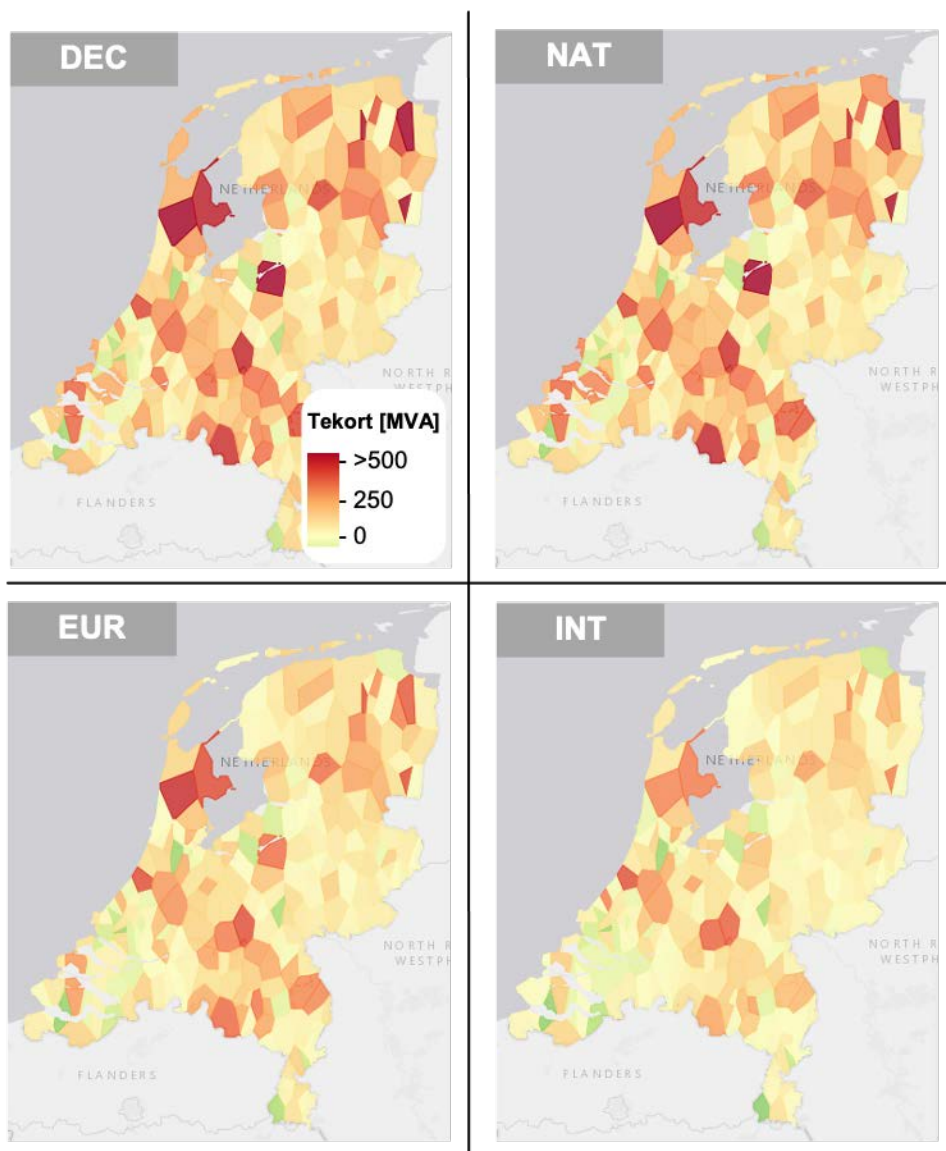
Op bijna alle koppelstations ontstaan in de toekomst knelpunten en is een investering nodig. De aard en de grootte van het knelpunt verschillen per koppelstation en per scenario. Ondanks de hoge mate van curtailment, is opwek nog vaak de grootste bottleneck. Figuur 47 geeft een geografisch overzicht van de dominante oorzaak van het knelpunt per scenario. Met name in de landelijke gebieden overstijgen de opwekpieken de afnamepieken (figuur 47, oranje). In stedelijke gebieden geeft de elektrificatie van de vraag het grootste knelpunt (figuur 47, paars)³².

³² Hierbij is rekening gehouden met de huidige N-0 limieten voor opwek en N-1 voor afname.



Figuur 47: Geografisch overzicht oorzaak knelpunt door afname of opwek, per koppelstation - uitgaande van flexibiliteit schaarsteneutraal.

Figuur 48 toont hoe de tekorten per koppelstation per scenario verdeeld zijn. Er zijn gebieden waar in het ene scenario nauwelijks geïnvesteerd hoeft te worden, terwijl in een ander scenario de benodigde capaciteit verdubbelt. Over heel Nederland moet de capaciteit van de onderstations verdubbelen tot verdrievoudigen. Er moeten nog vele keuzes gemaakt worden voordat exact kan worden aangegeven waar de extra capaciteit nodig is. Als de netbeheerders wordt gevraagd om nu al te investeren voor 2050, is het van belang dat er voldoende sturing en kaders komen om desinvesteringen te voorkomen. Denk hierbij aan beleid dat bepaalt welke energie-intensieve industrie in het klimaatneutrale Nederland van 2050 past.



Figuur 48: Geografisch overzicht van de tekorten per koppelstation in 2050, uitgaande van flexibiliteit schaarsteneutraal, met de indicatieve voorzieningsgebieden.

7.4.2 Onderliggende net

Voor het onderliggende net geldt dat de netbeheerder bijna in iedere buurt aan de slag moet om kabels te verzwaren en netstations bij te plaatsen. Tabel 10 laat zien dat het LS-net met 20-30% uitgebreid moet worden ten opzichte van het huidige aantal kilometer kabel, en er 40-55% aan nieuwe MS/LS-transformatorstations bijgeplaatst moet worden. Dit heeft zowel impact op het ruimtebeslag onder- en bovengronds. In een wijk staan vaak al meerdere MS/LS-stations, waar nodig en mogelijk worden deze verzwaard. Maar er moeten ook nieuwe stations worden bijgeplaatst. Daarnaast moet ook het MS-net uitgebreid worden: het aantal kilometer kabels met 35-45% en het aantal TS/MS- en MS/MS-stations met 35-40%.

Tabel 10: Aantallen per asset type per scenario voor 2050. Het huidige aantal is ter referentie opgenomen.

II3050-editie 2	Huidig	Decentrale Initiatieven	Nationaal leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel
Stations (aantal)					
MS/LS-stations	95.200	149.100 (+57%)	148.000 (+55%)	143.000 (+50%)	132.200 (+39%)
MS-, MS/MS, TS/MS-stations	1.870	2.600 (+39%)	2.580 (+38%)	2.500 (+34%)	2.480 (+33%)
Kabels (km)					
MS-kabels	111.300	161.100 (+45%)	161.100 (+45%)	158.100 (+42%)	151.100 (+36%)
LS-kabels	186.900	241.000 (+29%)	240.700 (+29%)	233.900 (+25%)	226.900 (+21%)

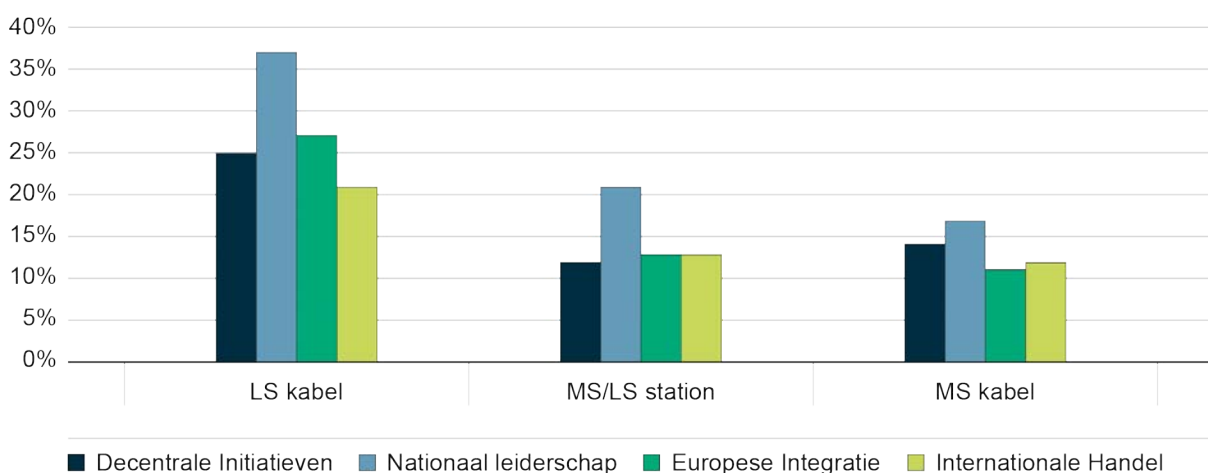
7.4.3 Flex in de onderliggende netten

Net als voor de koppelstations geldt voor het onderliggende net dat belastingpieken toenemen als flexibiliteit niet schaarsteneutraal wordt aangesloten. De effecten van het gedrag van flexibiliteit in het onderliggende net zijn geanalyseerd met behulp van een doorrekening van het net van Stedin.

In alle scenario's komt 60-70% van de fleximpact op de koppelstations van flexibiliteitsmiddelen in het laagspanningsnet. Deze bijdrage bestaat voor ongeveer 50% uit thuisbatterijen en 50% uit EV-batterijen.

Schaarsteneutraal aansluiten van flexibiliteit levert daarmee op alle netvlakken veel op. Op de LS-kabels en MS-kabels zorgt het voor zo'n 20-40% minder overbelaste kabels (Figuur 49). In de MS/LS-stations is dat 10-20% minder. Schaarsteneutraal aansluiten betekent voor 70%-80% van de stations een beperking van de flexibiliteitsmiddelen van minder dan 200 uur per jaar. Dit concluderen we uit een analyse op basis van het verschil in overbelaste uren op MS/LS-stations.

Bovenstaande resultaten zijn een eerste verkenning. Effect van schaarsteneutraal aansluiten is misschien groter in lagere netvlakken. In de analyse is namelijk uitgegaan van profielen met een lage gelijktijdigheid. Juist in de lagere netvlakken loopt de gelijktijdigheid namelijk op.



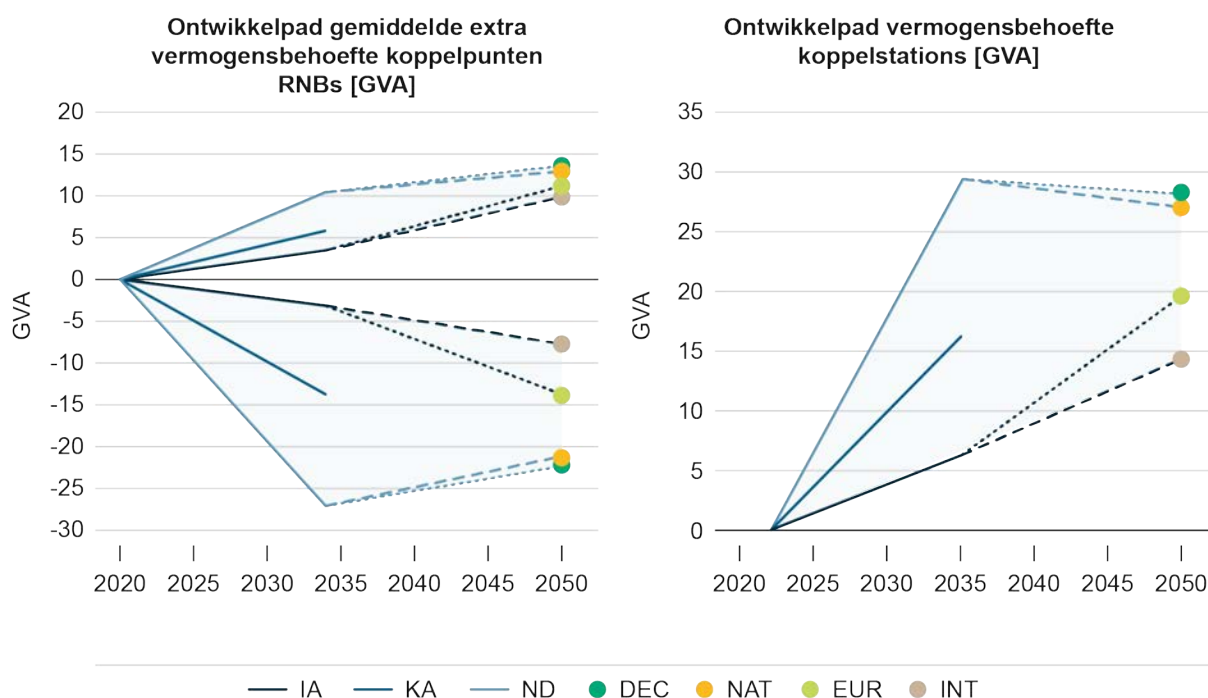
Figuur 49: Impact van flexibiliteit gekwantificeerd voor de verschillende netcomponenten in Stedin-gebied voor alle scenario's in 2050.

7.5 Ontwikkelpad richting 2050

Dit hoofdstuk gaat in op het ontwikkelpad van de elektriciteitsinfrastructuur van de regionale netbeheerders in de periode tot 2050. Het ontwikkelpad richting 2050 is geschetst met behulp van de drie scenario's voor het IP2024 (IA, KA en ND) voor het zichtjaar 2035 en de vier scenario's van II3050-editie 2 voor 2050 (DEC/NAT/EUR/INT). Voor het zichtjaar 2035 is een andere modellering van de netimpact gemaakt dan voor het zichtjaar 2050. De impact hiervan op de resultaten wordt ook toegelicht in deze sectie.

7.5.1 Koppelstations

Figuur 50 geeft de ontwikkeling weer van totale afname- en opwekpieken op de koppelstations. Dat laat ook zien dat het grootste deel van de capaciteitsuitbreidingen de komende 10 jaar gerealiseerd moet worden, omdat in die tijd de meeste groei van opwek³³ en elektrificatie van de vraag verwacht wordt. Het zwaartepunt van het werk is verder naar voren geschoven (t.o.v. II3050-editie 1) door bijgestelde ambitie van CO₂-reductie in 2030. De scenario's zijn voor het IP2024 zijn fors omhoog bijgesteld t.o.v. de scenario's voor het IP2022. In II3050-editie 1 lag het zwaartepunt van het werkpakket nog tussen 2030-2035, dat is in II3050-editie 2 verder naar voren gekomen.



Figuur 50: Ontwikkelpad van de totale vermogensbehoefte van afname en opwek (links) en extra capaciteitsbehoefte (rechts) op de koppelstations. Lijnen geven weer hoe de verschillende scenario's met elkaar verbonden zijn. Vanwege een toename in curtailmentaannames een dalende lijn in vermogensbehoefte tussen 2035–2050 in de scenario's Europese integratie en Internationale handel.

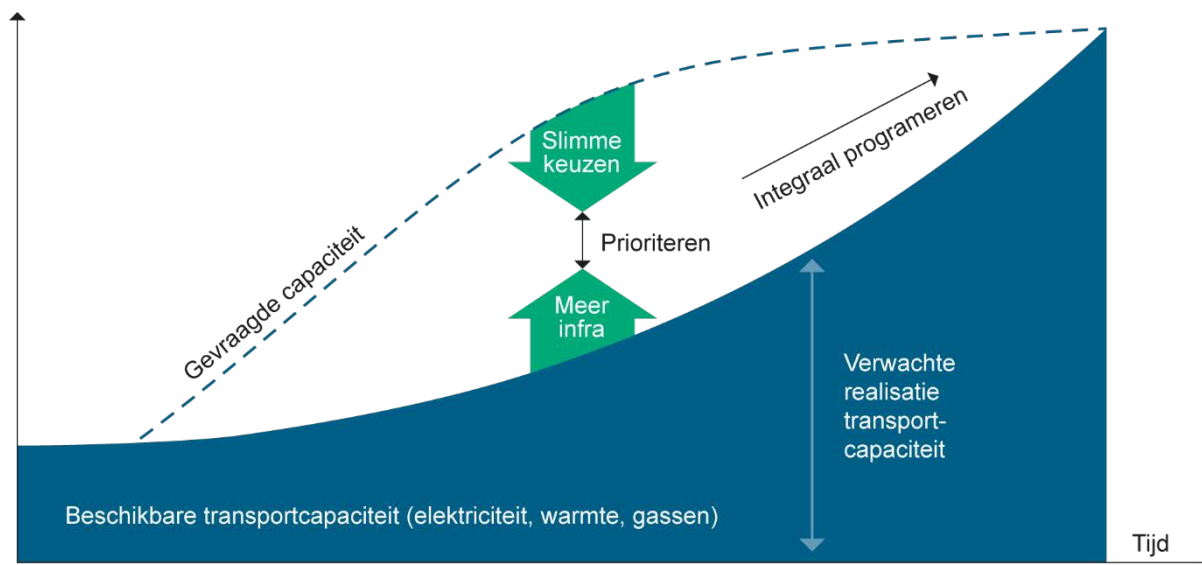
³³ Voor 2035 is beperkt rekening gehouden met curtailment, maximaal 50% voor grootschalige zon op dak en maximaal 30% voor kleinschalige zon op dak.

Figuur 50 laat zien dat de spreiding van vermogensbehoefte op de koppelstations in 2050 kleiner is dan in 2035. Dit geldt zowel voor de afname- als opwekgedreven capaciteitsbehoefte. Onder andere doordat in de IP2024-scenario's een grotere spreiding aanwezig is in de groei van technieken richting 2035. Daarnaast is dit ook een gevolg van curtailmentaannames – de stijging van curtailment tussen 2035 en 2050 - en verschil in de modellering tussen de investeringsplannen en I13050-editie 2. Dit wordt hieronder verder toegelicht.

Figuur 50 laat een beperkte groei zien in afnamepieken tussen 2035 en 2050. Van belang: de afnamekelpunten voor 2035 van de regionale netbeheerders (RNBs) zijn gebaseerd op een bottom-upbenadering, waarbij de huidige belasting op de bestaande stations het uitgangspunt is. Voor het eindbeeld van 2050 is in I13050-editie 2 een top-downbenadering gebruikt, met daarbij een andere methodiek - profielen en regionalisering - en soms ook verschillen in drivers, technieken, t.o.v. de gebruikte methode voor de investeringsplannen (IPs). De verwachte toename van de grotere nieuwe industriële klanten op RNB-niveau is hier een voorbeeld van. In I13050-editie 2 is gerekend met gemiddelde profielen en groeipaden gerekend, specifiek per industriële sector, gebaseerd op gemiddelde landelijke cijfers. De meeste RNBs baseren in hun 2035-doorrekening de verwachte groei ook op de huidige klantfunnel van nieuwe en bestaande industriële klanten. En op de huidig gemeten belasting en andere typen industriële klantspecifieke data. De verwachting is dat door dit soort verschillen het totale eindbeeld van 2050 te laag uitvalt ten opzichte van de 2035-doorrekening. Met andere woorden: er wordt een grotere groei van afname verwacht tussen 2035 en 2050 dan nu zichtbaar is in de ontwikkelpaden. Naar verwachting bestaat de grootste discrepantie tussen de IP- en I13050-scenario's en modellering, op het niveau van de grotere – veelal industriële bestaande en nieuwe klanten. Daarom is de aanname dat vooral afname op koppelpuntniveau in 2050, onderschat wordt. Voor de onderliggende LS- en MS-netten heeft deze onderschatting nauwelijks effect.

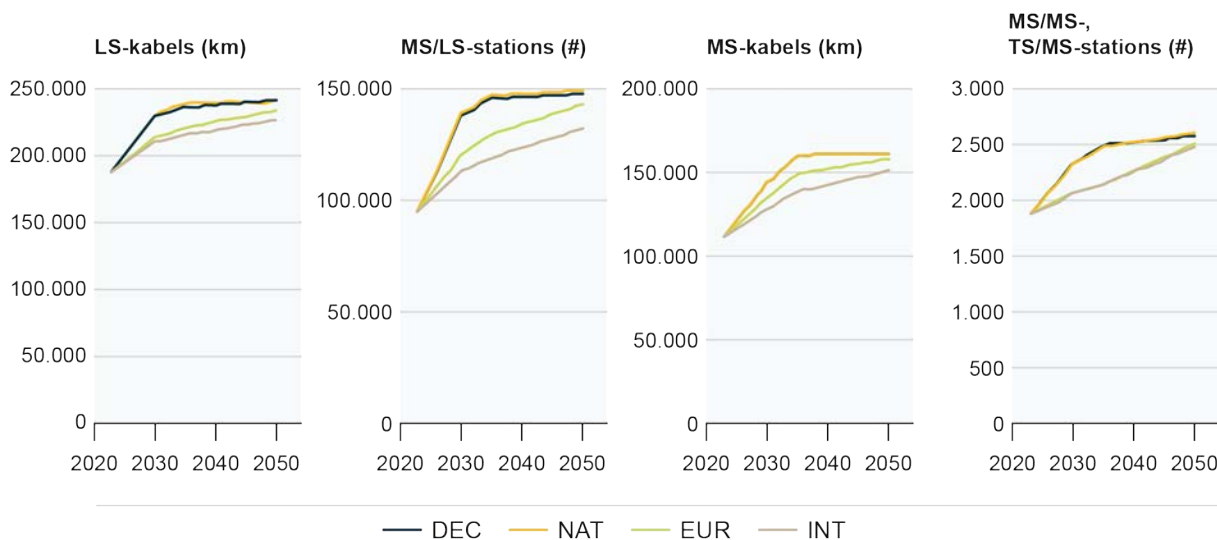
De sterke groei van zonnepanelen in de komende tien jaar, gecombineerd met een verwachte toename van curtailment tussen 2035 en 2050, maakt dat de opwekpieken niet verder toenemen, of zelfs afnemen tussen 2035 en 2050. Figuur 50 toont zelfs een krimpende piekbelasting voor de opwekpieken tussen 2035 en 2050 voor de scenario's Decentrale initiatieven en Nationaal leiderschap. Dit is een gevolg van de toename van curtailment van maximaal 30% in 2035 voor kleinschalige zon-op-dak naar 60% in 2050. Voor grootschalige zon neemt curtailment toe van maximaal 50% in 2035 naar 60% in 2050. Een toename van curtailment - en netto neutrale of positieve netimpact - is mogelijk doordat installaties binnen 25 jaar vervangen zijn. De huidige levensduur van omvormers en panelen is circa 25 jaar. De verwachting is dat er meer panelen worden geplaatst tussen 2035 en 2050, maar dat dit wordt gecombineerd met kleinere omvormers. Door de kleinere omvormers wordt het vermogen om terug te leveren. Daardoor neemt de capaciteitsbehoefte niet verder toe en kan zelfs afnemen na 2035, op plekken waar opwek het grootste knelpunt is en blijft. Curtailment moet eerder maximaal geïmplementeerd worden om desinvesteringen te voorkomen. Het gaat hierbij om investeringen die wel nodig zijn in 2035, maar niet meer in 2050.

Het aankomende investeringsplan (IP2024) focust op de omvang van de problematiek van maakbaarheid voor de komende tien jaar. Transportschaarste zal de komende jaren waarschijnlijk blijven bestaan, waardoor een deel van de benodigde investeringen pas na 2035 gerealiseerd worden. Welk deel dit is, moet een maatschappelijke afweging zijn waarvoor de kaders gesteld worden in het gezamenlijke proces van programmeren & prioriteren, zie figuur 51. In de investeringsplannen is rekening gehouden met de prioritering van projecten, op basis van de opgestelde provinciale Meerjarenprogramma's Infrastructuur en Energie en Klimaat.



Figuur 51:3 Illustratie van het proces van programmeren en prioriteren in het kader van transportschaarste.

7.5.2 Onderliggende net



Figuur 52:4 Ontwikkelpad LS-kabels, MS/LS-stations, MS-kabels en TS/MS- en MS/MS-stations.

Figuur 52 schetst het ontwikkelpad voor het onderliggende net richting 2050. Dit is gedaan op basis van de drie scenario's voor het IP2024 (IA, KA en ND) en de vier scenario's voor II3050-editie 2 voor 2050 (DEC/NAT/EUR/INT). De paden voor de LS-kabels, MS/LS-stations, MS-kabels en TS/MS- en MS/MS-stations zijn zichtbaar. De grafieken laten zien dat het grootste deel van de capaciteitsuitbreidingen de komende tien jaar gerealiseerd moet worden. Dit is het meest extreem voor de laagste netvlakken (LS-kabels, MS/LS-stations en MS-kabels). In die tijd wordt de meeste groei van opwek en elektrificatie van de vraag verwacht, als gevolg van de omhoog bijgestelde ambitie van CO₂-reductie in 2030. In de scenario's Decentrale initiatieven en Nationaal leiderschap zit de meeste duurzame opwek. Beide scenario's bevatten ook evenveel kleinschalige zon-op-dak.

Omdat de knelpunten in deze scenario's voornamelijk een gevolg zijn van opwek, vertonen de ontwikkelpaden grote overeenkomst. Voor beide ontwikkelpaden geldt ook dat er slechts beperkte groei is na 2035, omdat de opwekpieken niet verder toenemen tussen 2035 en 2050 als gevolg van toenemende curtailment.

In alle scenario's moet een groot deel van het LS-net verzwaaard, en netstations bijgeplaatst worden. Voor de verzwaring van de LS-kabels moeten straten open, voor het bijplaatsen van de MS/LS-stations moet bovengrondse ruimte worden vrijgemaakt. In bijna iedere buurt moet de netbeheerder aan de slag. Hiervoor wordt vaak gebruikt gemaakt van een 'wijkgerichte aanpak'. Als de netbeheerder met de wijkgerichte aanpak aan de slag gaat, wordt het hele net in die wijk klaargemaakt voor het 2050 klimaatneutrale eindbeeld. Wanneer het eindbeeld nog niet bekend is, wordt gekozen voor een toekomstbestendig aanpak die in alle scenario's volstaat. Om desinvesteringen te voorkomen is het van belang dat keuzes zo snel mogelijk worden vastgelegd. Hierbij gaat het bijvoorbeeld om het concretiseren van de Transitievisie Warmte, of het Warmteprogramma, vanwege de invoering van de Omgevingswet, in een Wijkuitvoeringsplan. Daarbij moet ook de benodigde ruimte voor netinfrastructuur worden gereserveerd, zodat de netbeheerder voortvarend aan de slag kan om de energietransitie tijdig te faciliteren. Door wijken direct toekomstbestendig aan te pakken, schuift een deel van het werkpakket naar voren in tijd.

Net als bij de koppelstations, kampt ook het onderliggende net met het probleem van maakbaarheid, door schaarste in personeel en materieel. Daardoor wordt niet ieder knelpunt tijdig opgelost. Dit geldt zeker voor de scenario's met veel duurzame opwek, waarbij de groeicurve de komende tien jaar het steilst is. Daarom is prioritering in maatschappelijke waarde van belang. Relevant daarbij is het onderscheid tussen opwek- en afnameknelpunten. Een opwekknelpunt in het LS-net zorgt vaak als eerste voor spanningsproblemen, waardoor omvormers automatisch afschakelen op momenten met te veel opwek. Dit afschakelen voorkomt capaciteitsknelpunten, waarbij in de hele wijk de spanning weg kan vallen. De gevolgen van afnameknelpunten zijn groter. Daarbij valt bij overbelasting de spanning in een wijk weldegeijk weg. Daarom krijgen deze knelpunten vaak prioriteit ten opzichte van opwekknelpunten.

7.6 Limitatie en discussie

Bij het opstellen van het ontwikkelpad is gebruik gemaakt van twee verschillende manieren van modellering van de netimpact. Tot 2035 komen de resultaten overeen met de interne doorrekeningen voor de aankomende investeringsplannen (IP2024). Hierbij zijn de landelijke scenario's door de netbeheerders vertaald naar hun eigen interne modelleringen. In II3050-editie 2 is gewerkt met een eenduidige nationale regionalisatie en gelijke profielen per driver (techniek) voor alle netbeheerders. In sommige gevallen leidt dit tot een lagere verwachting van de belasting in 2050. Verwacht wordt dat de grootste discrepantie tussen de IP- en II3050-berekeningen verklaard wordt door de ontwikkelingen en profielen van grotere – veelal industriële – bestaande en nieuwe klanten. Daardoor vallen de 2050-resultaten voor de koppelpunten lager uit, zoals beschreven in paragraaf 7.5.1. Voor een vervolgstudie is het dan ook aan te raden om alle zichtjaren met dezelfde methodiek te bekijken.

De regionalisering van grootschalige zon-op-dak volgt de regionale verdeling van de RES 1.0 plannen³⁴. Als gevolg van de gekozen methodiek volgt grootschalige zon-op-dak de verdeling van grootschalige zon-op-land. Het is achteraf bezien logischer om zon-op-dak voor gebouwen te regionaliseren o.b.v. geschikt dakoppervlak met zonpotentie. Ten opzichte van de huidige verdeling krijgen landelijke gebieden dan minder zon-op-dak, en stedelijke gebieden meer. Dat maakt de verschillen tussen deze gebieden kleiner in afname- en opwekgedreven knelpunten.

³⁴ Zie ook de beschreven regionalisering in het II3050 Scenario Rapport (28 maart 2023), "Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's".

Bij de bepaling van netimpact wordt geen rekening gehouden met mogelijke ingrepen vanuit congestiemanagement, als gevolg van transportbeperkingen. Dat is een gemis bij het duiden van de netbelasting, omdat het wel een belangrijke component is - en steeds meer wordt - van de interactie tussen netbeheerder en klant. Congestiemanagement en andere vormen van alternatieve contractvormen, die aangeboden worden door netbeheerders om slimmer met krappe netcapaciteit om te gaan, zijn essentieel bij het omgaan met de problematiek van maakbaarheid. Ze hebben namelijk de potentie om het klantgedrag definitief te veranderen. Er wordt vooral gerekend vanuit de huidige methodiek en rol van de netbeheerder, het principe van de koperen plaat. Daarbij worden flexibele contracten en sturing vanuit bijvoorbeeld Programmeren & Prioriteren niet ingezet, terwijl dit al wel deel is van het huidige landschap. Het ontwikkelen van een sluitende rekenmethodiek die de complexiteit en het lokale maatwerk voldoende integreert, was helaas voor II3050-editie 2 nog niet mogelijk.

De inzet van flexibele batterijen als alternatief voor netverzwaring wordt interessant wanneer de kosten lager zijn dan netinvesteringen. Op dit moment is netverzwaring kostenefficiënter vanuit maatschappelijk oogpunt dan het plaatsen van batterijen³⁵. In II3050-editie 1 zijn batterijen als alternatief voor netverzwaring wel gemodelleerd in de vorm van batterijen op systeemniveau ('system-level batterijen'), maar vanwege de huidige inzichten is dit type flex in II3050-editie 2 niet meer meegenomen. De verwachting is wel dat batterijen ingezet worden als overbrugging voor netverzwaring, voor de maakbaarheid van de energietransitie.

³⁵ Zie ook: CE Delft, 'Beleid grootschalige batterijsystemen en netcongestie', en: CE Delft, beleid voor grootschalige batterijsystemen en afnamenetcongestie

Hoofdstuk 8

Impact op de regionale gasinfrastructuur 2050

8.1 Conclusies en aanbevelingen

Conclusies

- In alle scenario's raakt een significant deel van het gasnet in onbruik: tussen de 20% en 65% van het LD-hoofdnet (lage druk) is dan niet meer nodig. Het verwijderen van dit deel van het gasnet levert een groot werkpakket op en zal veel vragen van de uitvoeringscapaciteit. In het scenario Internationale handel blijft het grootste deel (80%) van het LD-hoofdnet in gebruik, maar moet dit grotendeels omgezet worden naar waterstof.
- In welke mate gebieden geclusterd van het gas af gaan, verschilt aanzienlijk tussen de scenario's. Als dit niet gebeurt, kan ondanks een grote afname van het aantal aansluitingen bijna geen netwerk worden verwijderd, waardoor een groot deel van het netwerk voor een beperkt aantal aansluitingen in stand gehouden moet worden. Dit gebeurt bijvoorbeeld in het scenario Nationaal leiderschap, waar de helft van het gasnet in stand gehouden moet worden voor maar 15% van de woningen.
- De groengasproductie in de scenario's is sterk gespreid over het land en bevindt zich vaak niet op dezelfde locatie als de gasvraag. Zonder aanvullende maatregelen in de gasnetwerken, zijn er tussen de 200 en 250 boosters nodig om al het groengas te kunnen benutten. Het aantal boosters kan significant verminderen door combineren van groengasproductie bij methaanvraag, uitbreiden van het aantal netkoppelingen, gebruik maken van groengas verzamelleidingen en het clusteren van productie.
- Buiten de wintermaanden is in de meeste gebieden een overschot aan groengas. In de wintermaanden is er echter een vraagpiek. Dat maakt opslag noodzakelijk. Als er nationaal wordt opgeslagen, is booster naar het hogedrukgasnet (HTL) nodig. Dit brengt vragen naar voren over de vereiste gaskwaliteit, aangezien de eisen verschillen tussen het groengas dat in de distributienetten wordt ingevoerd en de gaskwaliteit die is toegestaan voor een ondergrondse opslag. Bijvoorbeeld voor de toegestane zuurstof- en vochtconcentratie.
- De omzetting van delen van het aardgasnet naar waterstof is mogelijk, maar maatwerk per situatie. Het is belangrijk om keuzes te maken welke sectoren waar overgaan van methaan naar waterstof, omdat in de ideale situatie beide gassen gebruik maken van het bestaande gasnet. Het is over het algemeen niet wenselijk om in de eindsituatie lokaal een parallelle infrastructuur van methaan- en waterstofnetwerken te hebben, vanwege de complexiteit, veiligheid, extra noodzakelijke investeringen, uitvoeringscapaciteit en ruimtegebruik.
- Voor het overzetten van gasnetten naar waterstof is veel coördinatie vereist tussen alle belanghebbenden, wat – in combinatie met de daadwerkelijke uitvoering - resulteert in lange doorlooptijden. Innovatie op het gebied van vergunningen en techniek zouden de lange doorlooptijd van ombouwprojecten aanzienlijk kunnen

versnellen. Daarnaast kan (tijdelijk)parallele infrastructuur nodig zijn voor transport van waterstof én groengas, wanneer de omzetting niet in één keer plaats kan vinden.

Aanbevelingen

1. Als huizen van het gas afgaan, is het belangrijk dat dit zoveel mogelijk geclusterd gaat: zowel in termen van locatie als van tijd. Dit levert schaalvoordelen op in de werkstromen: wanneer een wijk in één keer van het gas afgaat, hoeft de netbeheerder hier slechts eenmalig de grond open te hebben, en aanpassingen in het gasnet uit te voeren. Clustering leidt daarmee tot schaalvoordelen en daardoor lagere kosten per aansluiting en minder benodigde menskracht. Het is daarom belangrijk dat overheden waar mogelijk aansturen op clustering.
2. Er zal beleid moeten worden gevormd over de aanpak van ongebruikte gasleidingen. Wanneer deze direct verwijderd worden, kan dit leiden tot hoge werkdruk voor de netbeheerder. Kan dit uitgespreid worden over de jaren en zoveel mogelijk op natuurlijke momenten, dan leidt dit tot minder hoge werkdruk. De werkgroep 'beleid verwijderen gasnet' van Netbeheer Nederland is hiervoor beleid aan het maken.
3. Er moet aanvullend onderzoek gedaan worden naar het opslaan van groengas. Is het optimaal om dit lokaal, regionaal of nationaal te doen? Dit heeft direct effect op hoeveel, en tot welk niveau groengas gecompriëerd moet worden. Aandachtspunten hierbij zijn onder andere de gaskwaliteit, zoals zuurstof-, koolstofdioxide- en vochtconcentraties, zeker in relatie tot nationale bergingen.
4. Er moet op korte termijn worden nagedacht en keuzes worden gemaakt over de verdelingspuzzel. Dit vraagstuk vereist veel denkwerk over welke gebieden en sectoren op welk moment overgaan op waterstof, of dat een andere energiedrager de voorkeur heeft. In de aanloopfase is het waarschijnlijk noodzakelijk om gedeeltelijk dubbele gasinfrastructuur neer te leggen, maar vanuit het oogpunt van uitvoeringscapaciteit, complexiteit en veiligheid is het wenselijk waar mogelijk per gebied slechts één soort gas te gebruiken. Dit vraagstuk vereist regie vanuit de overheid om de juiste kaders te schetsen en keuzes te maken.
5. Wanneer een omzetting naar waterstof plaats gaat vinden, vereist dit veel coördinatie tussen de verschillende stakeholders: aannemers, afnemers, netbeheerders, gemeentes, etc. Het is wenselijk dat de coördinatie wordt opgepakt door een orgaan met beslissingsbevoegdheid die alle belangen in overweging kan nemen.

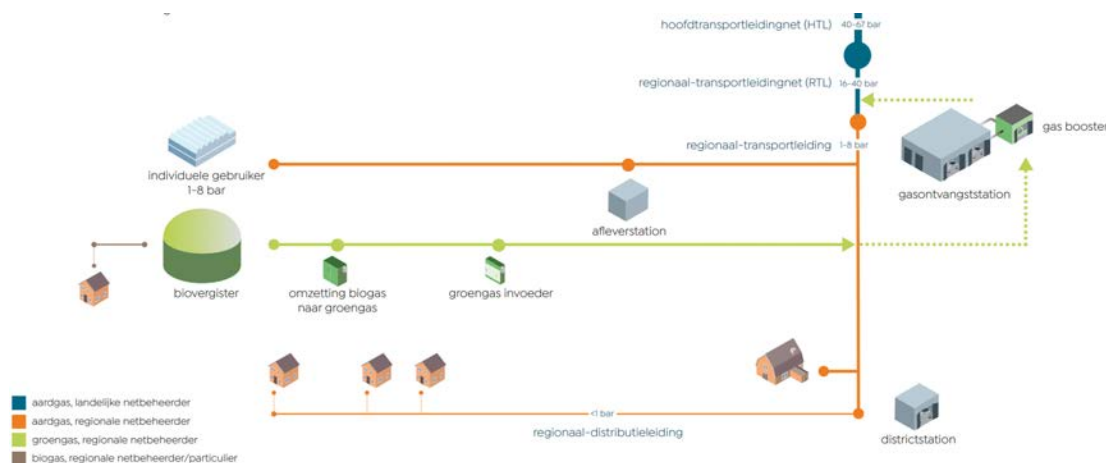
8.2 Huidige regionale netinfrastructuur

De regionale gasinfrastructuur distribueert voornamelijk gas van centrale punten, waar het gas van het landelijke transportnet wordt betrokken, naar de eindafnemers. Aardgas wordt in Nederland onder andere gebruikt voor de warmtevoorziening. Hierdoor is het verbruik en de piekvraag in de winter vele malen hoger dan in de zomer. De regionale gasinfrastructuur is gedimensioneerd op gaslevering voor een warmtevraag bij -13°C.

De regionale gasnetten zijn opgebouwd uit diverse soorten stations en leidingen. Een gasontvangstation (RNB GOS) is het overdrachtspunt tussen de landelijk – en de regionale netbeheerder, de LNB en de RNB's. Achter ieder RNB GOS zit een distributienet dat grotendeels aangelegd is in een vermaasde structuur. Dat houdt in dat veel netten onderling zijn gekoppeld, en dat een net ook uit meerdere GOS's kan worden gevoed. Het totale gebied dat zo'n gekoppeld netwerk beslaat, wordt een gekoppeld GOS-gebied genoemd. Er zijn in totaal circa 275 gekoppelde GOS-gebieden in Nederland.

In een GOS wordt de druk verlaagd naar 8 bar voor invoeding in de hogedruk-distributienetten (HD-distributienet) van de regionale netbeheerders. De HD-distributienetten hebben een druk van tussen de 200 mbar en 8 bar. De hoge drukleidingen zijn direct aangesloten op afleverstations van grotere afnemers of op districtsstations, waar de

druk verder wordt verlaagd naar 100 tot 30 mbar: het lagedruknetwerk (LD-net), waar onder andere woningen op aangesloten zijn. Een visualisatie van de netten is weergegeven in figuur 53.



Figuur 53: Visualisatie van de topologie van regionale gasnetten.

Een districtsstation staat vaak in of aan de rand van een woonwijk. De gebouwde omgeving wordt via lagedruknetwerken aangesloten op deze district- en afleverstations. De leidingen in dit deel van het distributienetwerk noemen we hoofdleidingen en aansluitleidingen. Hoofdleidingen lopen door de straat langs de woningen. Aansluitleidingen distribueren het gas tot in de huizen en zijn zodoende een zijtak van de hoofdleiding. Achter specifieke afleverstations bevinden zich ook grote aansluitingen, zoals voor bedrijven in de glastuinbouw. Een gemiddelde stad van 100.000 inwoners heeft ongeveer drie gasontvangstations, en ongeveer 300 districtsstations (één districtsstation per 250 tot 500 woningen). Een gebied wordt doorgaans door meerdere districtsstations beleverd vanuit het oogpunt van leveringszekerheid.

8.2.1 Decentrale invoeding van groengas

In het huidige gassysteem is naast centrale distributie van aardgas op verschillende plekken in het netwerk ook sprake van decentrale invoeding van groengas. Groengas wordt lokaal geproduceerd door vergisting, wat in de meeste gevallen wordt ingevoerd in het HD-distributienet, of door vergassing, wat meestal wordt ingevoerd in het HTL. Het groengas komt vanuit bronnen zoals GFT-afval, mest, slib en biomassa. Groengas is opgewaardeerd biogas, zodat het voldoet aan de ministeriële Regeling Gaskwaliteit gaskwaliteit, waar ook aardgas aan moet voldoen.

Het huidige aandeel groengas in Nederland is nu nog bescheiden, in 2022 namelijk ongeveer 0,23 bcm³⁶ op een totaal gasverbruik van ongeveer 31 bcm³⁷. In de toekomst kan dit sterk groeien door de doelstelling van de productie van 2 bcm groengas in 2030, en de verwachte daling van de methaanvraag. Voor een grote toename van het aandeel groengas zijn wel enkele aanpassingen in de gasnetten nodig. De productie van groengas is het gehele jaar door redelijk constant. Daarentegen is de nationale gasvraag in de zomer lager dan in de winter, waardoor er een onbalans ontstaat over de seizoenen. Daarnaast kan er ook onbalans ontstaan op basis van locatie: in gekoppelde GOS-gebieden kunnen er zowel tekorten als overschotten ontstaan door vraag en

³⁶ Gasunie, 2023. Aandeel groengas stijgt in 2022, maar minder snel dan noodzakelijk. Via gasunie.nl

³⁷ CBS, 2023. Gasverbruik in Nederland in 2022 laagste in 50 jaar. Via cbs.nl

productie van groengas. Het vergt dus aanvullende maatregelen om vraag en aanbod op elkaar af te stemmen. De aanvullende maatregelen worden beschreven in 8.4.2.

8.2.2 Waterstof in de distributienetten

In een aantal scenario's worden gasnetten omgebouwd voor distributie van waterstof. De aanpassingen hiervoor worden in 8.4 uiteengezet. Het is tevens een mogelijkheid dat er in decentrale netten power-to-gas installaties worden ontwikkeld, die worden aangesloten op regionale gasnetten. Bij decentrale elektrolyse wordt het ook nodig om in een deel van het distributienet, comprimeren van gas mogelijk te maken, zodat het gas naar hogere drukk niveaus getransporteerd kan worden.

De meest simpele manier om waterstof in de distributienetten te gebruiken, is het mengen van waterstof en methaan. Er stroomt dan een combinatie van de twee gassen door het gasnet. Hierdoor ontstaan echter wel wisselende gaskwaliteiten. Dat is voor metingen, operatie en veiligheid van het net onwenselijk. Daarnaast moet alle aangesloten eindapparatuur gebruik kunnen maken van een mix van beide gassen. Tenzij het aandeel van waterstof beperkt is, zal er alsnog een grote hoeveelheid aanpassingen in het gasnet en bij gebruikers nodig zijn³⁸.

Het omzetten van een deel van het gasnet naar waterstof vraagt wel, dat alle aansluitingen op dat deel van het gasnet overgezet worden op waterstof. Een alternatief is het opknippen van het gasnet in meerdere delen: een deel met waterstof en een deel met methaan. Deze netten moeten dan ook apart gevoed worden vanuit een hoger gelegen waterstof- en methaannetwerk. In lagere gasnetten is het een complex vraagstuk om afzonderlijke gasnetten voor methaan en waterstof door elkaar te laten bestaan. Met het hergebruik van het huidige aardgasnet als uitgangspunt, is het omzetten van de leidingen en afnemers - zonder lange leveringsonderbrekingen en het beschikbaar maken van nieuwe aanvoerleidingen - een grote uitdaging. Ook geeft dit een groot extra beslag op investeringen, uitvoeringscapaciteit, veiligheid en ruimtegebruik. In veel gevallen zullen er veel extra leidingen neergelegd moeten worden om dit mogelijk te maken. Het is daarom wenselijk om in een eindsituatie gasnetten voor waterstof en methaan zoveel mogelijk lokaal en regionaal te scheiden, zodat een gebied met één type gas gevoed kan worden.

8.3 Verandering van vraag en aanbod in het regionale gasnet

Deze paragraaf beschrijft wat de effecten van de scenario's zijn op de regionale infrastructuur voor de gasnetten.

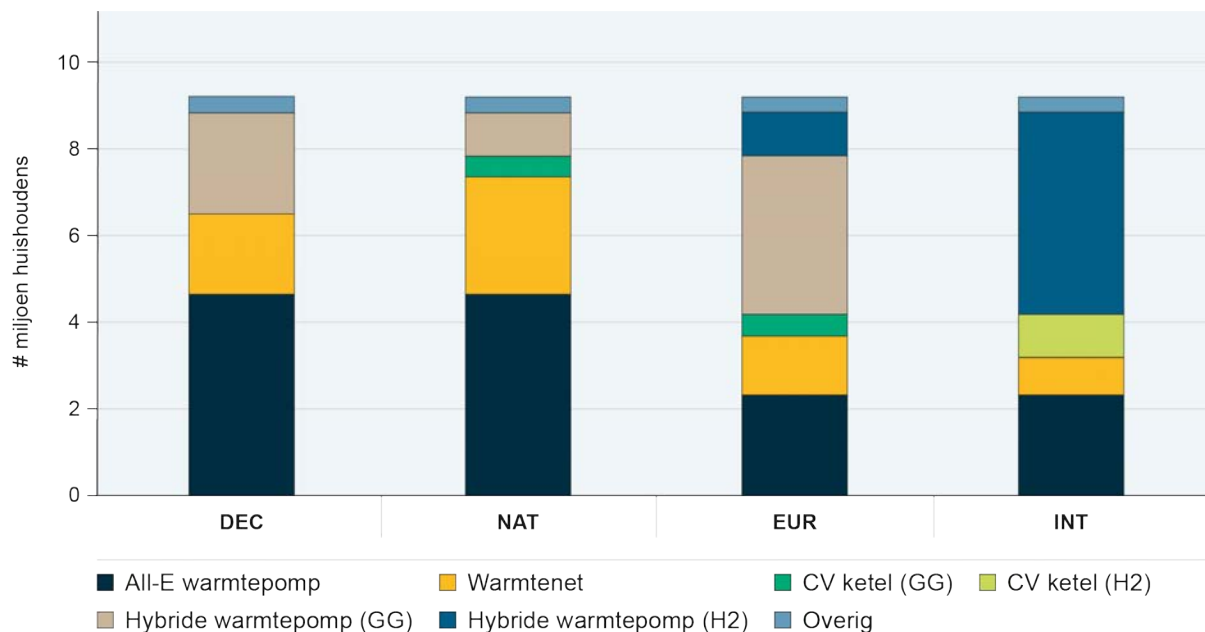
8.3.1 Warmtetransitie in de gebouwde omgeving

De impact van de warmtetransitie op het gasnet is gebaseerd op de spreiding van toekomstige warmteoplossingen voor huishoudens over de buurten, volgens de vier scenario's. Daar wordt onderscheid gemaakt tussen verschillende types warmteoplossingen: all-electric warmtepompen, warmtenetten, cv-ketels, hybride warmtepompen en overige warmteoplossingen.

De prognoses van de warmteoplossingen voor de vier scenario's staan in figuur 54. Doordat de scenario's Decentrale initiatieven en Nationaal leiderschap voornamelijk uitgaan van decentraal opgewekte hernieuwbare energie, spelen all-electric warmtepompen een belangrijke rol in verwarmen in deze scenario's. Doordat er in de

³⁸ Kiwa, 2020. De impact van het bijmengen van waterstof op het gasdistributienet en de gebruiksaanpak. Via [netbeheernederland.nl](https://www.netbeheernederland.nl)

scenario's Europese integratie en Internationale handel meer focus ligt op moleculen, komt daar verwarmen op gas sterk terug. Dit leidt tot verschillen per scenario in het aantal woningen dat in 2050 nog een gasaansluiting heeft. Dat varieert tussen 15% in het scenario Nationaal leiderschap en 60% in het scenario Internationale handel.

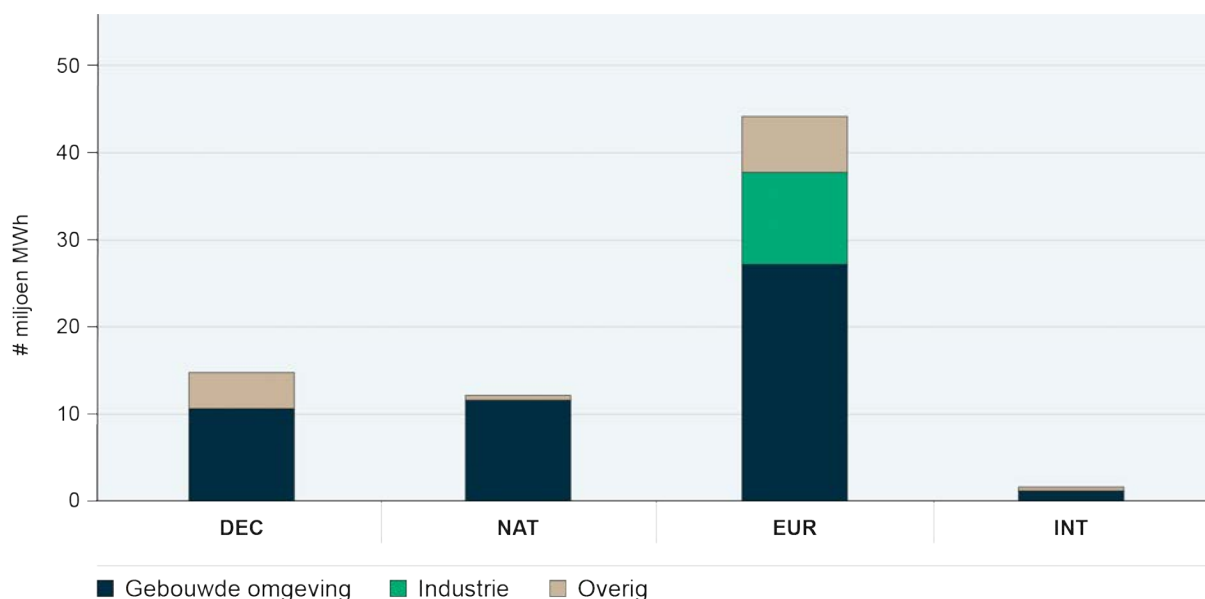


Figuur 54: Aantallen van de warmteoplossingen bij huishoudens in 2050 per scenario van I13050-editie 2. 'Overig' bestaat uit pelletkachels en elektrische cv-ketels.

8.3.3 Gebruik groengas in het gasnet

In alle vier de scenario's wordt groengas gebruikt in 2050. De verschillen zijn echter groot. De productie en invoeding van groengas in de netten zijn sterk afhankelijk van het scenario. Met name in het scenario Europese handel wordt er veel groengas decentraal ingevoerd. Daarnaast zijn er ook grote verschillen in de locatie van invoeding: in landelijk gebied wordt over het algemeen meer groengas ingevoerd dan in meer stedelijk gebied.

De verschillen in afname van methaan zijn ook groot: waar in scenario Europese integratie nog meer dan 4 miljard m³ gas wordt getransporteerd, wordt in scenario Internationale handel nog slechts 170 miljoen m³ gedistribueerd. Een overzicht van de methaanvraag per scenario toont figuur 55, waarin alleen de methaanvraag is meegenomen die via de regionale netbeheerders wordt ingevoerd. In alle scenario's is de gebouwde omgeving de voornaamste afnemer van methaan bij de regionale netbeheerders. In alle scenario's, behalve Internationale handel, zijn er nog woningen met een methaanvraag. Dit wordt voornamelijk gebruikt voor hybride warmtepompen. Daarnaast zijn er in de scenario's Nationaal leiderschap en Europese integratie ook nog huizen met een methaangestookte CV-ketel. In scenario Internationale handel wordt de methaanvraag gebruikt voor bijstook van de warmtenetten op piekmomenten. Naast de gebouwde omgeving, is de industrie een belangrijke afnemer van methaan in scenario Europese integratie.



Figuur 55: Methaanvraag geleverd door de RNB's uitgesplitst naar categorie, in 2050

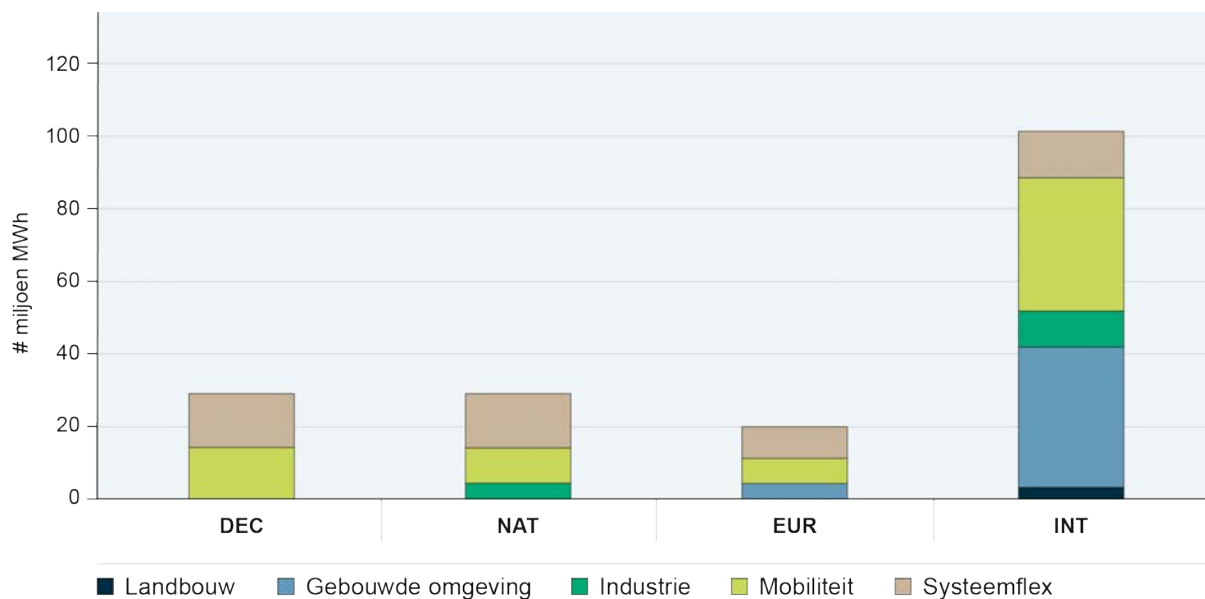
8.3.4 Gebruik waterstof in het gasnet

In alle scenario's wordt er in 2050 gebruik gemaakt van waterstof. Bij scenario Decentrale initiatieven voornamelijk voor transport en elektriciteitsproductie, te zien in figuur 56. In scenario Nationaal leiderschap komt daar ook nog enige vraag vanuit de industrie bij, waar in scenario Europese integratie juist vraag is vanuit de gebouwde omgeving. In het scenario Internationale handel is de waterstofvraag veruit het grootst, met waterstof in veel verschillende sectoren. Een groot deel van de energievraag van de gebouwde omgeving wordt in dit scenario voorzien met waterstof.

Mobiliteit vraagt in alle scenario's waterstof, voornamelijk voor zwaar transport en langeafstandsvervoer. In scenario Internationale handel scenario is er significant meer vraag naar waterstof in de regionale netten, voornamelijk doordat ook een deel van de auto's en bussen overgaat op waterstof én waterstof een groter aandeel heeft in het goedertransport. De hoge waterstofkwaliteit voor mobiliteit is een aandachtspunt. Het kan vanuit dit oogpunt moeilijk zijn tankstations te voorzien vanuit het RNB-net. Een mogelijk alternatief is dan het gebruik van tubetrailers.

Decentrale industrie vraagt in de distributienetten een relatief beperkte hoeveelheid waterstof, maar is toch een logisch startpunt voor het overzetten van het gasnet naar waterstof. Het zijn grote aansluitingen in de distributienetten waar een natuurlijk beginpunt kan ontstaan voor het omzetten van het lokale gasnet naar waterstof. Dit speelt alleen in de scenario's Nationaal leiderschap en Internationale handel.

In de gebouwde omgeving worden in scenario's met waterstof voornamelijk hybride warmtepompen ingezet, in het Internationaal handel scenario zijn er ook waterstof CV-ketels. In het scenario Europese integratie wordt zowel waterstof als methaan gebruikt, wat leidt tot een verdelingspuzzel welke wijken welke gassoort krijgen. De transitie van woningen van methaan naar waterstof, betekent een omzetting. Dat is logistiek ingewikkeld, omdat dit in één keer in een korte tijd moet gebeuren. Meer informatie hierover geeft paragraaf 8.4.3.



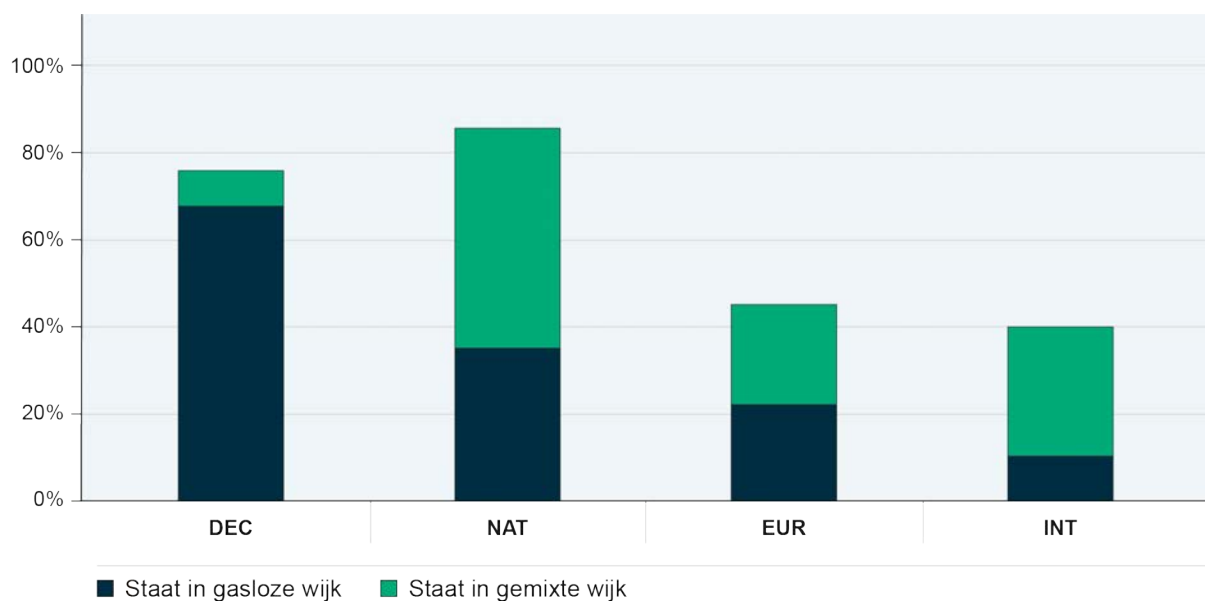
Figuur 56: Waterstofvraag in de distributienetten, uitgesplitst naar categorie

8.4 Infrastructuurontwikkelingen richting 2050

8.4.1 Het gasnet verwijderen

In de toekomst stappen veel bestaande woningen van methaan over op andere verwarmingstechnieken. Het verschilt per scenario hoeveel huishoudens dit zijn. Als een gehele wijk overstapt op bijvoorbeeld een warmtenet of all-electric warmtepompen, ontstaat een gasloze wijk. In dat geval wordt een deel van het bestaande gasnet dus niet meer gebruikt.

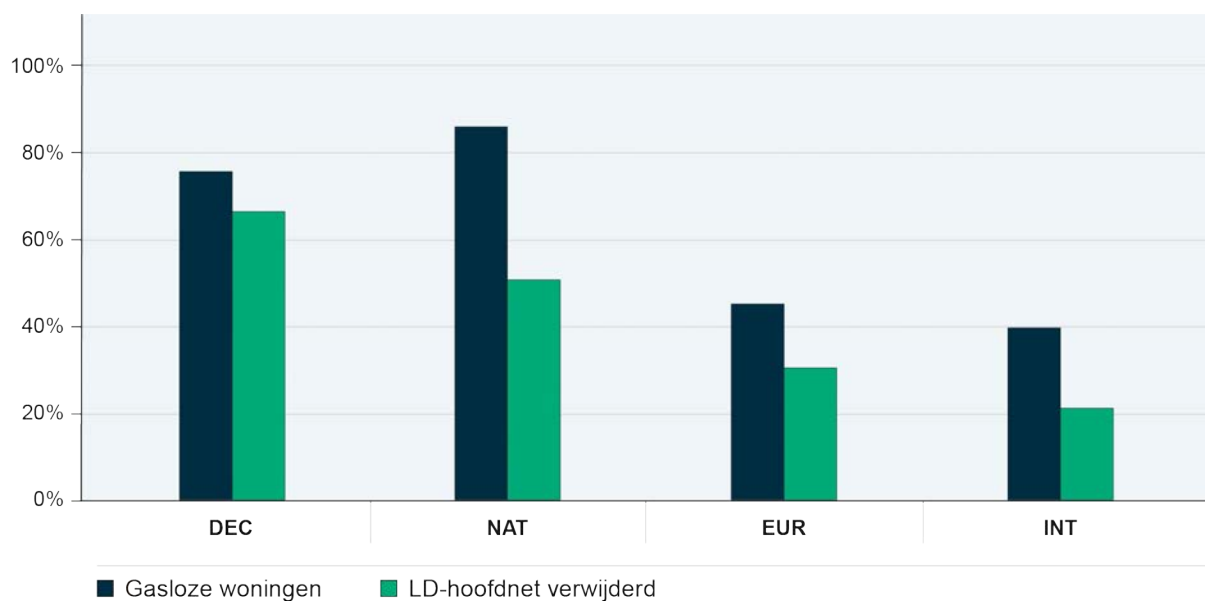
De vraag staat nog open of dit ongebruikte deel van het gasnet hergebruikt kan worden voor andere functies, of verwijderd wordt. Als het verwijderd wordt, is daarnaast de vraag of dat direct moet gebeuren na het afkoppelen van de laatste gebruiker. Direct verwijderen van het gasnet heeft een veel grotere impact op de werkzaamheden van de regionale netbeheerder dan aansluiten op momenten dat de grond toch al open wordt gemaakt voor andere werkzaamheden. Op basis van huidige regelgeving is direct verwijderen in de meeste gevallen nog noodzakelijk. Daarom kijkt dit rapport naar direct verwijderen om de impact op de infrastructuur te bepalen.



Figuur 57: *Percentage gasloze woningen in een wijk die volledig of gedeeltelijk gasloos is.*

Figuur 57 laat zien dat de mate van clustering van gasloze woningen sterk verschilt. In scenario Decentrale initiatieven staan bijna alle gasloze woningen in een gasloze wijk, terwijl in scenario Internationale handel maar een klein deel van de gasloze woningen in een gasloze wijk staat. Er is geen lineaire relatie tussen het aantal gasafsluitingen en de hoeveelheid gasnet dat ongebruikt en dus eventueel verwijderd kan worden. Bij de helft van het aantal gasaansluitingen kan maar circa 15% van het LD-hoofdnet verwijderd worden. Alleen bij een gasloze wijk kan het gehele gasnet verwijderd worden. De precieze relatie tussen het aantal gasafsluitingen en de hoeveelheid te verwijderen LD-hoofdnet wisselt sterk per specifieke topologie van het net.

In figuur 58 is een vertaalslag gemaakt van het aantal gasafsluitingen per buurt naar het percentage te verwijderen LD-hoofdnet. Ter vergelijking staat ook procentueel het aantal gasloze woningen per scenario. Hier is de impact van clustering op ongebruikt gasnet en dus eventueel te verwijderen gasnet duidelijk te zien. In scenario Nationaal leiderschap is er veel minder clustering van gasloze woningen, dus ook relatief veel minder te verwijderen gasnet ten opzichte van scenario Decentrale initiatieven. Hetzelfde effect is te zien tussen de scenario's Europese integratie en Internationale handel. Het totaal te verwijderen LD-hoofdnet ligt tussen 20% en 65% van het bestaande net.



Figuur 58: *Percentage te verwijderen lagedruk netwerk t.o.v. huishoudens zonder gasaansluiting*

Naast het verwijderen van delen van het LD-hoofdnet kunnen soms ook districtsstations verwijderd worden. Bij meer clustering van gasloze woningen kunnen er in de regel ook meer districtsstations verwijderd worden. Een grove inschatting van het aantal te verwijderen districtsstations loopt van circa 1.500 voor scenario Internationale handel tot circa 10.000 in scenario Decentrale initiatieven.

Het aandeel te verwijderen hogedrukleidingen is lager dan het aandeel lagedrukleidingen. Waar LD-leidingen voornamelijk in wijken liggen en daardoor verwijderd kunnen worden zodra een wijk gasloos wordt, hebben HD-leidingen een andere functie. HD-leidingen moeten namelijk zorgen voor transport tussen de wijken³⁹. Daardoor moeten veel wijken in dezelfde regio gasloos worden, voordat ook een deel van de HD-leidingen verwijderd kan worden. Het verwijderen van een deel van de HD-leidingen kan ook impact hebben op de leveringszekerheid van de resterende afnemers in het gebied. Ook zijn grote gebruikers, bijvoorbeeld op bedrijventerreinen en kleine industrie, direct aangesloten op het HD-distributienet. Dit deel van het net kan alleen verwijderd worden als ook alle direct aangesloten grote gebruikers overstappen op alternatieven voor hun huidige gasaansluiting. In scenario Nationaal leiderschap wordt verwacht dat de meeste industrie in Nederland blijft en daardoor het meeste HD-distributienet intact moet blijven voor transport. Het kan ook voorkomen dat er lokaal HD-leidingen bij moeten komen ter facilitering van netkoppelingen voor groengasknelpunten.

8.4.2 Het gasnet geschikt maken voor groengas

In het gasnet kan gas niet zonder aanpassingen naar hogere netvlakken getransporteerd worden. Als er lokaal onvoldoende gasafname is, zijn er aanvullende maatregelen nodig om groengas invoeding te kunnen transporteren. Er zijn een aantal mogelijkheden om met deze lokale overproductie van groengas om te gaan:

- Netkoppelingen: afzetgebied vergroten door netten op hetzelfde drukniveau te koppelen of door inzetten van ongebruikte leidingen om groengas invoeding centraal te comprimeren.
- Lokale gasvraag vergroten of overschotten lokaal op een andere manier inzetten.

³⁹ Er zijn in de praktijk ook LD-leidingen die als doorvoerleiding fungeren tussen wijken

- Concentreren van groengas productie: hogere productie per locatie direct invoeden op hogere netvlakken of via verzamelleidingen kleine productielocaties aan elkaar koppelen.
- Gasboosters: compressoren, boosters, inzetten om het geproduceerde gas naar een net met een hoger drukniveau te brengen.
- Gasopslag: lokaal, regionaal of nationaal opslaan van groengas.

Netkoppelingen en het vergroten van de lokale gasvraag kunnen lokale oplossingen zijn om de gasafname te vergroten. Dit kan in specifieke gevallen helpen als een gebied met een overschot aan groengas, een aanliggend gebied heeft dat een groter tekort heeft. In het overgrote deel van de gebieden is dit niet het geval en hebben aanliggende gebieden in de zomer ook een overschot. Het direct op hogere netvlakken invoeden van groengas voorkomt lokale overschotten, maar is niet altijd mogelijk door beperkte volumes of afstanden tot hogere netvlakken. In de meeste gevallen zijn er gasboosters nodig om vanuit de regionale netten het groengas in de landelijke netten in te voeden. Een alternatief zijn lokale gasopslagen, maar dat zijn grote uitdagingen qua kosten en ruimtegebruik. Omdat er buiten de wintermaanden regelmatig een nationaal overschot is van groengasproductie is opslag wel noodzakelijk - danwel regionaal, danwel in de bestaande nationale bergingen.

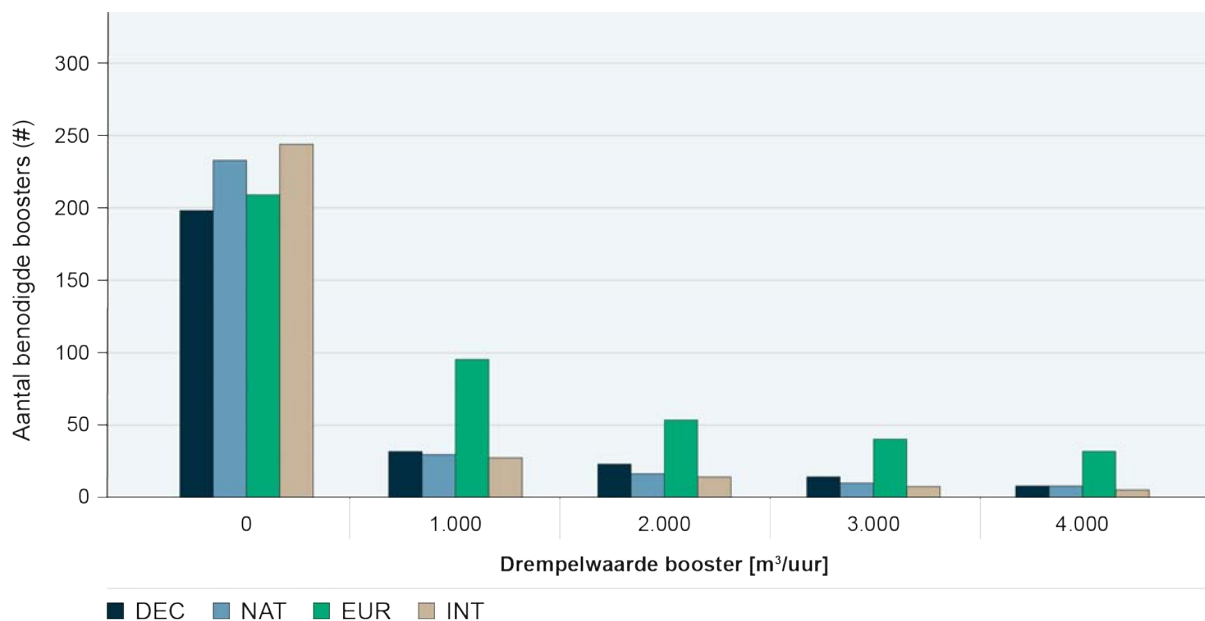
Groen gas boosters

Om al het groengas nuttig te kunnen inzetten, zijn er op veel plaatsen groengasboosters nodig: compressoren die het geproduceerde gas van het distributienet naar het regionale transportleidingnet (RTL) van Gasunie kunnen brengen. Bij de gekozen regionalisering van groengasproductie is de spreiding van productie groot, waardoor in veel gebieden kleine boosters nodig zijn met een capaciteit van minder dan 1000 m³/uur. Het meer clusteren van groengasproductie kan helpen om het aantal boosters te verminderen. Het is wenselijk om minder en grotere boosters te plaatsen, bijvoorbeeld door invoedlocaties te concentreren, netgebieden aan elkaar te koppelen of productielocaties via een verzamelleiding aan een centraal geplaatste gasbooster te koppelen.

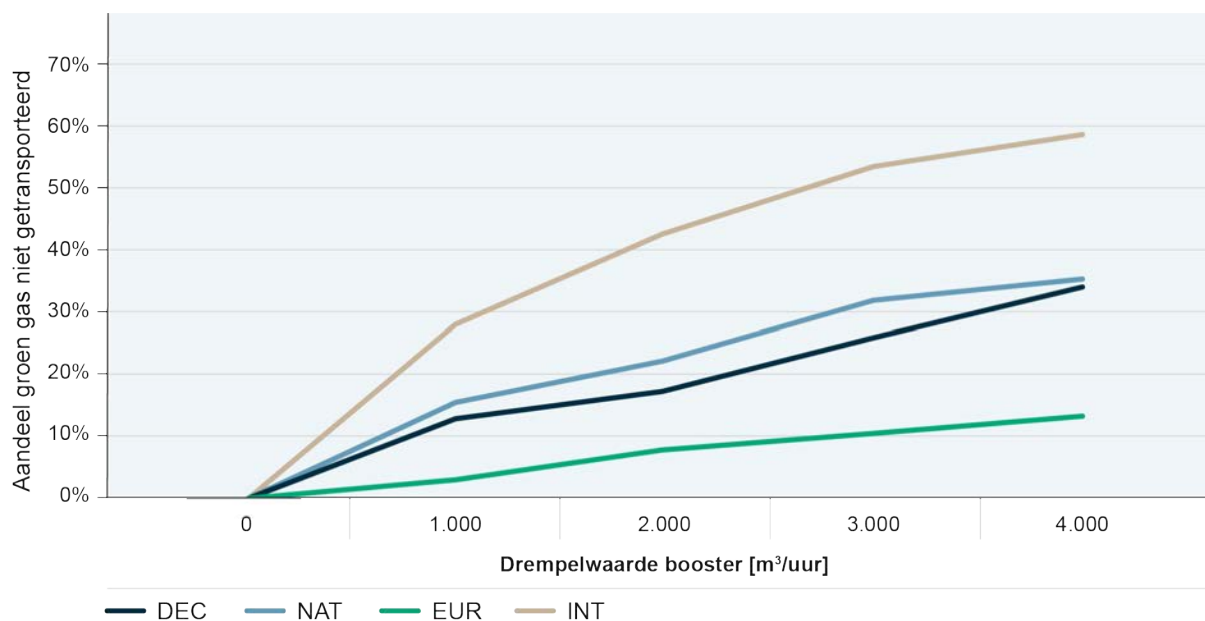
Een andere optie is om enkel bij gebieden met grotere overschotten een booster te plaatsen. Om dit te analyseren is er gekeken naar een 'drempelwaarde' voor het plaatsen van een groengasbooster. Een drempelwaarde van 1000 m³ per uur geeft aan dat er alleen een booster wordt geplaatst als het overschot minimaal 1000 m³ per uur is in de zomer. Dit betekent dus dat er minder boosters geplaatst hoeven te worden, maar ook dat groengasproductie in gebieden met een beperkt overschot niet naar hogere netvlakken getransporteerd kan worden.

Figuur 59 toont de relatie tussen de drempelwaarde voor het plaatsen van een gasboosters en het aantal gasboosters dat wordt geplaatst. Het uitgangspunt in deze analyse is dat een groengas invoeder minimaal 8000 uur per jaar kan invoeden. Een relatief kleine drempelwaarde van 1000 m³ per uur heeft al een groot effect op het aantal te plaatsen boosters. In de verschillende scenario's daalt dat van circa 200 tot 250 boosters naar 30 tot 100 boosters.

Het effect dat deze drempelwaarde heeft op de hoeveelheid groengas die niet getransporteerd kan worden, toont figuur 60. Een drempelwaarde van 1000 m³ per uur in het scenario Europese integratie, heeft daarin een beperkt effect: slechts 3% van de groengasproductie kan niet getransporteerd worden. Maar in de overige scenario's is dit 13% tot 28%, waarmee dus een significante hoeveelheid groengas niet meer getransporteerd kan worden. Vanwege de balans in het systeem is het noodzakelijk om dan óf de import te verhogen, óf de methaanvraag te verlagen.



Figuur 59: Relatie tussen de drempelwaarde voor een booster en aantal benodigde boosters in de distributienetten.



Figuur 60: Relatie tussen de drempelwaarde voor een booster en het aandeel niet getransporteerd groengas in de distributienetten.

In de meeste gevallen wordt er gecompriemd naar het 40 bar-regionale gasnet van Gasunie (het RTL, zie hoofdstuk 6), waar in de meeste 40-bar-netten dan ook een overschot ontstaat. Enkele tientallen extra boosters van het regionale net met 40 bar naar het landelijke net met 67 bar, zijn dan noodzakelijk. Als er direct van 8 bar naar 67 bar geboosterd kan worden, kan dit wenselijk zijn om die extra tussenstap te voorkomen.

Opslag

Groengas invoeding heeft een vlak profiel over het hele jaar, terwijl piekvraag vooral in de winter ligt voor het verwarmen van gebouwen. Hierdoor ontstaat een seizoenonbalans tussen de wintermaanden en de overige maanden. Om deze onbalans op te vangen is opslag noodzakelijk. Er zijn grofweg twee oplossingen: regionale of nationale gasopslagen. Regionale opslagen voorkomen gastransport, maar ruimtelijke inpassing en kosten zijn een groot aandachtspunt. Nationale opslagen zijn waarschijnlijk goedkoper, maar vereisen aandacht ten aanzien van de gaskwaliteit - voornamelijk de zuurstofconcentratie. Extra onderzoek naar de mogelijkheden voor seizoensopslag van groengas is noodzakelijk.

8.4.3 Het gasnet geschikt maken voor waterstof

Waterstof gedraagt zich echter anders dan methaan in het gasnet. Voor de hand liggende verschillen zijn de veel lagere dichtheid (factor negen), lagere energiedichtheid (factor drie) en andere ontbrandingsgrenzen. Dat heeft in de praktijk bijvoorbeeld gevolgen voor apparatuur van eindgebruikers, zoals branders die aangepast moeten worden, maar ook voor de mogelijke stroomsnelheden in de netwerken. Zowel in werkgroepen vanuit Netbeheer Nederland als in bredere onderzoekscollectieven als Hydelta, wordt onderzoek verricht naar transport en distributie van waterstof.

Geschiktheid van de gasnetten

Uit onderzoeken naar de materialen en componenten van het aardgasnetwerk is gebleken dat het gasnet voor het merendeel geschikt is om waterstof te transporteren. Bij hetzelfde drukregime is de leidingcapaciteit zelfs ongeveer hetzelfde als bij aardgas, als de waterstof met een drie keer zo hoge snelheid door de leidingen kan stromen. Daarmee zijn de huidige gasnetten met beperkte aanpassingen om te bouwen tot waterstofnetwerken. Er zijn ook aanpassingen nodig bij de eindgebruiker, zoals het vervangen van de gasmeter en de gastoestellen.

In 2050 wordt in de scenario's Europese integratie en Internationale handel een deel van de gebouwde omgeving en industrie door waterstof van energie voorzien. Naar verwachting gaan in de eerste fase de vijf grote industrieclusters gefaseerd over op waterstof. In het kielzog van de grote clusters zou ook een deel van cluster 6 overgezet kunnen worden op waterstof. Dan kunnen er ook combinaties worden gemaakt met gebouwde omgeving of mobiliteit in de buurt. Om zover te komen moet er op een gegeven moment een ombouw plaatsvinden waarbij de overstap gemaakt wordt van aardgas naar waterstof. Uit onderzoek, o.a. Hydelta 2.0 werkpakket 7, naar een dergelijke ombouw zijn de volgende bevindingen naar voren gekomen:

- Bij de ombouw van het netwerk zijn veel partijen (netbeheerders, afnemers, leveranciers, etc.) betrokken. Om een ombouwproject tot een succes te maken is duidelijke verantwoordelijkheden en informatieoverdracht tussen al die betrokkenen noodzakelijk. Het is wenselijk als de overheid de randvoorwaarden schept en een uitvoeringsinstantie benoemt om het proces te coördineren.
- Het gasnet moet deelnet voor deelnet overgezet worden op waterstof en dat kan per deelnet van planfase tot uitvoeringsfase meerdere jaren in beslag nemen. Versnelling is mogelijk bij het toepassen van gasapparatuur bij eindgebruikers die zowel voor methaan als waterstof geschikt zijn. Daarnaast is een versnelling benodigd van vergunningstrajecten voor met name de plaatsing van waterstofstations.
- Het bestaande methaannetwerk kan alleen voor waterstof ingezet worden, als eindgebruikers niet ook een methaanaansluiting willen behouden – een duale aansluiting. Anders moet er een apart waterstofnetwerk aangelegd worden. Een dubbel netwerk heeft uiteindelijk waarschijnlijk niet de voorkeur vanuit de perspectieven van uitvoerbaarheid en kosteneffectiviteit. In de transitieperiode moet sowieso nog relatief veel nieuw netwerk aangelegd worden, omdat de methaaninfrastructuur nog niet beschikbaar is.

8.5 Ontwikkelpad

8.5.1 Het verwijderen van het gasnet

In alle scenario's wordt het gasnet minder gebruikt en blijven steeds meer gasleidingen ongebruikt. Het is nog niet volledig duidelijk wat er met deze gasleidingen gaat gebeuren. Deze analyse hanteert het uitgangspunt dat er een wettelijke verplichting is om de ongebruikte gasleidingen te verwijderen. Zoals eerder genoemd, komt dit uit op 21% tot 66% van het totale LD-net. Dit brengt een groot werkpakket met zich mee, en het is dus belangrijk om te weten wanneer dit werkpakket zich aandient. In tabel 11 wordt het gemiddelde jaarlijkse verwijderingspercentage van het LD-hoofdnet weergegeven tot 2040 en na 2040. In de scenario's Nationaal leiderschap en Europese integratie is de verwijderingssnelheid voor en na 2040 redelijk gelijk. In Decentrale initiatieven is de verwijderingssnelheid na 2040 een stuk hoger. Er worden dan namelijk nog veel wijken gasloos, waardoor het LD-hoofdnet van de hele wijk nog weggehaald kan worden. In Internationale handel is de snelheid juist een stuk lager omdat er weinig extra gasloze wijken bij komen tussen 2040 en 2050. Voor alle scenario's geldt dat een aanzienlijk deel van het LD-net verwijderd moet worden, wat een groot werkpakket oplevert.

Tabel 11: Gemiddelde jaarlijkse verwijderingspercentage LD-net tot 2040 en tussen 2040 en 2050.

Scenario	Gemiddeld per jaar tot 2040	Gemiddeld per jaar tussen 2040-2050
Decentrale initiatieven	2.1%	3.0%
Nationaal leiderschap	1.9%	1.8%
Europese integratie	1.2%	1.0%
Internationale handel	1.1%	0.3%

8.5.2 Ontwikkeling van het aanbod van groengas

De productie van groengas stijgt in alle scenario's sterk richting 2050. Tegelijkertijd daalt de totale methaanvraag sterk. Dit veroorzaakt een kantelpunt in de mogelijkheden om de groengas productie direct lokaal te gebruiken. Dit kantelpunt bevindt zich in veel gekoppelde GOS-gebieden al voor 2040, wanneer de groei van groengas productie groter is dan de resterende gasvraag in de zomermaanden. In deze gebieden zijn groengasboosters nodig. In tabel 12 is weergegeven hoeveel groengasboosters nodig zijn in de periode tot 2040 en in de periode 2040-2050. Hier wordt aangenomen dat er geen drempelwaarde voor booster capaciteit is. Als er wel een drempelwaarde wordt aangenomen (bijvoorbeeld 1000 m³/uur) dan zijn er significant minder boosters nodig.

Tabel 12: gemiddelde aantal boosters per jaar tot 2040 en tussen 2040 en 2050.

Scenario	Gemiddeld per jaar tot 2040	Gemiddeld per jaar tussen 2040-2050
Decentrale initiatieven	10.1	2.8
Nationaal leiderschap	8.6	8.7
Europese integratie	10.7	2.7
Internationale handel	8.7	9.6

Voor groengasboosters is te zien dat er in de scenario's Decentrale initiatieven en Europese integratie een sterke nadruk ligt op de periode tot 2040, voor het aantal te plaatsen boosters. In de periode na 2040 wordt dit significant minder. Dit geldt niet voor Nationaal leiderschap en Internationale handel, die tot 2050 een meer gelijkblijvende trend hebben. Parallel aan het installeren van boosters is het ook noodzakelijk om opslagcapaciteit voor groengas te ontwikkelen, zodat de seizoenonbalans opgevangen kan worden.

8.5.3 De verdelingspuzzel tussen waterstof en methaan

Om te voorkomen dat overal dubbele gasnetten nodig zijn, is het wenselijk dat er per gebied zoveel mogelijk één gassoort wordt gebruikt. Zo kan zoveel mogelijk bestaande infrastructuur worden (her)gebruikt voor de distributie van groengas en waterstof. Dit betekent dat het noodzakelijk is om het huidige aardgasnet regionaal op te delen in afzonderlijke netten voor waterstof en voor groengas. Een aantal overwegingen spelen een rol bij de opdeling van het aardgasnet. Keuzes van de ene afnemer hebben daarmee invloed op omliggende afnemers. Om dubbele gasinfrastructuur te voorkomen, moeten afnemers die op dezelfde gasleiding zitten dezelfde gassoort hebben. Dit geldt ook voor groengas invoeders. Daar is een lokaal methaannetwerk noodzakelijk om in te kunnen voeden. Het overzetten van methaan naar waterstof kost tijd, vanwege eventuele aanpassingen in het netwerk en bij de afnemers. Om te voorkomen dat de gasinfrastructuur voor lange tijd buiten gebruik is, moet dit in kleine gebieden per keer worden aangepakt.

Investerings worden vaak jaren vooruit gepland en er zijn grote aanpassingen noodzakelijk. Daarom moet de verdelingspuzzel voor andere gebieden op korte termijn uitgewerkt worden, wanneer de uitrol van waterstof begint. Met die doelstelling moet er nu al nagedacht worden over de regio's die waterstof gaan gebruiken. Hiervoor moeten nieuwe kaders worden opgesteld en op nationaal niveau afstemming plaatsvinden. Anders ontstaat het risico van versplinterde waterstofgebieden op suboptimale locaties. Vooralsnog een lastige puzzel, omdat nog niet duidelijk is wat de kosten van waterstof en groengas worden en hoeveel ervan beschikbaar zal zijn.

8.5.4 Ontwikkeling regionale infrastructuur waterstof

Hoe de regionale infrastructuur van waterstof zich ontwikkelt, is sterk afhankelijk van de verdelingspuzzel die gemaakt moet worden. Hieruit moet blijken hoe en welke leidingen in het RNB-net worden overgezet op waterstof. Deze beslissing hangt sterk samen met de uitrol van het landelijk waterstofnetwerk. Wanneer een LNB-leiding wordt overgezet op waterstof, zullen de onderliggende RNB-netten ook over moeten op waterstof, of op een andere methaanleiding geschakeld moeten worden. Of er is tijdelijk dubbele infrastructuur voor gas en waterstof nodig is. In de bijlagen van deze verkenning staan de resultaten van enkele onderzoeken door netbeheerders. Om concrete ervaring op te doen met de omzetting naar waterstof worden er pilots uitgevoerd door de regionale netbeheerders in samenwerking met ketenpartners, onder andere in Uithoorn, Lochem en Wagenborgen.

8.6 Onzekerheden

De volgende ontwikkelingen zijn onzeker en hebben impact op de regionale gasinfrastructuur, die niet binnen de kaders van de geanalyseerde scenario's vallen.

Spreiding of clustering productie duurzaam gas

De regionalisatie van groengas voor de RNB's is erg gespreid, wat een directe invloed heeft op het benodigd aantal boosters. Als groengas in de praktijk meer geconcentreerd wordt geproduceerd, zijn er minder boosters nodig of kan zelfs directe invoeding op het landelijke net overwogen worden. De regionalisatie van waterstof is erg onzeker, omdat het afhangt van de beschikbaarheid van het landelijke waterstofnetwerk, keuzes in andere sectoren en de mogelijkheid om een gebied geheel over te zetten op waterstof. Geclusterd gebruik en/of productie van waterstof ten opzichte van verspreide productie zal minder impact hebben op de regionale gasinfrastructuur.

Waterstof in regionale netten

De rol van waterstof in de regionale netten is onzeker en verschilt sterk tussen de scenario's. Waar er bijvoorbeeld in twee scenario's geen rol is voor waterstof in de gebouwde omgeving, heeft in scenario Internationale handel het grootste deel van de woningbouw een waterstofaansluiting. Omdat dit aangelegd moet worden parallel aan het afbouwen van de methaanvraag, is het van groot belang dat zo vroeg mogelijk duidelijk wordt of en welke gebieden op waterstof voorzien worden. Dan is er voldoende tijd om de netwerken om te bouwen. Het is belangrijk dat er zowel sectoraal als geografisch keuzes worden gemaakt. Ook de regionale industrie heeft in het scenario Internationale handel een waterstofvraag. Deze kan voorzien worden via aparte leidingen, gezamenlijke leidingen met eventuele woningbouw op waterstof of direct vanuit het landelijke waterstofnetwerk. Deze opties verschillen sterk qua complexiteit en uitdaging voor de regionale netbeheerders.

Extra aanpassingen aan regionale gasnetten voor waterstof

Naast de bovenvermelde aanpassingen, zijn er mogelijk ook aanpassingen aan de regionale gasnetten nodig. Die zijn nu nog niet verder gekwantificeerd – daarvoor zijn ze vooralsnog te onzeker. De belangrijkste:

- De eventuele extra netlengtes die wellicht nodig zijn tijdens de transitiefase (2030-2050) om zowel groengas als waterstof te accommoderen - scheiden van deelnetten, zorgdragen voor voldoende redundantie in deelnetten.
- Extra netlengtes die wellicht nodig zijn voor invoeding van waterstof uit decentrale power-to-gas-installaties - op bijvoorbeeld hogere drukken, met koppeling aan landelijke transportinfrastructuur.

- Kosten voor mogelijk maken tweerichtingsverkeer in decentrale waterstofnetten (waterstofboosterstations), wellicht noodzakelijk bij decentrale power-to-gas.
- Eventuele extra aansluitingen voor industrie, waterstof-tankstations mobiliteit, scheepvaart e.d.

Als de perspectieven op regionale waterstofnetten concreter worden is het aan te bevelen om bovenstaande ontwikkelingen verder te verkennen.

Verwijderen gasleidingen

In de analyse is uitgegaan van het verwijderen van gas-assets zodra deze niet meer in gebruik zijn. De mate waarin leidingen verwijderd kunnen worden hangt erg af van de clustering van gasloze aansluitingen. Daardoor is er grote onzekerheid in de hoeveelheid lage druk gasnet dat per regio verwijderd kan worden. Netbeheer Nederland stelt momenteel het 'Verwijderingsbeleid voor hoofdnetten gas' op. Daarin wordt duidelijk wat er met de hoofdnetten gas moet of kan gebeuren als steeds meer gasaansluitingen door de energietransitie komen te vervallen. Uiteraard wordt daarbij rekening gehouden met zowel huidige als toekomstige wet- en regelgeving. Het verwijderingsbeleid kan substantiële gevolgen hebben voor de operationele werkpakketten.

Hoofdstuk 9

Impact op overige infrastructuren

9.1 Conclusies

Infrastructuur voor CO₂

- Transport per buisleiding naar een of meer opslagen in de Noordzee is een van de mogelijke oplossingen om de uitstoot van CO₂ in Nederland terug te brengen tot de minder dan 10 Mton per jaar in 2050 in de scenario's van II3050-editie 2.
- Een netwerk van buisleidingen tussen industrieclusters voor transport van CO₂ naar de opslag offshore is een oplossing voor het realiseren van grote reductie van CO₂-uitstoot op de korte termijn (2030-2035). Een deel van het transport gebeurt per schip.
- Op de lange termijn (richting 2050 en daarna) kan het CO₂-netwerk een nuttige functie vervullen bij het realiseren van negatieve CO₂-emissies of een circulaire economie, bijvoorbeeld door CO₂ van biogene oorsprong naar de industrieclusters te transporteren voor het maken van producten, zoals plastics.
- Een CO₂-netwerk in Nederland kan een internationaal verbindende rol vervullen en bijvoorbeeld ook CO₂ vanuit Duitsland en België naar opslag in de Noordzee transporteren. Ook buisleidingverbindingen met andere landen, zoals Noorwegen, behoren in de verdere toekomst tot de mogelijkheden.
- Ook transport van CO₂ per schip - via rivieren en zee - blijft noodzakelijk en is vooral bij kleinere capaciteiten (0,5-1 Mton per jaar) over lange afstanden van honderden kilometers een efficiënt alternatief.

Infrastructuur voor warmte

- Collectieve warmtenetten spelen in alle scenario's voor 2050 in de gebouwde omgeving een veel sterkere rol in de warmtevoorziening dan nu. Er zijn wel grote verschillen per scenario. De warmtelevering via collectieve netten vervijfvoudigt in scenario Nationaal leiderschap en verdubbelt slechts in scenario Internationale handel.
- Door veranderingen in het aanbod zijn investeringen nodig in relatief grootschalige infrastructuur voor warmtetransport, die bronnen met een of meerdere distributienetten verbindt. Deze transportleidingen blijven wel altijd regionaal van karakter. Bij een groter aandeel restwarmte en geothermie is de omvang van de investeringen groter.
- Er is in alle scenario's een grote behoefte aan warmteopslag. De volumes zijn beschreven in Hoofdstuk 2: 4-11 TWh in 2040 en 3-14 TWh in 2050, met de grootste hoeveelheden in scenario Nationaal leiderschap.

9.2 Vraag en aanbod van CO₂ en behoefte aan CO₂-transport

Volgens het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) zijn afvang en opslag van CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) voor Nederland noodzakelijk om op korte termijn de nationale doelstellingen voor CO₂-reductie te halen. In totaal gaat het in Nederland in 2030 om ca. 20 Mton CCS (zie I13050-scenariorapport, sectie 4.7).

Er is transport nodig om de CO₂ die bij de industrieclusters wordt afgevangen, in lege gasvelden onder de Noordzee te kunnen opslaan. Grootschalige projecten als Porthos en Aramis zijn opgezet om het laatste deel van dit transport te realiseren, van de Rotterdamse haven naar geschikte oude gasvelden offshore. Hiervoor moeten zowel onshore- als offshore-leidingen en andere infrastructuur worden aangelegd. Het maximaal te transporteren volume naar de opslag is 22 Mton CO₂ per jaar voor de thans voorziene infrastructuur.

De andere vier grote industrieclusters produceren ook CO₂, maar voor hen is vooralsnog minder duidelijk hoe de afgevangen CO₂ naar de opslagen getransporteerd wordt. Hetzelfde geldt voor de grote industrieclusters in België en Duitsland, zoals bij Antwerpen en het Ruhrgebied. Transport per schip, via rivieren en over zee, is het belangrijkste alternatief voor buisleidingen. Verschillende clusters hebben dan ook plannen gemaakt voor vervoer van CO₂ per schip naar de Maasvlakte of naar de offshore-opslag. Uit onderzoek⁴⁰ is gebleken dat transport van hoeveelheden tot ca. 2 Mton/jaar over grote afstanden van honderden kilometers het beste met schepen gedaan kan worden. Buisleidingen kunnen efficiënt worden ingezet als het om grote hoeveelheden gaat en/of de afstanden korter zijn (zie figuur 62 in 9.3).

De volgende paragraaf beschrijft op welke routes het leggen van een CO₂-buisleiding efficiënt is en hoe een resulterend netwerk voor CO₂-afvang en -opslag er rond 2035 uit kan zien. Het is hierbij essentieel om een beeld te hebben van het aanbod van afgevangen CO₂ in de industrieclusters. In de verdere toekomst, na 2035), kan de industrie ook CO₂ gaan vragen, om producten mee te maken, zoals plastics. Vraag en aanbod van CO₂ zijn voor de vier scenario's van I13050-editie 2 voor 2040 en 2050 op jaarbasis beschikbaar gemaakt vanuit het CTM (Carbon Transition Model, zie I13050-scenariorapport 4.7). Het blijkt dat er een grote vraag naar koolstof kan ontstaan: van 2 Mton gebruik van CO₂ (CCU) in scenario INT tot meer dan 15 Mton in scenario NAT.

Voor de jaren 2030 en 2035 is gebruik gemaakt van de meest recente scenario's van de investeringsplannen van de netbeheerders, die ook gebaseerd zijn op het CTM. Voor een inschatting van het benodigde transport zijn de cijfers geaggregeerd op clusterniveau.

9.3 Ontwikkeling van een CO₂-netwerk tot 2035

CO₂-transport is anders dan aardgastransport. Bij kamertemperatuur en onder atmosferische omstandigheden is CO₂ een gas, maar onder hoge druk vindt een faseovergang plaats. Als bij 15 °C de druk verhoogd wordt tot boven 50 bar, dan ontstaat een vloeistof. Boven 31 °C en drukken boven 73 bar komt CO₂ in een superkritische fase, een vorm waarbij het onderscheid tussen gas en vloeistof verdwenen is. Alle vormen – gas, vloeistof en superkritisch – zijn goed via een buisleiding te transporteren - hoewel faseovergangen in de buis vermeden moeten worden. In de praktijk komen al deze vormen van transport sinds de jaren zeventig in verschillende landen voor, bijvoorbeeld in gebieden waar olie wordt gewonnen.

Bij drukken net onder de dauwpuntlijn, de procesconditie die nodig is voor een faseovergang, bestaat de kans op condensatie, waarbij zowel gas als vloeistof aanwezig is. Voor transport via buisleidingen is dat ongewenst.

⁴⁰ Element Energy, rapport "Shipping CO₂ – UK Cost Estimation Study", november 2018

Transport van gasvormig CO₂ gebeurt daarom bij voorkeur bij tamelijk lage drukken, 30 bar of lager. Transport van vloeibaar of superkritisch CO₂ kan goed bij drukken tot ca. 80 bar plaatsvinden – drukken die ook gangbaar zijn bij aardgastransport. Transport van CO₂ per schip gebeurt altijd in vloeibare vorm en is vergelijkbaar met transport van bijvoorbeeld LPG en ammoniak.

Gasvormig transport via leidingen heeft een veel kleinere capaciteit dan vloeibaar transport door dezelfde leiding, maar CO₂-transport in superkritische vorm door een buisleiding is qua capaciteit bijna vergelijkbaar met vloeibaar transport. Op dit moment is niet duidelijk welk drukregime in Nederland gehanteerd wordt voor transport van CO₂ over langere afstanden – het transport kan deels gasvormig en deels vloeibaar/superkritisch zijn, afhankelijk van de route en de omstandigheden. Daarom is op grond van vraag- en aanboddata alleen, niet goed vast te stellen welke leidingdiameters gekozen moeten worden op de verschillende routes die in aanmerking komen. De navolgende analyse beoordeelt alleen op welke route een buisleiding een efficiënte keuze kan zijn en niet hoe groot de diameter van de leiding moet zijn.

De analyse gaat uit van de vijf grote industrieclusters in Nederland en van vraag en aanbod van CO₂ per cluster. Deze vijf clusters veroorzaken het grootste deel van het mogelijke transport. Vraag en aanbod zijn gespecificeerd door de grootste bedrijven zelf. De cijfers zijn weergegeven in Tabel 13. Internationaal transport vanuit Duitsland en België maakt deel uit van de analyse – dit is vooral aan de orde voor scenario's met een internationaal perspectief (met scenario's INT en EUR als representanten).

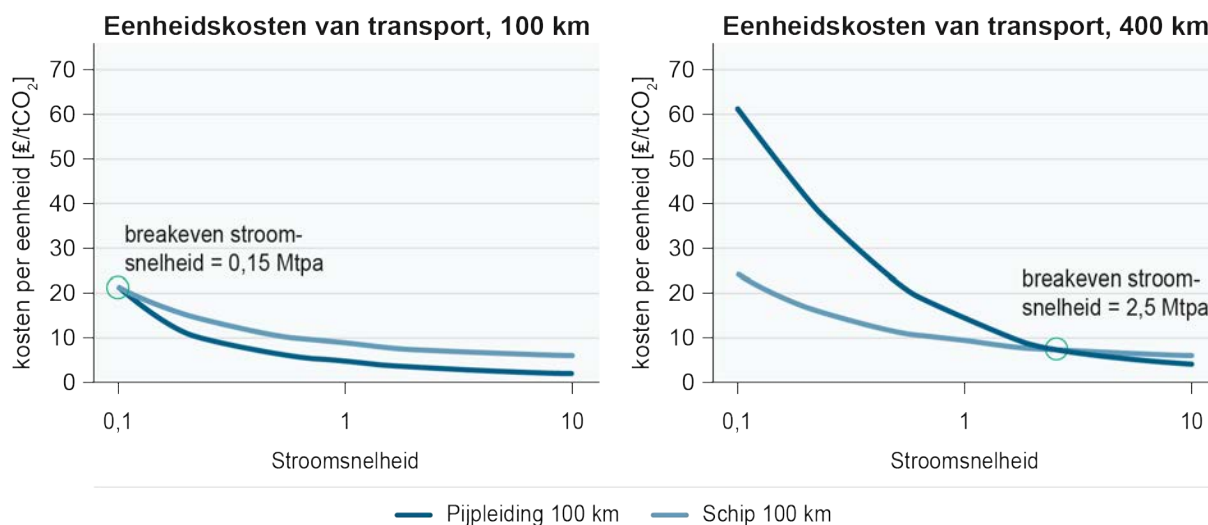
Tabel 13: Hoeveelheden CO₂ per jaar in Mton (vraag = -; aanbod = +), baseload (vlak profiel).

Scenario's	2030 KA	2030 IA	2035 KA	2035 IA	2040 DEC	2040 NAT	2040 EUR	2040 INT	2050 DEC basis	2050 NAT basis	2050 EUR basis	2050 INT basis
Clusters	Netto [Mton/jaar]	Netto [Mton/jaar]	Netto [Mton/jaar]	Netto [Mton/jaar]	Netto [Mton/jaar]	Netto [Mton/jaar]	Netto [Mton/jaar]	Netto [Mton/jaar]	Netto [Mton/jaar]	Netto [Mton/jaar]	Netto [Mton/jaar]	Netto [Mton/jaar]
Rotterdam – Moerdijk	8,7	8,6	8,1	7,6	6,8	7,6	8,8	7,8	3,2	-8,8	3,7	6,6
Zeeland	2,2	1,3	0,6	0,2	-0,3	-0,2	0,6	-0,2	-0,3	-2,6	-0,4	0,6
Noordzeekanaalgebied	0,0	0,0	0,5	0,0	1,5	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0
Chemelot	1,2	0,9	0,7	0,2	0,4	0,0	1,2	0,0	-0,1	0,0	1,9	-0,1
Noord-Ierland	-0,1	0,0	0,5	-0,5	-0,7	-0,7	-0,4	-0,5	-0,8	-0,6	-0,6	0,5
Totaal Import (DE+BE)	9,80	8,8	-	-	-	-	-	-	0	7	20	10

In de periode tot ca. 2035 gaat het vooral om transport van CO₂ naar de opslag onder de Noordzee. Uitgangspunt is dat de infrastructuur vanaf de Rotterdamse haven naar de opslagen Porthos en Aramis al gerealiseerd is en voldoende transportcapaciteit heeft. De belangrijkste afweging is of het transport vanaf de andere clusters het meest efficiënt via een buisleiding kan gebeuren of per schip. Veiligheid speelt hierbij ook een rol: in dichtbevolkte regio's heeft transport per pijpleiding de voorkeur boven transport per schip. In principe ontstaat op grond van deze afwegingen een stervormig netwerk, zonder ringstructuren, van de clusters naar Rotterdam.

Zoals in 9.2 beschreven hangt de keuze voor een buisleiding vooral af van de transportafstand en de hoeveelheid CO₂ die getransporteerd moet worden. Bij transport van grotere hoeveelheden over kortere afstanden is een buisleiding vaak efficiënter dan transport per schip. Relevante grafieken (afkomstig uit Element Energy⁴¹) zijn weergegeven in figuur 62.

⁴¹ Element Energy, rapport "Shipping CO₂ – UK Cost Estimation Study", november 2018



Figuur 62: Vergelijking van kosten van CO₂-transport per schip en per buisleiding, afhankelijk van afstanden en te transporteren hoeveelheden.

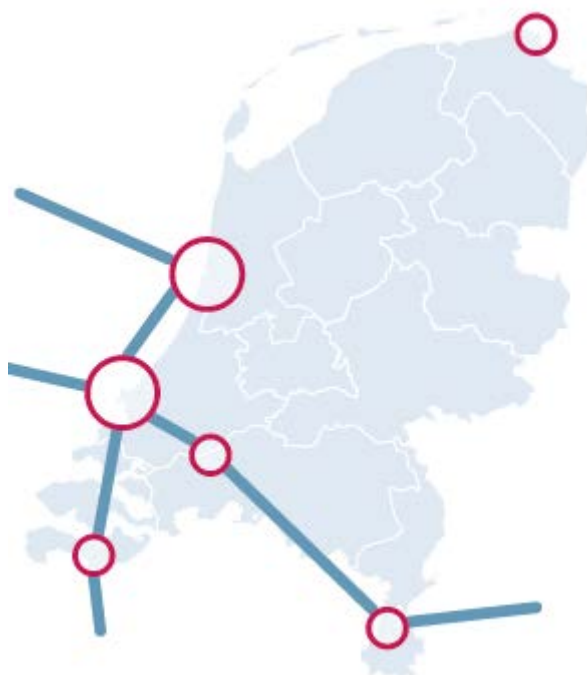
Geschatte afstanden tussen de verschillende clusters en de Rotterdamse haven zijn weergegeven in Tabel 14. Voor de analyse is ervan uitgegaan dat nieuwe CO₂-leidingen zoveel mogelijk in bestaande buisleidingtracés worden gelegd.

Tabel 14: Afstanden tussen clusters en de haven van Rotterdam

Cluster	Afstand [km]	Opmerking
Zeeland	140	naar cluster Rotterdam/Moerdijk
Noordzeekanaalgebied	100	naar cluster Rotterdam/Moerdijk
Chemelot	250	naar cluster Rotterdam/Moerdijk
Noord-Nederland	220	naar Noordzeekanaalgebied (vandaar door naar Rotterdam)
	280	naar cluster Rotterdam/Moerdijk

De analyse toont aan dat in de periode tot 2035 efficiënte verbindingen tot stand kunnen komen tussen het Noordzeekanaalgebied en Rotterdam, tussen Chemelot en Rotterdam en tussen industriecluster Zeeland en Rotterdam. Bij de verbinding met Chemelot is er rekening mee gehouden dat deze wordt doorgetrokken naar het Ruhrgebied. De hoeveelheid af te voeren CO₂ in het Ruhrgebied is zo groot dat de verbinding Chemelot-Rotterdam, via de Delta-Rijn-Corridor, gaat fungeren als de basis van het CO₂-net van Nederland. Bovendien is rekening gehouden met het doortrekken van de verbinding met Zeeland naar de industrie bij Antwerpen en Gent.

Een CO₂-verbinding tussen industriecluster Noord-Nederland en de andere clusters lijkt, vanwege de lange transportafstand en de relatief geringe hoeveelheden, tot 2035 niet efficiënt. Vervoer per schip naar de Maasvlakte ligt meer voor de hand. Wel kan een verbinding van cluster Noord-Nederland met het nabijgelegen Duitse industriecluster bij Bremen worden overwogen.



Figuur 63: Voorgesteld CO₂-netwerk in 2030-2035 op grond van efficiency-analyse. Er is verschil per scenario: bij Europese integratie en Internationale handel hebben de routes uit België en Duitsland een grotere capaciteit

9.4 Ontwikkelpad CO₂-netwerk tot 2050

Fossiele brandstoffen gaan een steeds kleinere rol spelen en het aanbod van CO₂ uit afvang bij de industrie neemt dus af. Naar verwachting komt er een vraag naar CO₂ voor in de plaats, bijvoorbeeld voor de productie van plastics, kunstmest, methanol en e-brandstoffen en gebruik in kassen. Dat gebeurt nu vooral met aardolie, maar ook CO₂ bevat de koolstof die nodig is om dat soort producten te kunnen maken.

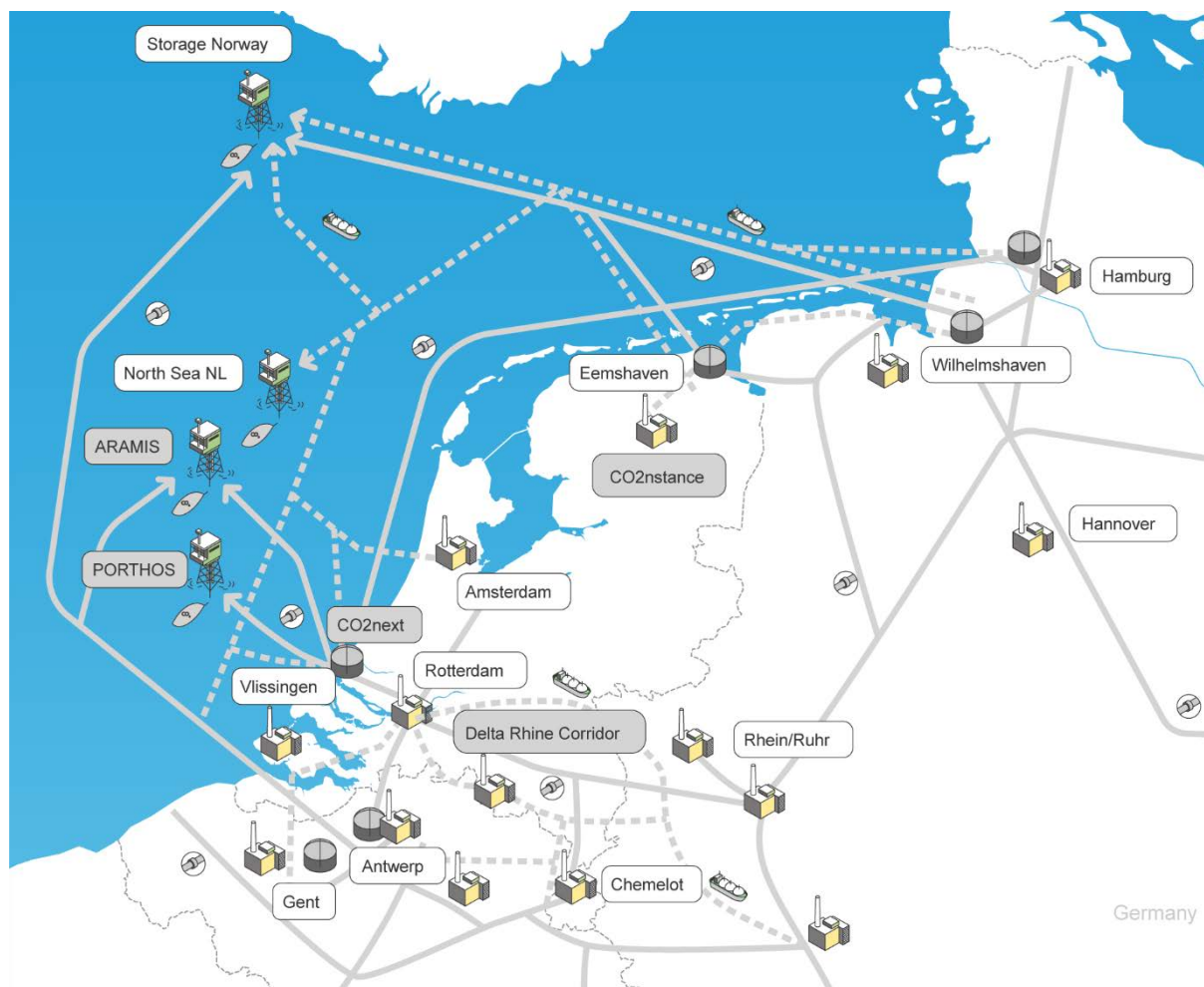
Door CO₂ te gebruiken kunnen plastics en andere stoffen, zoals synthetische brandstoffen, op een duurzamere manier worden gemaakt. Als CO₂ wordt gebruikt die eerder bij de industrie is afgevangen en opgeslagen, kan, afhankelijk van de oorsprong van de CO₂, een circulair proces ontstaan. Daarbij komt er per saldo geen extra CO₂ in de atmosfeer terecht. Als CO₂ wordt gebruikt die rechtevreeks uit de lucht is onttrokken, bijvoorbeeld met Direct Air Capture, kan er zelfs sprake zijn van 'negatieve emissies', met name als de CO₂ langer dan honderd jaar wordt vastgelegd in een product. Netto blijft er dan minder CO₂ in de atmosfeer achter dan eerst. Wat er nodig is om tot een circulaire economie en tot negatieve emissies te komen, is volop in onderzoek. Sommige technieken, bijvoorbeeld Direct Air Capture, zijn nu nog veel te duur. Van andere is onduidelijk in hoeverre ze ooit op grote schaal toegepast kunnen gaan worden. Bijvoorbeeld opslag in stoffen, zoals olivijn. Daar tegenover staan ook bemoedigende ontwikkelingen die zouden kunnen leiden tot een versnelling in de aanpak om CO₂ op een nuttige manier te hergebruiken. De techniek die wordt gebruikt bij CO₂CLEANUP⁴² is hier een goed voorbeeld van.

Als na 2035, naast blijvende behoefte aan opslag bij de industrie, een substantiële vraag naar CO₂ ontstaat, houdt het eerder gebouwde netwerk voor CO₂-transport een nuttige functie. Als bijvoorbeeld vol wordt ingezet op productie van synthetische brandstoffen, verandert het drijvende mechanisme van opslag naar benutting. Met het gevolg dat vraag en aanbod anders over het CO₂-systeem verdeeld zullen worden. Transport van CO₂ blijft in alle

⁴² SCW Systems, link: <https://scwsystems.com/co2-clean-up/>

gevallen nodig, waarbij de stromingsrichting mogelijk verandert naar de industrieclusters toe, in plaats van ervandaan. Het netwerk kan zijn transportfunctie tot ver na 2050 blijven vervullen.

Al met al is zelfs niet uitgesloten dat ook cluster Noord-Nederland via een CO₂-leiding met de andere clusters in Nederland verbonden wordt. Ook wordt nagedacht over internationale connecties op de Noordzee, met omliggende landen, tot aan Noorwegen toe. Schepen spelen daarbij dan ongetwijfeld een rol, maar ook offshore-leidingen zijn nadrukkelijk in beeld. Afhankelijk van het scenario dat zich richting 2050 voltrekt, kan een grootschalig Noordwest-Europees netwerk van verbindingen met buisleidingen en schepen ontstaan. Een mogelijke uitwerking van zo'n visie is weergegeven in figuur 64.



Figuur 64: Visie op mogelijke CO₂-verbindingen met leidingen en schepen in 2050 in Noordwest-Europa (bron: Gasunie).

9.5 Warmte: huidige warmtenetwerken

In 2019 bedroeg de vraag naar warmte, aangevoerd als warmte via warmtenetten, 47 TWh. De huidige vraag is vooral afkomstig vanuit de industrie (23 TWh) en de glastuinbouw (15 TWh) en veel minder uit de gebouwde omgeving (6 TWh). Het warmteaanbod kwam in 2019 uit een combinatie van bronnen, waaronder restwarmte uit lokale WKK's (14 TWh), en gasketels (10 TWh). Een deel van de warmte werd gemaakt met aardgas. Andere

bronnen, zoals afvalverbrandingscentrales (AVI's), bio-warmtecentrales, warmteboilers en geothermie – aardwarmte - spelen een kleinere rol.

Het gaat vaak om zeer lokale infra, bijvoorbeeld van een WKK naar een kas ernaast. De onderstaande paragraaf beschrijft de ontwikkeling van collectieve warmtenetten voor de gebouwde omgeving richting 2050.

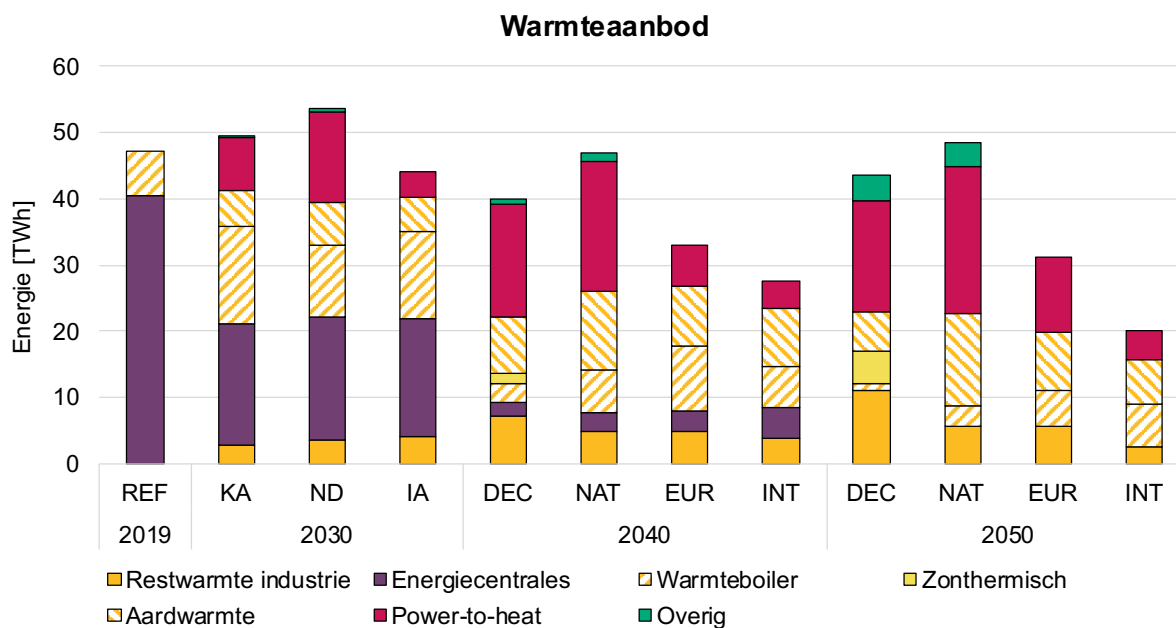
9.6 Vraag en aanbod van warmte en infrastructuurontwikkelingen tot 2050

9.6.1 Ontwikkelingen in vraag en aanbod

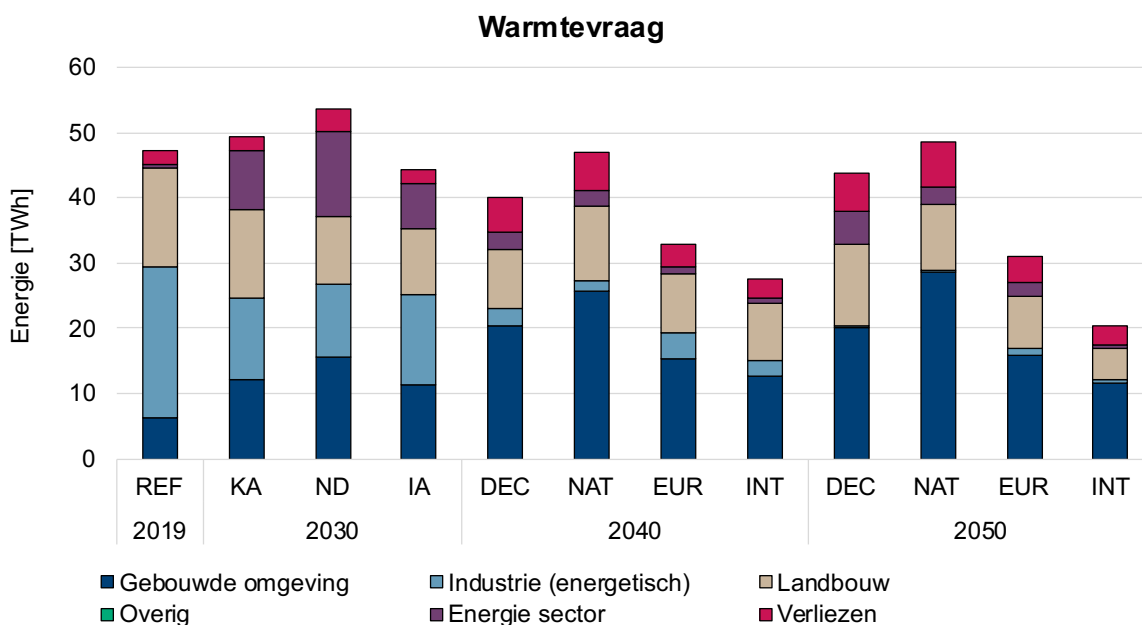
Vraag en aanbod van warmte voor warmtenetten ontwikkelen zich in de scenario's volgens figuur 65 en figuur 66.

Het karakter van de warmte-uitwisseling verandert richting 2050 enorm: van 'warmtenetten' in de industrie en landbouw - vooral boekhoudkundig, weinig infra - naar grootschalig residentieel gebruik van warmte, waar veel infra voor nodig is. Ook in de glastuinbouw verandert er veel: van veel kassen met een WKK en met weinig warmte-infra naar bijvoorbeeld gedeelde geothermieputten en daarmee ook behoefte aan meer warmte-infra. Deze veranderingen treden in elk scenario op.

- In het scenario Decentrale initiatieven wordt veel (rest)warmte geleverd door de industrie. Ook spelen geothermie en zonthermie in dit scenario een rol van betekenis. De grootste warmtebron is, net als in de andere scenario's, power-to-heat: elektrische boilers en warmtepompen.
- In het scenario Nationaal leiderschap wordt de warmte vooral geleverd door elektrische boilers, warmtepompen en aardwarmte. Dit scenario kent een warmtevraag die vier keer zo hoog is als nu in de gebouwde omgeving, aangezien veel woningen en gebouwen in dit scenario aangesloten worden op een warmtenet.
- De warmtevraag in het scenario Europese integratie neemt met een derde af ten opzichte van vandaag. De toename in warmtevraag in de glastuinbouw blijft achter bij de hierboven beschreven scenario's.
- Het scenario Internationale handel kent de laagste warmtevraag: in de gebouwde omgeving is slechts een verdubbeling van de warmtevraag uit warmtenetten. De vraag vanuit de landbouw krimpt het meest.



Figuur 65. Aanbod van warmte t.b.v. warmtenetten in 2019 en ontwikkeling tot 2050, in TWh.



Figuur 66. Vraag naar warmte uit warmtenetten in 2019 en ontwikkeling tot 2050, in TWh.

9.6.2 Infrastructuurbehoefte voor warmtetransport

Veel van het huidige (rest)warmtegebruik vindt plaats in de industrie en de glas- en tuinbouw, waar warmte vaak lokaal wordt opgewekt. Mede door de verschuiving van het gebruik van warmte van industrie naar gebouwde omgeving, stijgt de transportbehoefte voor warmte in alle scenario's ten opzichte van het huidige lage niveau.

De stijging van het warmtegebruik in de gebouwde omgeving maakt in alle scenario's de aanleg van nieuwe distributienetten noodzakelijk. Verwacht wordt dat deze nieuwe, collectieve warmtenetten op lagere temperaturen opereren dan de meest huidige netten. Niet alleen omdat de afnemers van warmte vanwege betere isolatie met lagere temperaturen toekunnen, maar ook omdat veel van de aanbieders (rest)warmte in de toekomst op lagere temperaturen ter beschikking stellen – veel meer dan WKK's en centrales dat vandaag de dag nog doen.

In de scenario's Decentrale initiatieven en Nationaal leiderschap komt relatief veel restwarmte uit elektrolyzers beschikbaar, maar over het algemeen niet direct naast de warmtevraag in de gebouwde omgeving. De grootste transportbehoefte ontstaat naar verwachting ten gevolge van deze industriële restwarmte, omdat industrie en woningen over het algemeen niet vlakbij elkaar liggen. Boorlocaties voor aardwarmte worden bij voorkeur dicht bij de afnemers gekozen - zie bijvoorbeeld ontwikkelingen in het Westland; aardwarmte heeft daardoor vaak een kleinere transportbehoefte.

In het scenario Decentrale initiatieven wordt meer restwarmte ontsloten voor de gebouwde omgeving; hier ontstaat dan ook de grootste behoefte aan warmtetransportleidingen. Warmtetransport raakt per definitie geconcentreerd in regio's waar restwarmte en/of aardwarmtebronnen beschikbaar zijn. Voor restwarmte is dat rond de grote industrieclusters. Voor aardwarmte met name rondom Rotterdam/Moerdijk, het Noordzeekanaalgebied en in mindere mate Groningen/Eemshaven en Noord-Brabant (zie figuur 67).

Warmtenetten die gevoed worden met 'power-to-heat' hebben voornamelijk lokale bronnen, wat zijn neerslag vindt in de benodigde elektriciteitsinfrastructuur. Het zijn vooral restwarmtebronnen en geothermiebronnen waarvoor ook transport over relatief lange afstanden nodig is.

Decentrale initiatieven

Het gebruik van restwarmte uit de industrie is het grootst in dit scenario en ook geothermie speelt hierin een rol van betekenis. Veel restwarmte komt uit elektrolyzers, die niet direct naast de woonwijken staan. Om de vraag met het aanbod te verbinden is hier dan ook een grote transportbehoefte voor warmte. Die behoefte is het grootst in Zuid-Holland.

Nationaal leiderschap

In het scenario Nationaal leiderschap moet er nog iets meer warmtetransport plaatsvinden dan in het scenario Decentrale initiatieven. Ten opzichte van dat scenario is er de helft minder aanbod uit restwarmte van elektrolyzers en industrie. Geothermie komt juist sterker tot bloei (van 6 naar 13,8 TWh) en moet verbonden worden met de vraaggebieden. Naast Zuid-Holland, Groningen en Drenthe zien we ook behoefte in Noord-Holland en Brabant.

Europese integratie

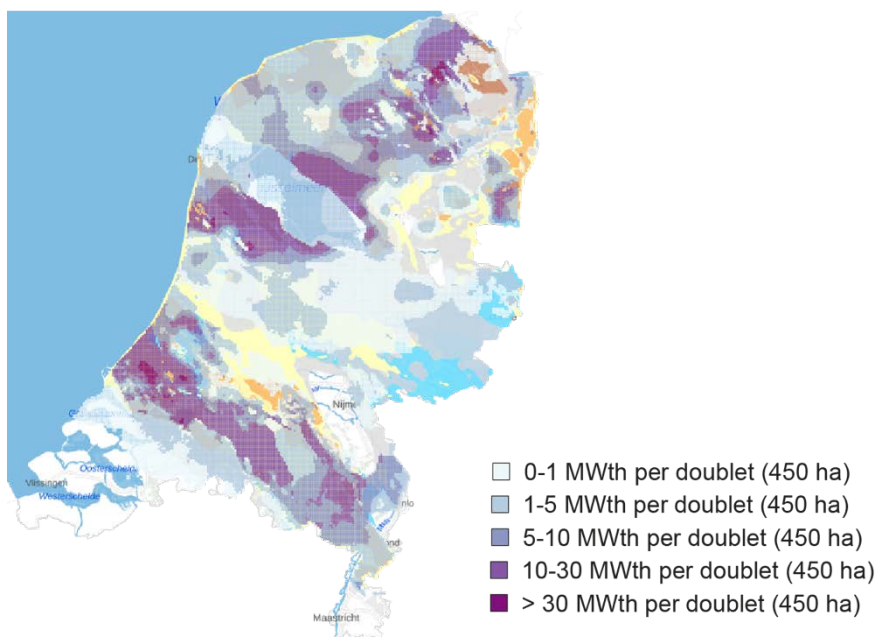
De noodzaak voor transportleidingen in dit scenario is vergelijkbaar met die in het scenario Nationaal leiderschap. Omdat geothermie hier een duidelijk kleinere rol speelt dan in scenario Nationaal leiderschap, zijn er minder transportleidingen en een relatieve verschuiving van de investeringen richting de industriële clusters.

Internationale handel

In vergelijking met de andere scenario's is de behoefte aan aanvullende transportleidingen voor warmte in dit scenario zeer beperkt. Ten opzichte van de reeds bestaande of in aanbouw zijnde transportleidingen, komt er nog maar enkele tientallen kilometers aan extra leiding bij, vooral in Zuid-Holland.

Tabel 15: Behoeftte aan warmtetransportinfrastructuur, DN500-DN1000 (leidingdiameter ca. 50-100 cm)

	Decentrale initiatieven	Nationaal leiderschap	Europese integratie	Internationale handel.
2040	~300 km	~350 km	~250 km	~150 km
2050	~350 km	~400 km	~280 km	~180 km



Figuur 67: Potentiële aardwarmtegebieden
Bron: <https://www.warmteatlas.nl/>

Hoofdstuk 10

Integrale impact op infrastructuur

10.1 Conclusies en aanbevelingen

- Het toekomstige energiesysteem kan optimaal worden ingericht - in termen van kosten, ruimte, etc. - als met een integrale blik wordt gekeken naar de impact op de netwerken. De infrastructuren voor de verschillende energiedragers zijn tenslotte met elkaar verbonden; een knelpunt in een deelsysteem kan daarom soms het beste worden opgelost door een maatregel in een ander deelsysteem. Hiervoor zijn integrale afwegingen nodig, afwegingen die 'over de netten heen' kijken. Netbeheerders zijn bij uitstek in de positie om dit soort oplossingen verder uit te werken en te laten zien dat er meerwaarde zit in een integrale aanpak.
- Op dit moment ontbreken de modellen om een integrale afweging te maken voor alle facetten van het energiesysteem tegelijk. Potentiële effecten worden al duidelijk uit de voorbeelden in dit hoofdstuk, maar het verdient aanbeveling rekenmodellen te laten ontwikkelen die meer kwantitatieve ondersteuning kunnen geven.
- Het installeren van hybride warmtepompen is een voorbeeld van systeemintegratie op RNB-niveau. Bij een tekort aan duurzame opwek kunnen, vooral buiten de vraagpiek, knelpunten in het regionale elektriciteitsnet worden voorkomen, door op grote schaal de inzet te sturen van het elektrische deel of het gas- of waterstofdeel.
- Een voorbeeld van systeemintegratie op niveau van de landelijk netbeheerders, is integratie van de nationale netwerken voor stroom en waterstof op land met de te ontwikkelen infrastructuur op zee. De basisscenario's gaan in 2050 uit van 38-72 GW wind op zee en 16-45 GW elektrolysecapaciteit. Elektrolysehubs op zee, vanwaar windenergie zowel elektrisch als in de vorm van waterstof kan worden aangeland, zijn voorbeelden van systeemintegratie en de ruimtelijke inpassing van flexibiliteitsmiddelen en infrastructuur. Hybride hubs zijn flexibeler kunnen daardoor zowel de elektriciteits- als waterstofmarkt bedienen, afhankelijk van de vraag en prijsontwikkelingen. Daarnaast leiden ze tot een hogere en optimale benutting van elektriciteitskabels van zee naar land, waardoor meer aanlanding mogelijk is met minder infrastructuur. Hoe deze ontwikkeling zich in de komende jaren doorzet, is onderwerp van onderzoek. Het hangt onder andere af van de ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit en waterstof, kostenontwikkeling van offshore elektrolyse en de invloed van internationale elektrische verbindingen. Vanuit deze integrale context moet de optimale verhouding van aanlanding van elektriciteit en waterstof door TenneT, Gasunie en andere relevante partijen nader worden onderzocht.
- Om de verduurzaming van de gebouwde omgeving te vereenvoudigen is methanisering - omzetting van waterstof naar methaan - onderzocht. Dit blijkt een relatief duur alternatief en daarmee een maatschappelijk ongewenste oplossing.

10.2 Integrale benadering van het energiesysteem

De energiedragers van het energiesysteem van de toekomst, elektriciteit, waterstof, methaan en warmte, zijn sterk met elkaar verweven en verbonden. Die verwevenheid kan vanuit verschillende invalshoeken worden gezien, bijvoorbeeld:

1. *Op het niveau van de energiebalans*

Vraag en aanbod van energie zijn niet overal en op elk moment met elkaar in evenwicht. In het verleden kon het aanbod (bijvoorbeeld aardgas) relatief eenvoudig worden bijgestuurd. Maar met een toenemend aandeel van wind en zon wordt de weersafhankelijke, en dus niet-regelbare volatiliteit van het aanbod groter en groter.

Conceptueel zijn er drie manieren om onbalans in het systeem te verhelpen:

- Als de energie op en andere plaats nodig is. Dat vereist transport;
- Als de energie op een ander tijdstip nodig is. Dat vereist tijdelijke opslag;
- Als de energie in een andere vorm nodig is. Dat vereist conversie naar een andere energiedrager.

Conversie en opslag vallen beide onder het begrip flexibiliteit, waartoe bijvoorbeeld ook sturing van vraag en aanbod behoort. Transport en flexibiliteit hangen sterk samen en zijn deels ook communicerende vaten: als voor flexibiliteit de juiste keuzes worden gemaakt in locatie, gedrag en vorm, dan is er minder transport nodig en kan het energiesysteem optimaal worden ingericht in termen van kosten, ruimte, grondstoffen en mensinzet.

2. *Op sector- of marktniveau*

Industrie, landbouw, mobiliteit, gebouwde omgeving, etc., sectoren maken allemaal gebruik van energie. Elke sector beïnvloedt met zijn afnamepatroon de (on)mogelijkheden van andere sectoren. De industrie gaat meer en meer elektrificeren en minder gebruik maken van aardgas. Als de industrie in de toekomst veel waterstof vraagt, is er minder waterstof beschikbaar voor mobiliteit. De verwevenheid tussen de verschillende vraagsectoren neemt dus toe. Een voorwaarde voor het inrichten van een optimaal systeem is dus dat sectoren op de juiste manieren gekoppeld moeten worden. Systeemintegratie wordt daarom ook wel sectorkoppeling genoemd.

3. *Op netwerkniveau*

Het energiesysteem is mede opgebouwd uit een aantal netwerken voor het transporteren van energie. Op landelijke niveau zijn dat de hoogspanningsnetten van TenneT en de hogedruknetten van Gasunie. Op regionaal en lokaal niveau de gas- en elektriciteitsnetten van de regionale netbeheerders. Deze netten zijn onderling met elkaar verbonden en ze beïnvloeden en ondersteunen elkaar. Dit betekent ook dat een knelpunt in het ene netwerk, soms kan worden opgelost door een aanpassing in een ander netwerk.

De interactie tussen de netten neemt de komende jaren verder toe: het plaatsen van elektrolyzers zorgt bijvoorbeeld voor meer integratie tussen elektriciteits- en waterstofnetwerken. Voor systeemintegratie op netwerkniveau worden verschillende varianten onderscheiden:

- LNB-LNB: tussen de verschillende landelijke netwerken, zoals elektriciteit-waterstof, met koppeling via elektrolyse en centrales. Maar bijvoorbeeld ook waterstofgas, via methanisering.
- LNB-RNB: tussen landelijke en regionale netten, zoals bij koppelstations tussen hoog- en middenspanning, of bij groengas boosters van de gasdistributienetten naar het RTL.
- RNB-RNB: tussen regionale netten onderling. Het gaat dan om koppeling van elektriciteitsnetten of gasnetten van verschillende RNB's, maar bijvoorbeeld ook om koppeling van het gas- en elektriciteitsnet binnen het netwerk van een regionale netbeheerder, via hybride warmtepompen of via lokale elektrolyse.

4. *Op het niveau van ruimtebeslag en kosten*

Systeemintegratie heeft ook als doel het energiesysteem optimaal in te richten in termen van kosten en

ruimtebeslag. Het streven is om te komen tot een betrouwbaar en efficiënt systeem tegen zo laag mogelijke kosten, bij een acceptabel ruimtegebruik. In dichtbevolkt Nederland is ruimte een schaars goed; bovendien moet deze ruimte gedeeld worden met andere infrastructuren, zoals wegen, vaarroutes en woongebieden. Het Programma Energiehoofdstructuur (PEH) stimuleert onder meer dat energie-infrastructuur zo veel mogelijk gebundeld wordt in gereserveerde stroken. Bundeling van elektriciteitskabels en gasinfrastructuur in dezelfde strook – ook een voorbeeld van integratie – kan, onder strenge veiligheidsvoorwaarden, wellicht een uitkomst zijn.

5. *Integratie van het energiesysteem en het grondstoffensysteem*

Elektriciteit en warmte zijn energiedragers, aardgas is zowel energiedrager als grondstof, waterstof is nu nog vooral een grondstof en straks meer en meer ook een energiedrager. Met het verdwijnen van aardgas uit het systeem richting 2050 kan CO₂ - nu nog en ongewenste afvalstof - ook een nuttige grondstof worden. De industrie heeft ook in de verre toekomst nog koolstofatomen nodig voor de productie van plastics en andere stoffen. Zo raken het energiesysteem en het grondstoffensysteem nog sterker met elkaar verweven dan nu al het geval is.

De sterke onderlinge beïnvloeding van de verschillende deelsystemen maakt dat een afzonderlijke knelpuntenanalyse en planning van een deelsysteem, bijvoorbeeld het elektriciteitsnetwerk, altijd onvolledig is. Er is immers interactie met andere deelsystemen - in dit geval met het waterstofnetwerk, via elektrolyse en elektriciteitscentrales. Vanwege deze onderlinge interactie kan de optimale oplossing van een knelpunt in een deelsysteem liggen in een aanpassing in een ander deelsysteem. Netbeheerders zijn goed toegerust om dit soort oplossingen 'over de netten heen' verder uit te werken en te laten zien dat er meerwaarde zit in een integrale aanpak. De volgende paragrafen gaan hier dieper op in. Ze tonen aan de hand van sprekende voorbeelden wat er nu al kan.

10.3 Uitwerkingen van integrale afwegingen

Systeemintegratie - in de zin van zoeken naar oplossingen voor knelpunten 'over de netten heen' - kan leiden tot een beter ingericht energiesysteem. Het systeem is mogelijk gemakkelijker te bedienen dan zonder systeemintegratie, waarbij systeemontwikkelingen beter uitvoerbaar zijn, de kosten lager kunnen uitvallen en het ruimtegebruik zoveel mogelijk beperkt blijft. Het nut van systeemintegratie is evident: zonder koppeling van de landelijke waterstof- en elektriciteitsnetwerken wordt het een zeer grote opgave om vraag en aanbod in het elektriciteitsnet te balanceren, met name als het gaat om seizoensvariaties. Opslag van waterstof in zoutcavernes lijkt vooralsnog de enige optie om deze grootschalige variaties over langere tijdvakken te kunnen dempen. De koppeling van beide netten via elektrolyse en elektriciteitscentrales op waterstof is daarbij essentieel en neemt daardoor in omvang alleen maar toe.

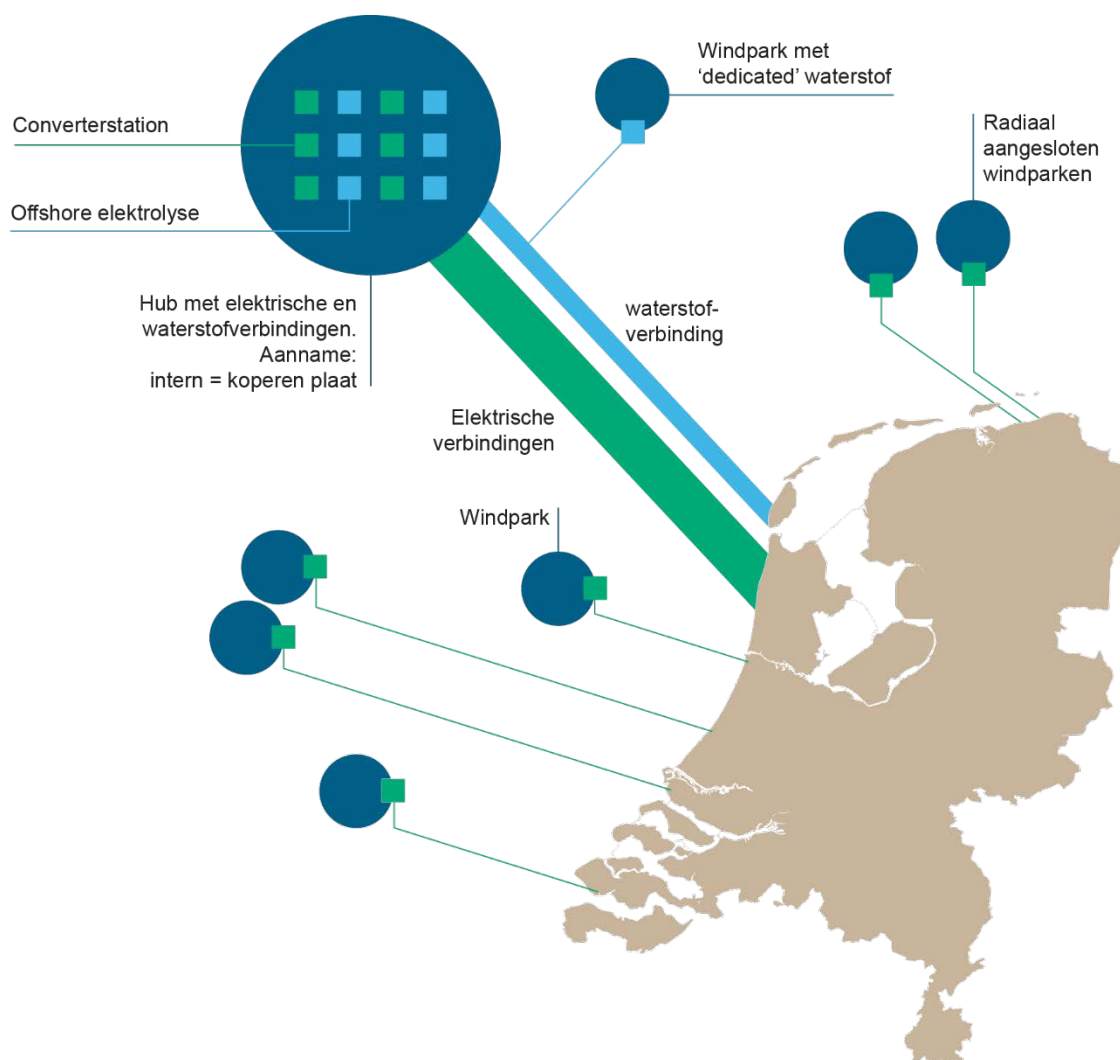
Integrale doorrekeningen voor het complete energiesysteem zijn vooralsnog lastig uit te voeren. Doorrekeningen voor deelsystemen zijn wel mogelijk, maar de nu in gebruik zijnde netwerkmodellen bepalen in welke mate kwantitatieve resultaten kunnen worden geboekt. Er ligt nog een grote opdracht bij de wetenschap om te komen tot rekenmodellen waarin zowel het gedrag van elektriciteitssystemen als gassystemen goed kan worden berekend. Wat in dit opzicht niet meehelpt, is dat transport van elektriciteit en gas zich op heel verschillende tijdschalen afspelen: elektriciteitstransport op Europese schaal is een kwestie van milliseconden, terwijl gastransport op de schaal van een land uren duurt. Dit fundamentele verschil leidt ertoe dat elektriciteit en gas erg verschillende eigenschappen hebben: ingrijpen in een gasstroom om een knelpunt te voorkomen is anders en vaak gemakkelijker dan ingrijpen in een overaanbod bij elektriciteitstransport.

De beschouwingen in dit hoofdstuk zijn dan ook noodgedwongen veelal kwalitatief van aard. Ze doen zoveel mogelijk recht aan de verschillende infrastructuren en de interacties daartussen. De volgende paragrafen behandelen voorbeelden van systeemintegratie op landelijk niveau, elektriciteit en waterstof, maar ook bijvoorbeeld de inzet van hybride warmtepompen in huishoudens.

10.4 Verdere verdieping: een aantal cases voor systeemintegratie

10.4.1 Case 1: Hybride aanlanding van wind-op-zee

Het opgestelde vermogen van wind-op-zee in Nederland bedraagt naar verwachting 21,5 GW in 2030 en loopt, afhankelijk van het scenario, in 2050 op naar 38 tot 72 GW. In het scenario Nationaal leiderschap wordt 20 van de 72 GW aan land gebracht in de vorm van waterstof. Dit kan met dedicated elektrolyse op zee, of via een hybride oplossing, waarbij de hub op zee zowel met kabels als buisleidingen aan het vasteland verbonden is.



Figuur 68: Mogelijkheden voor aanlanding van windstroom geproduceerd op zee (schematisch)

Veel windparken worden elektrisch 'radiaal' aangesloten. De waterstofverbindingen krijgen vermoedelijk het karakter van een ringleiding, die op twee plaatsen aansluit op het waterstofnetwerk op land. Met deze configuratie voor waterstof kunnen meerdere elektrolyselocaties - bij windparken in verschillende windgebieden – worden aangesloten, tegen de laagste kosten. Figuur 69 toont een impressie van het waterstofnetwerk. Een mogelijk totaalplaatje met elektriciteits- en waterstofverbindingen in 2050 is weergegeven in figuur 70.

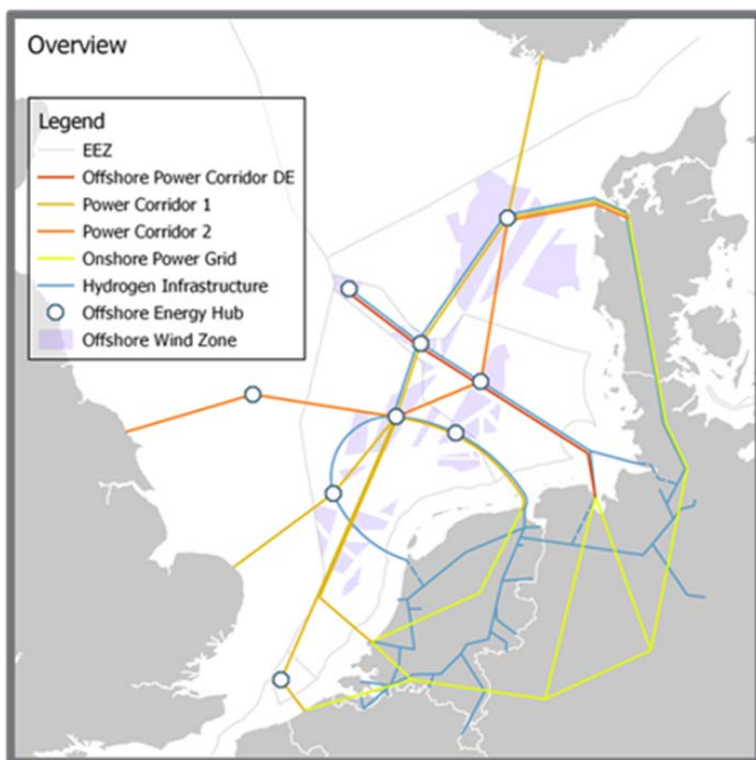


Figuur 69: Impressie van de offshore-waterstofinfrastructuur en de verbinding met het onshore-waterstofnetwerk.

Elektrolyse op land speelt een belangrijke rol bij het realiseren van flexibiliteit in het energiesysteem. Elektrolyse op zee kan dit ook, als tenminste voor de hybride oplossing gekozen wordt. De volgende toelichting laat zien hoe hybride aansluiting kan bijdragen aan een optimale inrichting van het totale energiesysteem, op land en op zee.

In eerste instantie, in elk geval tot 2030, worden windparken vrijwel alleen elektrisch aangesloten. Om verschillende redenen, onder meer omdat snelle opschaling van de elektriciteitsproductie ook een snelle elektrificatie van de vraag mogelijk maakt. Maar ook omdat de latere windparken veel verder uit de kust liggen, met navenant hogere transportkosten voor elektriciteit. In de periode 2030-2040 wordt het inpassen van meer wind-op-zee in het elektriciteitsstelsel uitdagender. Het aantal momenten waarop de elektriciteitsproductie van wind-op-zee de vraag overstijgt, groeit sterk. Daarnaast is er beperkt ruimte aan de kust om meer kabels aan te land en het onshore-net te versterken. Flexibele elektrolyse op zee kan hier een uitkomst bieden, doordat het de ruimtelijke impact op land vermindert, flexibiliteit biedt om de integratie van elektriciteit in het systeem te bevorderen en de opkomende waterstofmarkt van voldoende moleculen kan voorzien. Hierbij is het belangrijk om de verhouding tussen elektronen en moleculen af te stemmen op de ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit en waterstof. Dit gebeurt onder meer in het programma VAWOZ.

Stel dat er in 2050 35 GW aan aanlanding van elektriciteit nodig is, de helft van het totaal van 70 GW. In lijn met het voorgaande kan de eerste 35 GW wind 100% als elektriciteit aanlanden. Een (theoretisch) alternatief is om elk park van de in totaal 70 GW voor 50% als elektriciteit aan te landen, de maximaal hybride optie. Het resultaat lijkt hetzelfde, namelijk 35 GW elektriciteit en 35 GW waterstof aanlanden. Maar vanuit systeemperspectief maakt dit een wereld van verschil. Stel dat het op een bepaald uur zacht waait, waardoor windparken op 20% vermogen draaien. In het eerste geval kan men dan 7 GW elektrisch aan land brengen, in het tweede geval 14 GW. In het tweede geval zijn er dus veel minder tekorten en ook veel minder behoefte aan dure balancerings- en flexibiliteitsopties.



Figuur 70: De mogelijke Noordzee-infrastructuur op de lange termijn en de koppeling aan de netwerken onshore (bron: EnergieHub NL).

De constatering is dat het vanuit energiesysteem perspectief veel waarde kan hebben om de elektriciteitskabels te spreiden in plaats van te concentreren. Een andere waarneming is dat een hybride netontwerp een hoger direct verbruik kan realiseren met minder kabels. De optimale verhouding van aanlanding van elektriciteit en waterstof - in het voorbeeld is gekozen voor 50/50 - is nog onderwerp van onderzoek.

Een elektrolyse-hub kan op meerdere manieren worden ingezet. Vraag is dus: onder welke condities wordt er waterstof geproduceerd, onder welke wordt elektriciteit naar de kust getransporteerd en welke combinaties hiervan zijn relevant? Een inzet gebaseerd op marktprijzen ligt voor de hand en komt overeen met de onshore inzet van elektrolyse. Er zijn globaal drie situaties:

1. *Volop wind*

Wanneer de maximale capaciteit van elektriciteitsverbindingen en van elektrolyse op zee gelijk is aan het opgesteld windvermogen is er geen keuze voor de inzet van de windenergie. Immers, zowel de capaciteit van de elektriciteitsverbindingen als van elektrolyse op zee wordt maximaal gebruikt.

2. Wind op bijvoorbeeld 50% capaciteit

Bij een 50/50-verdeling van elektrische capaciteit en elektrolyse op zee is er een keuze voor de inzet.

Twee extremen:

- Elektrische infrastructuur volledig te gebruiken, terwijl de elektrolyse op zee 'uit' staat. Dit kan als er directe elektrische vraag, zonder conversie, tegenover staat.
- Elektrolyse op zee volledig te gebruiken, terwijl de elektrische infrastructuur niet wordt gebruikt. Dit kan bijvoorbeeld als er overschotten aan elektrische productie t.o.v. de elektrische vraag optreden, die vervolgens via elektrolyse omgezet worden naar waterstof.
- Er is uiteraard een (meer waarschijnlijke) middenweg, waarbij zowel elektrolyse op zee plaatsvindt als elektriciteit naar land wordt gebracht. Er moet dan weer een keuze worden gemaakt, bijvoorbeeld op basis van marktprijzen en 'willingness-to-pay'. Mogelijk zijn er andere inzetstrategieën.

3. Geen/weinig wind, maar wel veel zon-op-land

De energieproductie van het windpark is nihil. De elektrolyzers op zee kunnen worden ingezet om zon-op-land te gebruiken voor waterstofproductie. De waterstof wordt dan weer naar land getransporteerd. Dit gaat wel gepaard met veel transport van stroom en waterstof en bijbehorende verliezen. Onderzocht moet worden of een dergelijke opzet voordelen heeft.

Bij deze systeemvragen spelen meer zaken een rol, zoals de omvang van de connectie voor elektriciteit met het buitenland. Een deel van de op zee opgewekte elektriciteit kan in België of Duitsland wellicht toch direct worden ingezet, als Nederland op dat moment al voorzien is. Dit vergt grondige analyse van de toestand en het gedrag van de markt in die landen op uurbasis. Sommige scenario's voor Duitsland, beschreven in het Duitse Netzentwicklungsplan, laten op jaarbasis juist een overschot zien, dus de situatie waarin wind en zon tezamen meer produceren dan de basislast. Het is met name aan TenneT om de interconnectie van elektriciteit zo goed mogelijk in kaart te brengen. Het is voor deze verkenning te vroeg om al met conclusies van doorrekeningen te kunnen komen.

Een ander nog te onderzoeken aspect is in hoeverre de hybride inzet van elektrolyse op zee effect heeft op transport en flexibiliteit op land. Het gaat dan bijvoorbeeld ook om de inzet in draaiuren van toekomstige elektriciteitscentrales op waterstof. Sommige voor dit soort analyses worden aansluitend aan deze verkenning gemaakt.

Tot slot: elektrolyse op zee met alleen aanlanding in de vorm van waterstof - dedicated elektrolyse - is een minder flexibele variant dan de hybride optie. Dedicated elektrolyse op grote schaal heeft daarom niet de voorkeur. Mogelijk wordt het in de toekomst ingericht voor specifieke situaties.

10.4.2 Case 2: Impact van (hybride) warmtepompen op RNB-netten

Hybride en all-electric warmtepompen bieden aanzienlijke voordelen op het gebied van duurzaamheid en energie-efficiëntie. In tabel 16 is het jaarlijkse elektriciteitsgebruik en de bijbehorende gasbesparing voor twee typen warmtepompen weergegeven, voor verschillende woningtypen. Aangenomen is dat nieuwe woningen beter zijn geïsoleerd dan bestaande woningen.

Met een all-electric warmtepomp kan een huishouden volledig van het gas afschakelen. Voor een hybride warmtepomp blijft een gasaansluiting noodzakelijk.

Tabel 16: Elektriciteitsgebruik en gasbesparing hybride en all-electric warmtepompen op jaarbasis (kentallen uit rapport Topsector Energie 2021⁴³)

Aandeel in de tijd		70%	30%		
	KWh-th/ jaar	Hybride WP (kWh)	Uitgespaard gas (m ³ /jaar)	All-electric WP (kWh)	Uitgespaard gas (m ³ /jaar)
Nieuwe rijwoning	5000	1000	421	1429	602
Bestaande rijwoning	6500	1300	548	1857	783
Nieuwe vrijstaande woning	12000	2400	1012	3429	1445
Bestaande vrijstaande woning	14000	2800	1180	4000	1686

Seizoens- en dagpatronen blijven ook in de toekomst sterk aanwezig in de warmtevraag, ook in combinatie met zonnepanelen. Zonnepanelen leveren immers overdag in de warmere maanden het meeste vermogen op, terwijl de grootste warmtevraag in het algemeen in de koude maanden optreedt. De vraag is of en hoe warmtepompen via systeemintegratie flexibiliteitsdiensten kunnen leveren. De antwoorden komen voort uit de eigenschappen van warmtepompen en de consequenties van hun inzet op de gas- en elektriciteitsnetten.

Het toenemende gebruik van hybride en all-electric warmtepompen in Nederland heeft allereerst impact op het laag- en middenspanningselektriciteitsnet van de regionale netbeheerders:

- All-electric warmtepompen hebben met name in de piek een grote impact op het elektriciteitsnet. Op de koudste momenten van het jaar kunnen ze gezamenlijk een grote elektriciteitsvraag veroorzaken om in de totale warmtebehoefte te voorzien.
- Hybride warmtepompen gebruiken in de piek vooral gas en belasten op dat moment het elektriciteitsnet niet. De oorspronkelijk aangelegde gascapaciteit wordt op zulke momenten nog steeds benut. Over het jaar is er wel een aanzienlijke reductie van het gasverbruik, omdat bij hogere temperaturen wordt overgeschakeld naar de elektrische warmtepomp.

Omdat warmtepompen binnen enkele minuten zijn in of uit te schakelen, bieden ze technisch de mogelijkheid voor flexibiliteit. Hybride warmtepompen kunnen daarnaast ook overschakelen op gas - in de toekomst duurzaam gas, dus groengas of waterstof. Bestuurbaarheid van de warmtepompen op individueel of collectief niveau biedt in principe kansen voor spreiding van de netbelasting en misschien zelfs voor piekreductie.

Als collectieve bestuurbaarheid mogelijk was, zou bijvoorbeeld in geval van een tekort aan duurzame elektriciteit of netcapaciteit, een deel van de hybride warmtepompen kunnen overschakelen op gebruik van gas om knelpunten in het elektriciteitsnet te voorkomen. Dit moet dan wel een uitgekiende vorm van sturing zijn ('schaarsteneutraal'), om verergering van problemen in de lokale netten te voorkomen. Collectieve sturing van elektrische warmtepompen kan daarnaast beperkt helpen bij het vergroten van ongelijktijdigheid, maar dan vooral buiten de echte piekmomenten.

Met name hybride warmtepompen dragen zo bij aan systeemintegratie, met een optimale benutting van het totale systeem als consequentie. Het totale effect is in omvang wellicht beperkt, maar kan toch juist voldoende zijn om dure maatregelen te voorkomen.

⁴³ Link: <https://topsectorenergie.nl/documents/139/Flexibele-inzet-warmtepompen-voor-een-duurzaam-energiesysteem.pdf>

Er zijn ook risico's. Als de sturing van de warmtepomp marktgedreven is in plaats van georiënteerd op de netwerken, dan kan de gelijktijdigheidsfactor zelfs toenemen en kan een eventuele piek in het gebruik samenvallen met een hoge netbelasting.

10.4.3 Andere voorbeelden van systeemintegratie

Naast de al geanalyseerde situaties zijn er veel meer voorbeelden van systeemintegratie. Sommige zijn zelfs al in meer detail bestudeerd, andere verdienen het om in een verdieping van deze verkenning verder te worden uitgewerkt.

- **Uitkoppeling van restwarmte van elektrolyzers**

Zelfs bij een nuttig rendement van 70% produceert een elektrolyser nog veel warmte, met temperaturen van maximaal 80 °C. Die warmte kan geheel of gedeeltelijk worden hergebruikt voor de verwarming van gebouwen. Grootschalige elektrolyse is vooral aan de kust geprojecteerd, soms in of in de nabijheid van een industriecluster. In dat geval kan de warmte lokaal worden gebruikt voor ruimteverwarming van bedrijven. Een andere optie is uitkoppeling van restwarmte naar de gebouwde omgeving. Als de elektrolyser niet in de buurt van een woonwijk geplaatst is, is aanleg van een warmtenet onvermijdelijk. Zo raken warmte, elektriciteit en waterstof met elkaar gekoppeld en ligt systeemintegratie voor de hand: door de locatie van de elektrolyser gunstig te kiezen, kan het energiesysteem overall qua ruimte, kosten, etc. zo goed mogelijk worden ingericht. Het gaat om grote hoeveelheden warmte: een elektrolyser van 1 GW die 4000 uur volop draait, produceert in theorie tot 1 TWh restwarmte, genoeg voor het verwarmen van (tien)duizenden woningen.

- **Inzet van (waterstof)compressie voor balanceren van het elektriciteitsnet**

Het huidige landelijke aardgasnetwerk is voorzien van compressie om het gas in de leidingen op de vereiste drukken te kunnen houden. Een deel van de compressoren, vooral de modernere uitvoeringen, is elektrisch aangedreven en de betreffende compressorstations zijn aangesloten op het hoogspanningsnetwerk van TenneT. De compressoren draaien vaak niet continu, maar afhankelijk van de gastransportsituatie. Het gaat om honderden MW aan vermogen dat indien nodig kan worden ingezet.

In theorie biedt het op- en afregelen van elektrische compressoren mogelijkheden voor interactie met het elektriciteitsnetwerk van TenneT. Het is voorstelbaar dat TenneT in bepaalde situaties geholpen is met een lagere of juist hogere inzet van de compressoren, omdat daarmee een tijdelijk knelpunt voorkomen kan worden. Het op- en afregelen van compressie kan snel gebeuren - op uurbasis - en is dus in beginsel geschikt als operationele maatregel. Variëren van de inzet van compressoren vereist wel dat er transportruimte in het gasnetwerk is, waarbij ergens anders in het netwerk een lagere druk nog acceptabel is.

Tegen de achtergrond van een afnemende vraag naar aardgas is deze vorm van systeemintegratie in de toekomst wellicht vooral interessant in interactie met het waterstofnetwerk. Ook het waterstofnetwerk wordt na 2030 naar verwachting voorzien van compressie. Deze waterstofcompressorstations komen zoveel mogelijk op bestaande locaties, verspreid over het land.

- **Methanisering**

Methanisering lijkt per saldo een maatschappelijk ongewenste oplossing. De kosten ervan zijn vooralsnog te hoog. In scenario Internationale handel draait een groot deel van de hybride warmtepompen in de gebouwde omgeving in 2050 op waterstof. Dit kan een goede oplossing zijn, maar het vereist wel dat alle gasketels vervangen worden om waterstof te kunnen gebruiken. Een alternatief is, om de veronderstelde ruim voorradige waterstof deels weer om te zetten naar methaan, via een proces dat methanisering heet. Dit lukt alleen op groene wijze als er naast waterstof ook CO₂ van biogene oorsprong over is. Door methanisering raken de systemen voor waterstof, groengas en CO₂ sterker gekoppeld en is het in principe mogelijk te gaan zoeken naar een kosten-optimale combinatie – nog een geval van systeemintegratie dus.

De haalbaarheid van methanisering ten behoeve van de gebouwde omgeving in Nederland is recent

technisch en qua kosten uitgezocht in een tweetal rapporten⁴⁴. Daaruit blijkt dat de kosten voor huishoudens bij gericht beleid in beide gevallen weliswaar niet veel verschillen, maar ook dat de methaniseringsketen als geheel, inclusief extra stroomopwekking voor het proces, bij de huidige stand van techniek duurder uitpakt dan de keuze voor waterstof in de gebouwde omgeving.

⁴⁴ J. H. Osinga, *Exploring the potential role of synthetic methane for domestic hybrid heating systems - Comparison study between hydrogen and synthetic methane for the Dutch residential market*, Report: EES-2021-460, University of Groningen, March 2021; M.A. Boekenstijn, *Comparative Analysis of Hydrogen and Green Gas from Methanation to Substitute Natural Gas in Dutch Households*, Hanze University of Applied Sciences Groningen, November 2022

Deel 3:

Overkoepelende thema's



Hoofdstuk 11

Kosten, ruimte, uitvoerbaarheid en grondstoffen

11.1 Conclusies

- In de vier scenario's van II3050-editie 2 zijn de nationale jaarlijkse kosten hoger dan de huidige energiesysteemkosten. Ook zonder energietransitie zouden de kosten aanzienlijk gaan stijgen. De verschillen in totale kosten tussen de scenario's zijn beperkt, de samenstelling van de kosten verschilt wel sterk tussen de scenario's.
- De grootste kosten, meer dan 50%, worden veroorzaakt door het aanpassen van gebouwen en installaties en de productiemiddelen. De kosten van infrastructuur en flexibiliteitsmiddelen - opslag en conversie – beslaan 20-30% van totale kosten van het energiesysteem. Daarnaast zijn in de scenario's Europese integratie en Internationale handel de kosten voor energiedragers aanzienlijk, vanwege de import van energiedragers (20%). Deze laatste kosten zijn gevoelig voor prijsschommelingen in de internationale markt.
- De analyses tonen dat de energietransitie leidt tot een sterk toenemende vraag naar transportcapaciteit op het EHS-net. Om dit te kunnen faciliteren is een forse uitbreiding van de infrastructuur nodig. In het scenario Decentrale initiatieven wordt een netuitbreiding met ca 320 km voorzien; ongeveer 20% toename van het aantal tracékilometers ten opzichte van het huidige EHS-net in 2023. In het scenario Europese integratie is ca. 510 km nieuwe verbinding nodig (33 %). Uitgaande van een corridorbreedte van 100 meter, legt dit beslag op een gebied ter grootte van 32 tot 51 km².
- Voor het 110/150kV-netwerk bestaat de ruimtebehoefte uit het ruimtebeslag voor nieuwe hoogspanningsstations voor het vergroten van de transportcapaciteit richting de regionale netbeheerders en voor ruimte voor nieuwe verbindingen op 110/150kV-niveau. In de scenario's Decentrale initiatieven en Nationaal leiderschap worden de grootste uitbreidingen met een tracélengte van ca. 955 km voorzien: ongeveer 22% toename van het aantal tracékilometers ten opzichte van het HS-net in 2023.
- Ook de groei van het aantal offshore wind aansluitingen vraagt ruimte op land. Iedere 2GW-offshore wind aansluiting wordt aangesloten op het 380kV-net, verdeeld over meerdere stationslocaties. De converterstations, nodig om de gelijkstroom om te zetten in wisselstroom, moeten in de nabijheid van de betreffende 380kV-stations geplaatst worden. Een converterstation vergt een oppervlakte van rond 6 ha (= 0,06 km²). Voorzien wordt dat er tussen 2030 en 2050 nog minimaal 5 ha (= 0,5 km²) tot maximaal 90 ha (= 0,9 km²) nodig is voor alle converterstations, verdeeld over Nederland. Daarnaast moet ook rekening gehouden worden met de uitbreiding van de 380kV-stations, of zelfs nieuwe stations, voor deze aansluitingen. Er zijn twee velden per converter nodig. Ieder veld heeft een oppervlakte van ca. 0,2 ha (= 0,002 km²). In het

maximale scenario Nationaal leiderschap, zijn 32 aansluitvelden nodig met een totale oppervlakte van 6,4 ha (= 0,064 km²).

- Het ruimtebeslag van het landelijk transportsysteem voor waterstof en groengas in 2050 is vergelijkbaar met dat van het huidige landelijke transportsysteem voor aardgas. Het ontwikkelpad gaat namelijk uit van hergebruik van bestaande leidingen en stationslocaties. Ook bij nieuwe leidingen en stations is het uitgangspunt dat deze zo veel mogelijk gebouwd worden in bestaande tracés respectievelijk op bestaande locaties. De investeringskosten zijn laag ten opzichte van de andere energiedragers en de productiemiddelen. Grondstoffen - met name staal - zijn niet beperkend. De opslag van moleculen in 2050 - met name waterstof - heeft wel ruimtelijke impact, vooral in de ondergrond. De bouw van de benodigde cavernes voor opslag van waterstof ligt op het kritieke pad en zorgt bovendien voor tijdelijk extra ruimtebeslag in verband met uitlogen en pekelafoer. De ruimtelijke impact kan beperkt worden als het mogelijk wordt om waterstof op te slaan in lege gasvelden of in zoutcavernes offshore. Of in bestaande cavernes in Duitsland.
- De infrastructuur voor CO₂-transport die afhankelijk van het scenario ontwikkeld kan gaan worden, volgt grotendeels bestaande tracés voor buisleidingen. Extra ruimtebeslag is daarom gering. Voor de ontwikkeling van warmtenetten is dat anders: de transportinfrastructuur van warmtebron naar vraag betreft in principe nieuwe tracés, terwijl voor de distributie in de wijken veel straten open moeten, wat een tijdelijke ruimteclaim met zich meebrengt.
- De indicatieve ruimtebehoefte voor zonneweides en windvermogen verschilt tussen de scenario's. Voor wind-op-zee gaat het om 3.800 tot 7.200km², voor wind-op-land om 1.250 tot 2.500km² en voor zonneweides om 350 tot 580km². De indicatieve ruimtebehoefte verschilt per publicatie en is voor een belangrijk deel afhankelijk van de precieze kengetallen die worden toegepast. Deze kengetallen blijven zich in de loop der tijd ontwikkelen. Bij vergelijkingen met andere berekeningen voor benodigde ruimte - nu en in de toekomst - moet hiermee rekening worden gehouden.
- De aanleg van nieuwe laag- en middenspanningskabels vraagt, afhankelijk van het scenario, tussen de 260 en 330 km² aan extra ruimte. Er moet 80.000 tot bijna 105.000 km kabel worden ingegraven. Dat is equivalent aan 55% tot 75% van de totale Nederlandse straatlengte. Op elke werkdag vanaf nu tot aan 2050, moet 12 tot 16 kilometer nieuwe kabel worden gelegd. Dat gaat gepaard met de nodige overlast. Een deel van de tracés is complex en bovendien vraagt het vaak aanpassingen aan andere infrastructuren zoals die voor telecommunicatie en water.
- De additionele bovengrondse ruimtebehoefte van regionale netbedrijven voor de verschillende typen stations is 4 tot 6 km² (800 tot 1.200 voetbalvelden) waarvan – voor de meeste scenario's – ca. 1,2 km² voor transformatorhuisjes. In veruit de meeste gevallen gaat het hier om locaties in de gebouwde omgeving – dicht bij de afnemers. Het vinden van deze ruimte maakt deze netuitbreidingen in dichtbevolkt Nederland een zeer moeilijke opgave. Het gaat merendeels om stedelijk gebied waar gemiddeld genomen aan elke twee transformatorhuisjes een derde moet worden toegevoegd. Het is essentieel om nu al te beginnen met het zoeken naar deze ruimte, samen met de betrokken gemeenten en andere stakeholders om ontwikkelingen in de stedelijke omgeving te kunnen blijven faciliteren.
- De totale ruimtebehoefte voor flexibiliteitsmiddelen is groot. Grootschalige batterijen vragen met de huidige technologie in de scenario's 23-33 km² ruimte, vergelijkbaar met de gemeente Haarlem - zowel bebouwde kom als daarbuiten, ongeveer 32km². Dat is relatief veel ten opzichte van infrastructuur met een vergelijkbare ruimtebehoefte qua locatie en gebruik van ruimte. Vergeleken met de ruimtebehoefte voor benodigde nieuwe 110/150 kV-koppelstations is er 10 tot 20 keer zoveel ruimte nodig voor deze flexibiliteitsmiddelen. Voor elektrolyzers op land gaat het om 3 à 8 km², zo'n 600 tot 1600 voetbalvelden. Echter is al deze ruimtebehoefte

verdeeld over een groot aantal locaties, waardoor de vraag naar de regionale inpasbaarheid centraal staat. De locatie van deze middelen is van essentieel belang voor het goed functioneren van het energiesysteem – het gaat om balancering en netcongestie. Tijdig reserveren van ruimte voor inpassing van grootschalige flexibiliteitsmiddelen wordt in het Programma Energie Hoofdstructuur benoemd. Ook kleinschaliger batterijen en elektrolyzers in het distributienet zijn van belang. Daarom is het zaak handvatten te bieden voor locatiesturing. Vanuit ruimtelijk beleid, vanuit de behoefte van het (lokale) energiesysteem en voor het voorkomen van extra netcongestie.

- De uitvoerbaarheidsopgave voor de netbeheerders is aanzienlijk. De inspanningen voor het hoogspanningsnetwerk hangen in eerste instantie samen met de elektrificatie - met name in de industrie - en het ontsluiten van genoeg capaciteit voor de regionale netbeheerders. Dit moet voornamelijk tot 2035 gebeuren. Daarnaast loopt het aansluiten van wind-op-zee en de internationale connecties met DC door tot 2040. Voor de RNB-netten is de opgave van het vergroten van de distributiec capaciteit voor elektriciteit een factor 2 tot 3 keer van verhoogde tempo. Het werkpakket moet uitgevoerd worden in de eerste jaren tot 2030/2035. In de investeringsplannen van de netbeheerders moet duidelijk worden in hoeverre dit haalbaar is.
- Voor de opgave voor de landelijke gasinfrastructuur lijkt het zwaartepunt van de werkzaamheden te liggen in de periode tot 2035. De ombouwoperatie voor de aanleg van de hoofdinfrastructuur voor waterstof is de grootste activiteit hierin. Na 2035 verplaatsen de activiteiten zich ook naar het offshore waterstofnet.
- De regionale gasnetten hebben met name te maken met de invoeding van groengas op de korte termijn. Het zwaartepunt van de werkzaamheden ligt voor de regionale gasnetten na 2035, vanwege ombouw naar waterstof en deels voor het verwijderen van netten in wijken die volledig overgaan op elektriciteit of warmte. Tegelijk blijft het gasnet als zodanig wel bestaan, maar de aansluitdichtheid en de transportfunctie neemt flink af.
- Het lijkt haast onontkoombaar dat de explosief stijgende vraag naar grondstoffen, met name bepaalde typen metalen, in de komende jaren al tot schaarste en zelfs fysieke tekorten leiden. Volgens het IEA overtreft de wereldwijde vraag naar metalen als koper, lithium, kobalt en nikkel reeds vóór 2030 het aanbod. Dat raakt alle onderdelen van het energiesysteem en batterijsystemen in het bijzonder. Het verlaagt de snelheid van de energietransitie en laat de kosten ervan fors stijgen.
- De top-10 kritieke metalen is zo goed als onafhankelijk van de scenario's van I13050-editie 2. Lithium - bijna uitsluitend nodig voor batterijsystemen - voert de lijst aan met in 2050 een behoefte, variërend per scenario tot ruim een kwart(!) van de 2020 lithium wereldproductie. In 2030 is dat al 4%. Gevolgd door dysprosium en neodymium, met name voor wind en ook batterijsystemen. Per metaal is de variatie tussen de scenario's fors – tot circa een factor 1½. Een andere technologiekeuze bij windturbines of batterijsystemen heeft echter een grotere impact en beïnvloedt de metaalvraag significant.
- Nederland moet in Europees verband optrekken om afhankelijkheden van een beperkt aantal bronlanden zoveel mogelijk te beperken. Daarnaast moet er onmiddellijk werk gemaakt worden van de vier circulaire strategieën uit het Nationaal Programma Circulaire Economie. De belangrijkste weg naar vermindering van grondstoffengebruik voor de energietransitie is ook de meest evidente: energiebesparing – rethink. En substitutie, reduce, gedreven door technologische innovatie, is cruciaal in alle stappen in de waardeketen. De combinatie van de vier strategieën kan voor sommige metalen de vraag met 90% of meer doen afnemen.
- De productiecapaciteiten van benodigde materialen en materieel moet fors omhoog – denk aan elektrolyzers, vermogenstransformatoren, windturbinetoren en transformatorhuisjes – en ook dat vormt naar verwachting een ernstige bottleneck. Bijna overall moeten de investeringen fors omhoog. Het is moeilijk om hier goed zicht

op te krijgen. De situatie verschilt per half- en eindfabricaat en de waardeketens zijn complex en ondoorzichtig.

11.2 Kosten energiesysteem

11.2.1 Inleiding

Dit hoofdstuk geeft een inschatting van de kosten van het energiesysteem dat bij elk van de scenario's hoort. Het beschrijft eerst de gekozen methodiek, daarna de bronnen voor de kostenkennallen en de resultaten van de kosten. Het hoofdstuk besluit met enkele overwegingen bij de interpretatie van de resultaten.

Methodiek

In het algemeen zijn in deze studie drie soorten kostenberekeningen mogelijk:

- Van het systeem – het integrale systeemkostenperspectief;
- Van de markt – het marginale kostenperspectief;
- Van de maatschappij – het maatschappelijke kosten-batenperspectief.

De aard van deze kostenperspectieven loopt uiteen, zodat daarmee verschillende vragen kunnen worden beantwoord. De toepassing van deze methoden verschilt dan ook. Elk van de methoden kent zijn eigen sterke punten en beperkingen. In aansluiting op I13050-editie 1 geeft I13050-editie 2 opnieuw het integrale perspectief op de kosten van het systeem. Dat geeft een basis voor systeemkeuzes. Deze paragraaf beschrijft wat de gekozen methodiek inhoudt.

Systeem – De integrale systeemkostenmethodiek

Als er in de praktijk van de energietransitie wordt gesproken over totale of integrale systeemkosten, worden meestal de nationale kosten bedoeld. Het gaat dan om alle kosten van het hele energiesysteem, los van de vraag wie welk deel van die rekening moet betalen. De kostenberekeningsmethodiek zoals die in het Energietransitiemodel (ETM) wordt gehanteerd, is nauw verwant aan deze benadering. De integrale kostenmethodiek en de nationale kostenmethodiek werpen geen licht op de kosten voor eindverbruikers of andere belanghebbenden. Daar staat tegenover dat het een transparant kader biedt voor vergelijking van de nationale - of integrale - kosten van het energiesysteem. Bij vergelijkbare scenario's kunnen zo kostenverschillen tussen scenario's op heldere wijze herleid worden.

11.2.2 Kostenberekening in het ETM

De scenario's waarop deze studie is gebaseerd, zijn gemodelleerd in het ETM. De kosten in het ETM-model zijn in de aanloop naar I13050-editie 1 geactualiseerd. Het ETM-model levert naast de profielen van vraag en aanbod en consequenties voor de energiebalans, ook output op voor de totale jaarlijkse kosten. Het omvat de som van afschrijvingskosten, kapitaalkosten, brandstofkosten, emissiekosten en bedrijfsvoering en onderhoudskosten (O&M). Het ETM houdt zich bij de kostenberekening aan de volgende principes:

1. Green field approach: ETM negeert bestaande activa en investeringen. Alleen toekomstige investeringen in activa worden overwogen.
2. Sociale kosten: in de omschrijving van de ETM-kostenberekeningsmethodiek wordt verwezen naar de sociale kosten van toekomstige energiesystemen. Energieprijzen voor specifieke stakeholders worden niet berekend. Belastingen, subsidies, heffingen worden niet overwogen.

3. Directe kosten: het ETM houdt alleen rekening met de directe kosten van de energieketen.
4. Geen inflatie: alle kosten in ETM worden uitgedrukt in reële termen, er wordt geen rekening gehouden met inflatie.
5. Lineaire afschrijving: alle investeringen worden afgeschreven volgens de lineaire afschrijvingsmethode.

In de kostenberekening van I13050-editie 2 worden de kosten van de infrastructuur van netbeheerders toegevoegd buiten het ETM-model om. De totale jaarlijkse kosten zijn de belangrijkste uitkomst van de kostenberekeningsmethodiek in het ETM. Deze zijn onderverdeeld in tien categorieën: warmte, elektriciteit, waterstof, transport, brandstoffen, niet-energetische brandstoffen (feedstock), energie-infrastructureur, CCS in de industrie, flexibiliteit en voertuigen. Daarnaast is er een gedetailleerd overzicht van de verschillende kostencomponenten per sector beschikbaar. De afbakening van deze sectorale kostenberekening volgen hieronder op hoofdlijnen.

Kostenbepaling

De bepaling van de integrale systeemkosten voor de transitie van het energiesysteem staat in tabel 17.

Tabel 17: Bepaling integrale systeemkosten voor de transitie van het energiesysteem

Sector	Bron	In scope	Buiten scope
Gebouwde omgeving	ETM	Energietechnologieën nuttige vraag (zoals ruimteverwarming, verlichting, koeling, elektriciteit voor apparaten)	Huishoudelijk apparaten (droger, stofzuiger, wasmachine, televisie, computer, vaatwasser en koelkasten), niet-huishoudelijke apparaten, verlichting en koken
Transport/mobiliteit	ETM	Veronderstelling aanvullende kosten BEV (auto's met batterij) en FCEV (auto's met brandstofcel) ten opzichte van conventionele auto's	Andere transportmodaliteiten
Landbouw	ETM	Conform gebouwde omgeving, voor koeling en ruimteverwarming	Bedrijfsinstallaties
Industrie	ETM	Proceswarmte (voor staal, aluminium, kunstmest, (overige) chemie, raffinaderijen, voeding en papier en 'anders')	Grondstoffen en overige installaties (waartoe datacenters worden gerekend); gedetailleerde raffinageprocessen of chemische processen. Volledige procesherziening
Flexibiliteit	I13050-flex-analyse & ETM	Gas-to-power-centrales, power-to-gas-installaties, waterstofopslag, systeembatterijen, power-to-heat, warmteopslag, hybride warmtepompen, slim laden van auto's	Kosten voor curtailment van hernieuwbare opwek
Infra CO ₂	ETM, aangevuld met eigen infra-berekeningen		
Energie	ETM	Import elektriciteit, warmte, groen gas, biomassa, biobrandstoffen; veronderstelling voor import m.b.t. kosten per volume-eenheid (aardgas, kolen, olie, brandstoffen, biomassa)	
Infra E, G, H ₂ , W	I13050-infra-analyses en netbeheerders	Capex-investeringen, B&O van het netwerk	

11.2.3 Conclusie kostenmethoden

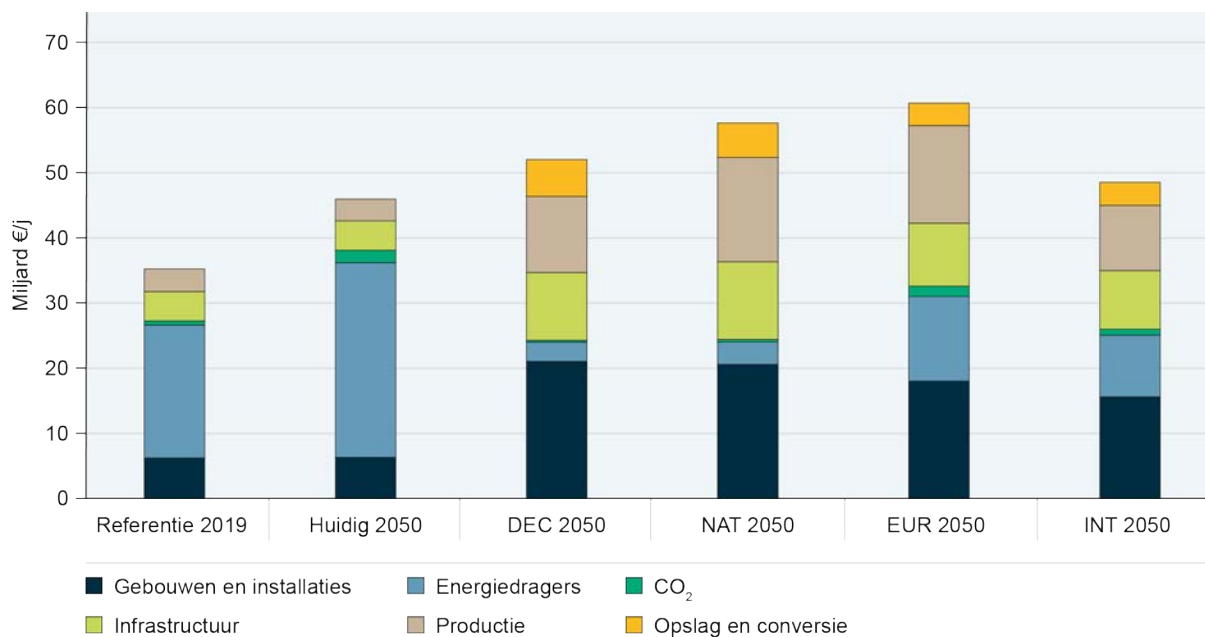
Voor deze verkennende analyse van het energiesysteem zijn de nationale kostenmethodiek en de daaraan gerelateerde integrale systeemkosten gehanteerd. Daarmee worden de integrale kosten voor Nederland als geheel in kaart gebracht. Voor de infrastructuur berekeningen zijn de eigen analyses van I13050-editie 2 leidend en zijn de kosten vanuit het Basisdocument van de netbeheerders (“Basisdocument voor de energie-infrastructuur”, NBNL) gehanteerd. Omdat dit document niet recent is geactualiseerd zijn de maximale waarden gekozen om tot een reële schatting te komen.

Verder wordt gewoonlijk de systeemgrens gelegd op de grens van het landelijke energiesysteem. Daarbij wordt dus netto import als een kostencomponent meegenomen. De totale kosten van de systeemverandering zijn in kaart gebracht, de resultatenparagraaf hieronder licht dat toe. Tevens is het van belang de resultaten zorgvuldig te interpreteren in het kader van de aard van de scenario's.

11.2.4 Verdere verwerking van de kosten in I13050-editie 2

Zoals hierboven beschreven, komen de kosten voor het energiesysteem voort uit van de scenario's van I13050-editie 2, zoals die in het energietransitiemodel zijn gemodelleerd. Met één uitzondering: de kosten voor de infrastructuur. In fase 2 van I13050-editie 2 is veel aandacht besteed aan de impact van de scenario's op de energienetten. In de analyse zijn, na de knalpuntenfase, voorstellen gedaan voor infrastructuuro oplossingen. Die hebben zich vertaald in eindbeelden met bijbehorende infrastructuur. Via de kostenkengetallen uit het Basisdocument ontstaat zo zicht op de kosten voor de infrastructuur. Daarbij worden de jaarlijkse instandhoudingskosten en beheer- en onderhoudskosten opgeteld. Dit is uitgevoerd voor de energiedragers elektriciteit, methaan en waterstof (beide gassen), warmte en CO₂. CO₂-transport is alleen van toepassing in de scenario's Europese integratie en Internationale handel. Voor de RNB's en LNB's is er gerekend met verschillende perioden, 2023-2050 versus 2035-2050, omdat het startpunt van de analyse op achtereenvolgens 2023 en 2035 lag. In de kostenberekening is dit verdisconteerd.

Resultaten



Figuur 71: Totale jaarlijkse kosten van de energie-infrastructuur voor elk scenario van I13050-editie 2

Figuur 71 laat de jaarlijkse, nationale kosten zien van de infrastructuur voor het energiesysteem in de verschillende scenario's. Allereerst de huidige samenstelling van de kosten (REF19) en daarnaast het huidige systeem in 2050 (HUID50). Daarin is de kostenontwikkeling van de brandstoffen en de CO₂-prijzen verwerkt, volgens het IEA 2021 rapport. Hierin is het scenario *Stated Policies* als uitgangspunt gebruikt. Dit scenario is niet hetzelfde als 'huidige systeem'. Het beoogt wel een scenario te beschrijven met staand beleid, zonder de extra verduurzamingsdoelstellingen. De brandstofkosten en de CO₂-prijs is hieruit overgenomen en gemodelleerd in het ETM-model. Hierbij is tevens aangegeven dat de CO₂-vrijstellingen in 2050 vervallen zijn. Dit scenario is erg gevoelig voor importkosten. In 2022 hebben we gezien dat de energiekosten, als gevolg van de onrust op de energiemarkt, een factor 5 hoger lagen. Als dat hierin gemodelleerd zouden zijn, zou het plaatje er heel anders uitzien.

In de vier klimaatneutrale 2050-scenario's zijn de kosten van infrastructuur hoger dan de huidige energiekosten. De verschillen in totale kosten tussen de scenario's zijn beperkt, de samenstelling van de kosten verschilt wel sterk tussen de scenario's. De kosten van infrastructuur en flexibiliteitsmiddelen - opslag en conversie - zijn relatief beperkt, 20%-30 % van de totale kosten van het energiesysteem. De grootste kosten komen voornamelijk voort uit het aanpassen van gebouwen en installaties - grootst in scenario's Decentrale initiatieven en Nationaal leiderschap - en uit de productiemiddelen - grootst in scenario's Nationaal leiderschap en Europese integratie. Daarnaast zijn in scenario's Europese integratie en Internationale handel de kosten voor energiedragers aanzienlijk vanwege de import van energiedragers. Deze laatste kosten zijn gevoelig voor prijsschommelingen in de internationale markt.

Gebouwen/installaties:

In de categorie gebouwen en installaties vallen alle kosten voor warmteproductie, exclusief de brandstofkosten. Daarnaast zijn isolatiekosten in de gebouwde omgeving meegenomen. Eventuele meerkosten, zoals investeringskosten, van elektrisch vervoer vallen ook in deze categorie.

Opslag en conversie

- Opslag W: de kosten voor warmteopslag. De bron hiervoor zijn de scenarioresultaten van het ETM-model.
- Opslag H2: de kosten voor waterstofopslag. De waarden hiervoor zijn gebaseerd op een interne analyse
- Flexibiliteit: de kosten voor batterijen en flexibiliteitsmiddelen voor de omzetting van elektriciteit naar waterstof met elektrolyse, de systeembatterijen voor power-to power en de gascentrales, piek- en grote centrales. In deze versie is dit gemodelleerd in het ETM. Dit is gewijzigd ten opzichte van II3050-editie 1, als gevolg van een update van het ETM-model.

Productiemiddelen

Alle kosten voor de binnenlandse productie van elektriciteit en dedicated (blauwe) waterstof, exclusief de brandstofkosten. De kosten van CO₂-rechten uit het ETS zijn niet meegenomen, aangezien deze kosten een belasting zijn.

Energiebronnen en import

De kosten van alle (primaire) energiedragers. In 2050 is dit nagenoeg volledig import, op een beperkte hoeveelheid lokale biomassa na, gebaseerd op de kostenopgave in de World Energy Outlook 2020 (International Energy Agency, 2020).

Infrastructuur

- Infrastructuur W: de kosten voor de warmtenetten, gebaseerd op een eigen berekening.
- Infrastructuur G en H2: de kosten voor het gasnet en het waterstofnet, zowel onshore als offshore, gebaseerd op een eigen berekening.
- Infrastructuur E: de kosten voor het elektriciteitsnet, zowel onshore als offshore, gebaseerd op een eigen berekening.
- Overige kosten netbeheerders: onder de jaarlijkse kosten vallen ook de kosten van afschrijving en de kosten van de organisaties van de verschillende netbeheerders. Uit een analyse door de netbeheerders is hiervan een inschatting gemaakt in 2019. Verondersteld wordt dat deze kosten gelijk blijven. Enerzijds is er een toename van assets, anderzijds een toenemende efficiency. Omdat een prognose van de OPEX-ontwikkeling geen onderdeel van de studie is, is deze op het niveau van 2019 gehouden.
- CO₂-netten en CCS: de extra investeringen voor afvanginstallaties bij elektriciteits- en waterstofcentrales, de kosten voor CO₂-infrastructuur en de kosten voor opslag van CO₂. De kosten voor infrastructuur op basis van eigen berekening zijn toegevoegd aan de kosten uit het ETM-model. De wijze van kostenmodellering in het ETM-model is beschreven in de documentatie van ETM. De gehanteerde scenario's en resultaten zijn hier ook in te zien.

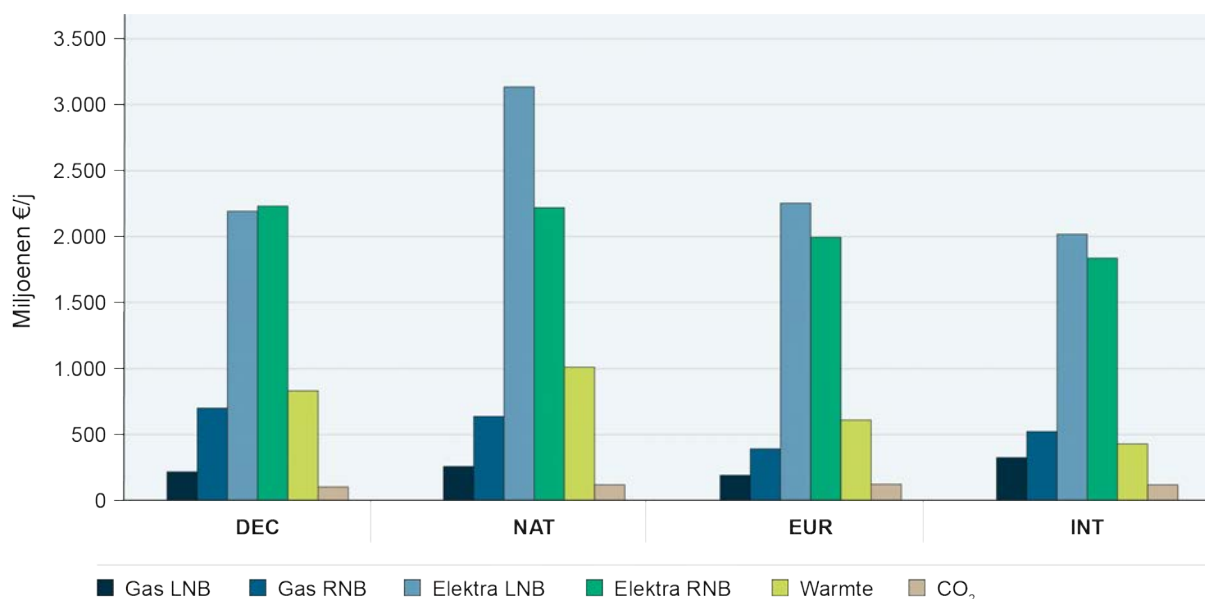
11.2.5 Verdieping kosten infrastructuur

Deze paragraaf gaat in op de investeringskosten van nieuw te bouwen of uit te breiden assets. Daarbij de jaarlijkse kosten, omdat deze samenhangen met de kosten die aansluiten bij de kostensystematiek van het ETM. Allereerst worden de uitkomsten voor gas getoond, daarna voor elektriciteit, tenslotte voor warmte en CO₂-netten. Voor alle investeringskosten is een discontovoet van 3 procent gehanteerd en een afschrijvingstermijn van veertig jaar.

Voor de periode 2030 en 2050 is berekend dat netbedrijven afhankelijk van het scenario jaarlijks tussen 5 en 7 miljard euro moeten investeren. In alle scenario's wordt het meest geïnvesteerd in uitbreiding van

elektriciteitsnetwerken. Uitschieter is hierbij het scenario Nationaal leiderschap, waarin gemiddeld bijna twee miljard euro per jaar bestemd is voor de aanleg van het offshore elektriciteitsnet. Daarbij komen nog de waterstofleidingen. In het scenario Nationaal leiderschap moet relatief veel geïnvesteerd worden in de aanleg van warmtenetten, om in 2050 zes miljoen woningequivalenten, zowel huishoudens als gebouwen, van warmte te kunnen voorzien.

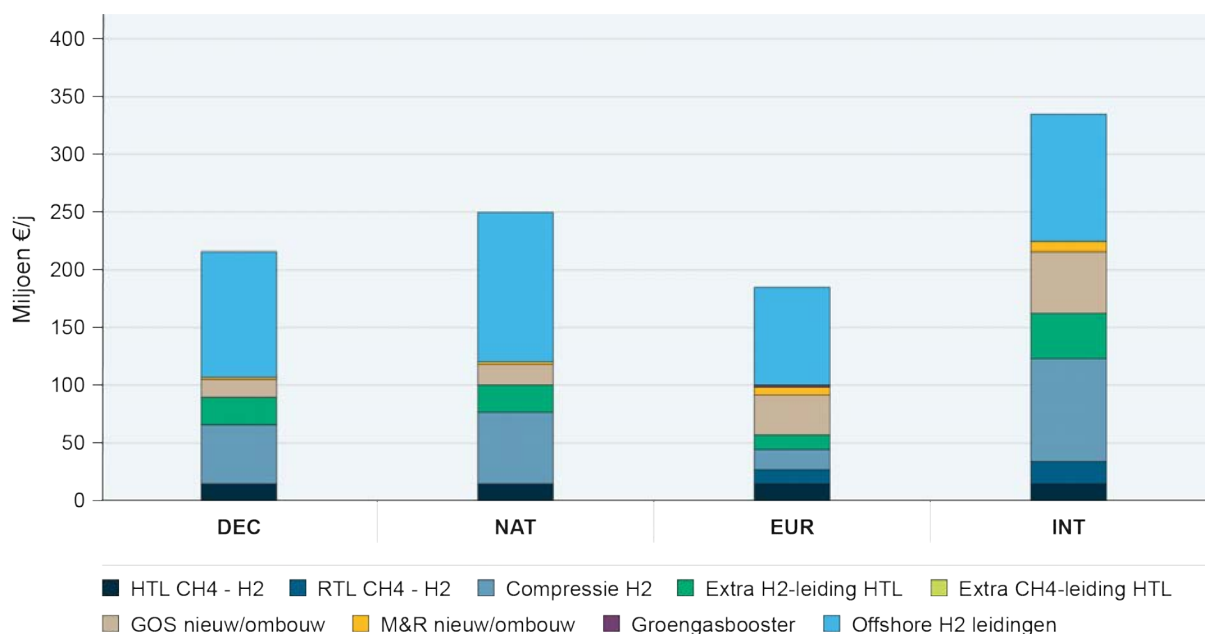
Zoals al eerder in dit rapport beschreven is, moet het elektriciteitssysteem wellicht eerder dan 2050 gereed zijn, rond 2035-2040. Dat betekent dat de investeringskosten vooral in de eerste periode zullen gemaakt moeten worden. Dit geldt dan met name voor het deel dat gekoppeld is aan het CO₂-vrije elektriciteitssysteem, voor productie. Voor het deel dat gekoppeld is aan de elektriciteitsvraag voor bijvoorbeeld de warmtevoorziening en mobiliteit, zal dit ook in de periode 2040-2050 effect hebben.



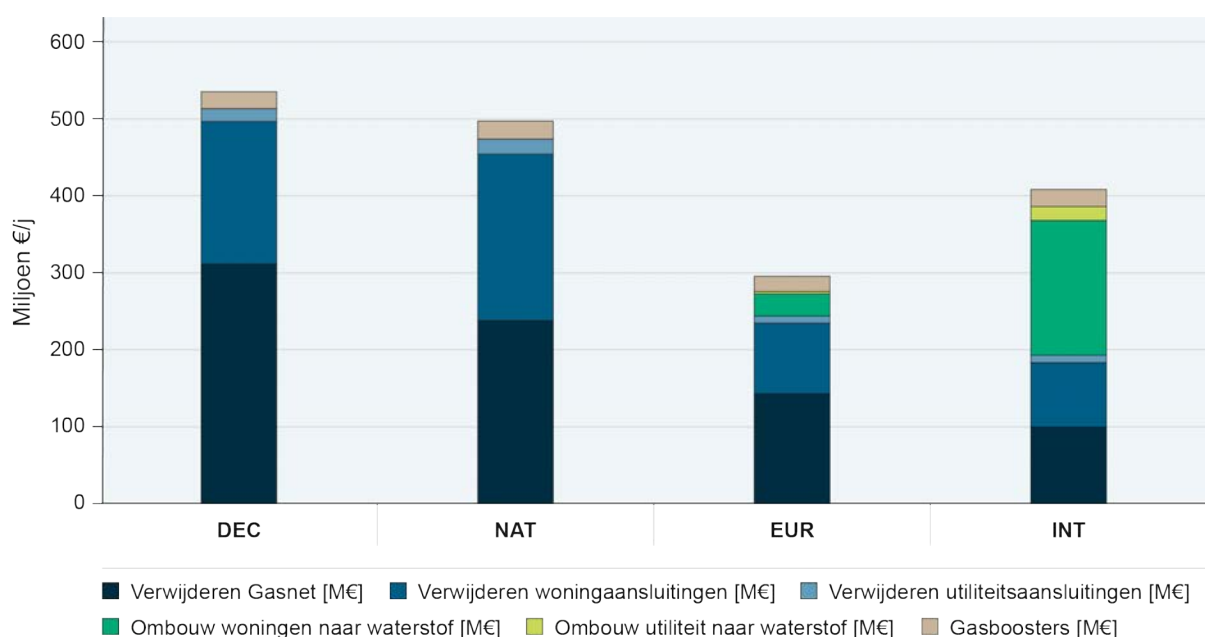
Figuur 72: Jaarlijkse investeringskosten infrastructuur

Landelijk netbeheerder gasinfrastructuur

De kosten voor het aanpassen van de benodigde landelijke waterstofinfrastructuur tussen 2035 en 2050 zijn relatief beperkt. De grootste kostenposten zijn de compressoren van waterstof, die zijn in alle scenario's ongeveer gelijk. Daarnaast het aanleggen van waterstofleidingen, in drie van de vier scenario's een grote post en het plaatsen en ombouwen van GOS-stations. De investeringen in offshore waterstofleidingen zijn de grootste kostenpost. Er wordt rekening gehouden met ca. 400 km HTL-gasleiding met compressie, afhankelijk van de gevraagde capaciteit.



Figuur 73: jaarlijkse kosten LNB Gas.



Figuur 74: jaarlijkse kosten RNB Gas

Regionale netbeheerders gasinfrastructuur

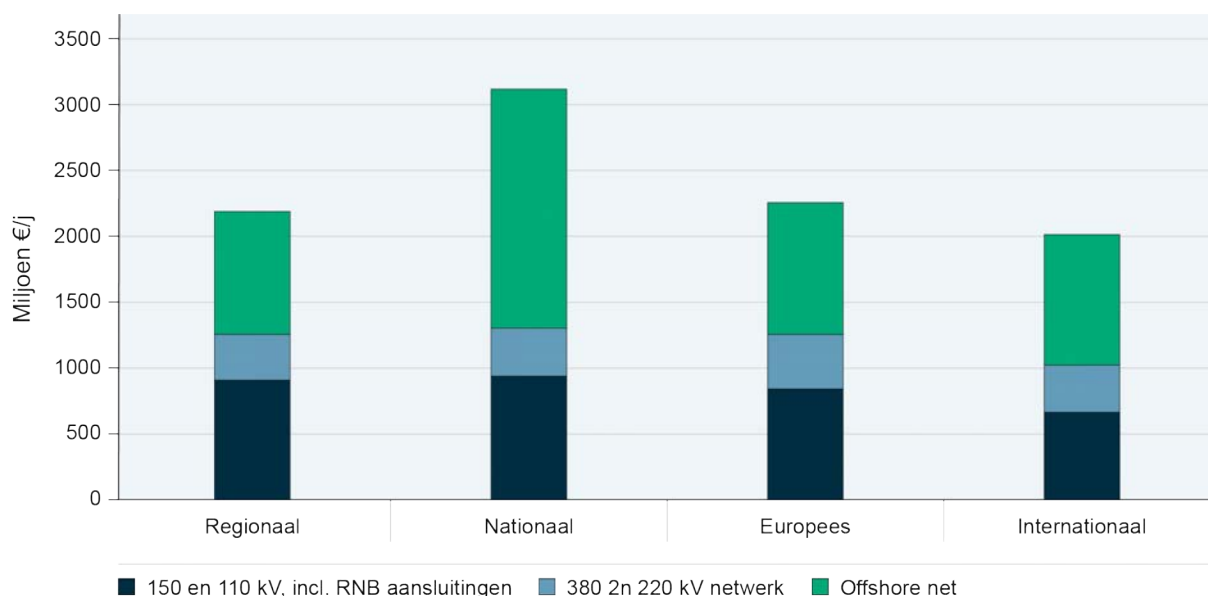
De regionale netbeheerders van de gasinfrastructuur voorzien voor de gebouwde omgeving een ombouw van het bestaande aardgasnetwerk naar een waterstofnetwerk. Daar waar in de gebouwde omgeving geen gebruik meer wordt gemaakt van gas voor verwarming, zijn de kosten opgenomen voor het verwijderen van het gasnet. Zoals blijkt in grafiek 74, zijn deze kosten enorm. Als besloten wordt om de leidingen buiten gebruik te plaatsen en op een natuurlijk moment te verwijderen, dan levert dat een enorme besparing opleveren.

Landelijk netbeheerder elektriciteit

Landelijke netbeheerder TenneT ziet zich geplaagd voor een grote opgave. In de berekening zijn de noodzakelijke aanpassingen tussen 2035 en 2050 onderzocht. Daarbij wordt verondersteld dat het Investeringsplan voor 2035 is uitgevoerd, inclusief de projecten die momenteel nog in studiefase verkeren, maar met een inbedrijfsjaar voor 2035.

De kosten betreffen investeringen in en beheer van de 220-380 kV- en 110-150 kV-infrastructuur op land en de infrastructuur voor elektriciteit voor het aansluiten van windparken op zee. Daarbij gaat het onder meer om offshore platforms voor het verzamelen van hernieuwbaar opgewekte energie en om de kabels naar de kust. Figuur 75 laat duidelijk zien dat de investeringskosten in de landelijke infrastructuur voor elektriciteit in het scenario Nationaal leiderschap het hoogst zijn. Dit komt vooral door de grote hoeveelheid opgesteld vermogen van wind-op-zee. De kosten voor de hoofdverdeelstations (HVS) zijn opgenomen bij de regionale netbeheerders, in de kosten bij de LNB zijn alleen de noodzakelijke 150 of 110 kV-aansluitingen opgenomen. Alle overige HVS kosten, transformator en TS- of MS-installatie, zijn opgenomen bij de RNB-opgave.

De kosten in figuur 75 omvatten alleen investeringskosten en vormen een heel ruwe schatting. De scenario's zijn onzeker, bovendien zijn de daadwerkelijke kosten sterk afhankelijk van onder meer de technische uitvoering en technologische ontwikkeling - die ook kostendaling met zich mee kan brengen. De invloed van deze factoren op de kosten kunnen nu niet nauwkeurig worden ingeschat.

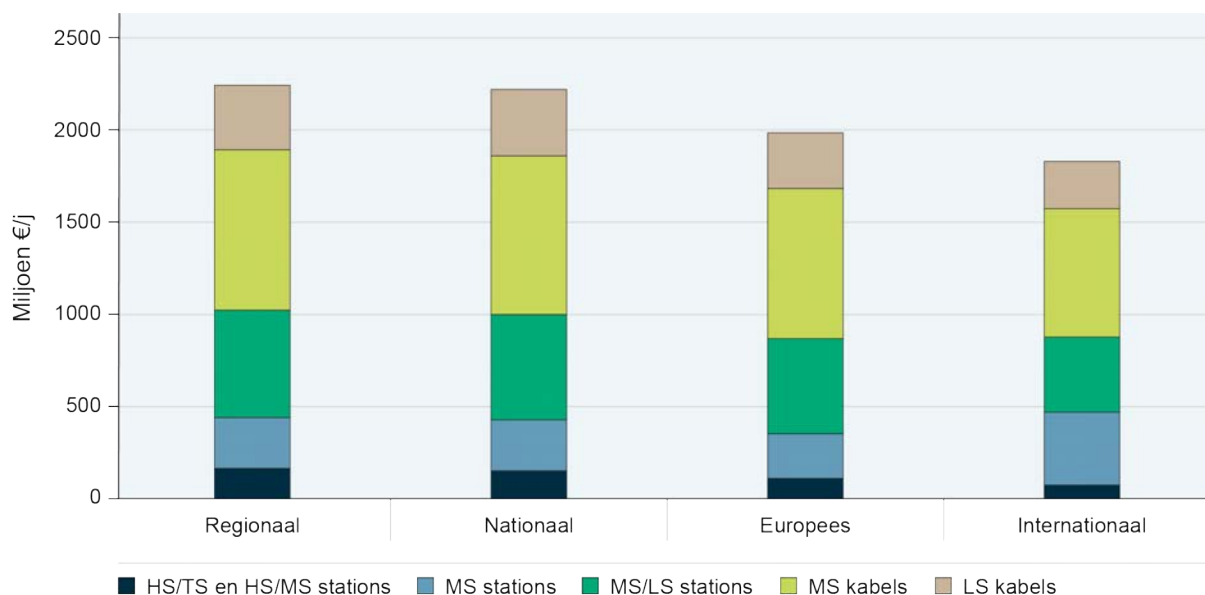


Figuur 75: Jaarlijkse kosten LNB elektriciteit

Regionale netbeheerders elektriciteit

De scenario's Decentrale initiatieven en Nationaal leiderschap gaan uit van een lokale of nationale opwek van energie, voornamelijk in de vorm van wind en zon. Hiermee leggen deze scenario's een groter beslag op het elektriciteitsnetwerk dan de scenario's Europese integratie en Internationale handel. Bij deze laatste twee scenario's ligt de nadruk meer op gas - waterstof en groengas - als energiedrager. Bij de eerste twee scenario's ligt de nadruk meer op lokale duurzame energieopwek door zon en wind. Dit vertaalt zich in de investeringen in de regionale netten. Een relatief groot deel bestaat uit de aanpassingen en nieuwbouw van de hoofdverdeelstations (aankoppeling met TenneT).

Opvallend is dat de verschillende scenario's niet veel verschil maken in benodigde kabelwerk, MS en LS. De aantallen MS en LS-kabel zijn vergelijkbaar. De verschillen in kosten zijn een verschil in eenheidsprijs, materiaal en aanleg. Die is voor MS-kabels een factor 2,5 hoger dan voor de LS-kabel.



Figuur 76: Jaarlijkse kosten RNB elektriciteit

Warmtenetten

Voor het grootschalige warmtetransport gelden de volgende kostenindicaties per scenario. In deze indicaties zijn de leidingen, pompstations, drukhoudsystemen en warmte-uitkoppeling bij afnemers meegenomen. Kosten voor de uitkoppeling aan de bron zijn hierin nog niet verwerkt. Deze lasten liggen doorgaans niet bij het warmtetransportbedrijf, maar bij de warmteleverancier. Opgegeven afstanden en kosten gelden per doublet -aanvoer en retour zijn dus niet afzonderlijk geteld, maar als eenheid.

CO₂-netten

In de scenario's Europese integratie en Internationale handel is een CO₂-leidingnet voorzien van ca. 250 km: 75 km Maasvlakte-Zeeland en 175 km Maasvlakte-Sittard. Het betreft een leiding van een grote diameter (36"-47") met een capaciteit van ~5 Mton, uitgaande van 40 bar. Voor de benodigde compressie wordt één compressor voorzien voor het eerste tracé en 2 compressoren per 100 km voor het circuit naar Sittard. In totaal worden dat 5 compressoren. Deze infrastructuurkosten zijn verdisconteerd in de totale CO₂-kosten en in de totale kosten.

11.3 Ruimte energiesysteem

11.3.1 Inleiding

Het energiesysteem van 2050 vraagt extra ruimte – veel meer ruimte dan het fossiele systeem. Zon, wind, de uitgebreide netinfrastructuur en de verschillende flexibiliteitsmiddelen moeten deels al heel snel een geografische locatie krijgen in een klimaatneutraal Nederland. Daarbij worden de keuzes voor de verdeling van schaarse ruimte in Nederland voor een groot deel de komende jaren gemaakt. Een groot deel van de verandering van het energiesysteem moet nu gepland worden.

Voor alle componenten van het nieuwe energiesysteem moet de ruimte tijdig beschikbaar zijn. Als dit niet lukt dan vertraagt dat de energietransitie, omdat één of enkele van de benodigde onderdelen, voor opwek, opslag, conversie en transport, niet gebouwd kan worden. Daarom brengt II3050-editie 2 de ruimtebehoefte voor de lange termijn in beeld van het toekomstige energiesysteem. Het is belangrijk dat deze beelden van de ruimtebehoefte in de planologische en ruimtelijke programma's en processen - PEH, RES, omgevingsvisies, NOVEX - een plek vinden. En dat hierop gestuurd wordt in het NPE, Energievisies/pMIEK, en het nationale klimaat- en energiebeleid. Zodat de benodigde ruimte daadwerkelijk kan worden gereserveerd. Dat stelt netbeheerders in staat effectiever en in een hoger tempo te plannen, investeren en bouwen, waardoor Nederland zijn klimaatdoelen kan halen.

II3050-editie 2 maakt inzichtelijk welke ruimte benodigd is op nationaal en provinciaal niveau voor zonneweides, windvermogen, flexibiliteitsmiddelen en benodigde netverzwaringen voor een gebalanceerd energiesysteem. Voor de inschatting van de ruimtebehoefte voor netverzwaringen hebben TenneT, Gasunie en de regionale netbedrijven elk zelf analyses uitgevoerd.

De paragrafen beschrijven de ruimtebehoefte in km² - of hectares of equivalenten als aantallen voetbalvelden, ter illustratie - en de manier waarop die is bepaald. Paragraaf 14.3.2 begint met een korte reflectie op de ruimtebehoefte van het nieuwe energiesysteem. Het doel is om verschillende aspecten of kwaliteiten van de ruimtebehoefte te benoemen en een relatie te leggen met bestaande programma's en trajecten. In bijlage G wordt het totale beeld van de ruimtebehoefte voor de vier II3050-scenario's visueel naast elkaar gezet.

11.3.2 De ruimtebehoefte in perspectief

De ruimtebehoefte wordt uitgedrukt in km² of hectares, maar de bijbehorende cijfers moeten in de juiste context worden gezien. Daarbij zijn twee aspecten van belang:

1. De claim op de ruimte verschilt van aard – de ene claim is de andere niet.
2. Ruimte heeft verschillende kwaliteiten – de ene ruimte is de andere niet.

Het eerste aspect heeft – naast inpassing volgens vigerende wet- en regelgeving – te maken met mogelijke functiecombinaties, die leiden tot bovengrondse beperkingen. Dit is één van de drie afwegingsprincipes die zijn toegepast in het PEH⁴⁵. Voor energie-infrastructuur geldt onder andere:

- Bij buisleidingen moet de bovengrond toegankelijk zijn. Het aanleggen van wegen of paden en het aanbrengen van andere oppervlakteverhardingen zijn niet zonder vergunning toegestaan. Potentieel gevaarlijke activiteiten als graven, palen slaan, diepplougen en diepwortelende planten plaatsen of verwijderen, zijn niet toegestaan in de zogeheten belemmeringsstrook.
- Waterstofopslag geeft slechts geringe beperkingen. Een klein deel van de grond boven de cavernes is niet beschikbaar vanwege de benodigde installaties voor compressie, gasbehandeling en vanwege afsluiters.
- Voor hoogspanningslijnen geldt dat er verbod heerst op het uitvoeren van werkzaamheden en/of het oprichten van bouwwerken, en er beperkingen zijn voor werkzaamheden met bijvoorbeeld kranen en heistellingen in de nabijheid. Elektromagnetische velden kunnen tot beperkingen leiden aan gebruik voor bijvoorbeeld bewoning.
- Voor kabels moet de bovengrond vrij worden gehouden met eventueel straatwerk in de vorm van los opneembare klinkers of stoeptegels. Nabijheid van boomwortels moet worden vermeden om beschadiging te voorkomen.

⁴⁵ *Ontwerp-Programma Energiehoofdstructuur (2023)*

- Verdeelstations, elektrolyzers en systeembatterijen: geen dubbel functiegebruik mogelijk c.q. ligt niet voor de hand vanwege intensief ruimtegebruik door kwetsbare installaties en contouren voor veiligheid, elektromagnetische velden en geluid/hinder. Kleinere stations en batterijen kunnen in voorkomende gevallen inpandig worden geplaatst.
- Windturbines zijn soms moeilijk te combineren met andere functies door veiligheids- en milieueisen. Maar ná inpassing zijn er bijvoorbeeld voor agrarische activiteiten en reeds aanwezige weg- en spoorweginfrastructuur nauwelijks beperkingen. Voor zonneweides is dubbel functiegebruik met agrarische activiteiten mogelijk maar dat wordt lang niet altijd toegepast. Zon PV wordt ook wel op binnenwater geplaatst.

Het tweede aspect is ook evident: er is verschil tussen stad en landelijk gebied, kust en bijvoorbeeld haven- of industrieel gebied. Ruimte in Nederland is schaars maar op de ene locatie zijn er meer mogelijkheden voor de inpassing van energie-infrastructuur dan op de andere locatie, zuiver beoordeeld naar vierkante meters. Over ruimtelijke kwaliteiten: aan de ruimtebehoefte van het energiesysteem en mogelijke invulling van die behoefte, wordt in een aantal programma's en onderzoeken aandacht besteed. Het PEH vat dat als volgt samen: 'De Nationale Omgevingsvisie (NOVI) vormt het leidende kader vanuit het Rijk voor de ontwikkeling van de leefomgeving in Nederland. Met het oog op verschillende ruimtelijke uitdagingen zoals klimaatverandering, woningbouw en mobiliteit, vormt de NOVI een integrale visie op de toekomstige inrichting van ons land en geeft het Rijk daarbij richting aan decentrale keuzes. De verschillende opgaven zijn verder uitgewerkt in een aantal thematische programma's, waaronder het PEH. Hiermee geeft de NOVI invulling aan het doel om de omgevingskwaliteit in Nederland te versterken. Via het programma NOVEX worden per provincie de nationale en regionale ruimtelijke opgaven verkend en werken alle overheden samen aan een plan voor de ruimtelijke inrichting van Nederland. Gebieden waar veel opgaven samenkomen zijn aangewezen als aandachtsgebieden; de zogenaamde NOVEX-gebieden. Via de NOVEX-gebiedsaanpak werkt het Rijk in samenwerking met de decentrale overheden, marktpartijen en andere stakeholders aan het programmeren van de benodigde ruimte voor energie in de industriegebieden voor de middellange en lange termijn. Het programma Mooi Nederland heeft als doel om ruimtelijke kwaliteit centraal te stellen in de ruimtelijke uitwerking van de verschillende opgaven. De uitkomsten van de programma's NOVEX en Mooi Nederland leiden tot nieuw nationaal ruimtelijk beleid: de aangescherpte NOVI, die in 2024 wordt verwacht. Het PEH dient hiervoor als input.'

Tot slot heeft het PBL recentelijk de Ruimtelijke Verkenning 2023 gepubliceerd⁴⁶ waarin vanuit verschillende normatieve perspectieven de toekomstige ruimtelijke inrichting van Nederland wordt verkend. Er worden vier normatieve scenario's uitgewerkt: beleidsscenario's met verschillende ruimtelijke opties, die zijn gebaseerd op verschillende maatschappijbeelden, die vanuit een eigen waardeoriëntatie een antwoord geven op ruimtelijke opgaven. Het is een kwalitatief onderzoek waarin wordt verkend welke ruimtelijke keuzes beleidsmakers kunnen maken, om wenselijk geachte toekomstbeelden te bereiken vanuit verschillende maatschappelijke visies. De vier scenario's van I13050-editie 2 en de vier normatieve scenario's uit de Ruimtelijke Verkenning hebben geen relatie met elkaar, zijn ook niet op elkaar af te beelden en dienen een ander doel.

11.3.3 Indicatieve schets ruimtebehoefte infrastructuur TenneT

Aannames en methodiek

Voor deze analyse is aangenomen dat de bestaande investeringen voor netverzwaringen, zoals in het IP2022 beschreven, gerealiseerd zijn. Voor de analyse van de ruimtelijke behoefte is weer onderscheid gemaakt tussen het 220/380kV-netwerk en het 110/150kV-netwerk.

⁴⁶ Ruimtelijke verkenning 2023 – Vier scenario's voor de inrichting van Nederland in 2050, PBL (2023)

Voor het 220/380kV-netwerk is gekeken naar de benodigde mitigerende maatregelen om de knelpunten op te lossen in de verschillende scenario's. Voor infrastructuur voor het 220/380kV-netwerk geldt dat deze in beginsel bovengronds wordt aangelegd. Voor het bouwen van extra verbindingen is aangenomen dat deze wordt geplaatst naast de al bestaande verbindingen en naast de verbindingen die in 2030-2035 verwacht worden. Eventuele nieuwe verbindingen voor het oplossen van knelpunten zijn in deze studie niet beschouwd. De behoefte aan ruimte is bepaald op basis van de opgave in het PEH: voor een bovengrondse hoogspanningslijn wordt een tracé van 100 m breed aangehouden. In deze studie is niet gekeken naar de ruimtebehoefte voor eventuele 220/380kV-stations.

Voor het 110/150kV-netwerk bestaat de extra ruimtebehoefte grotendeels uit twee zaken:

- Ten eerste uit de ruimte voor nieuwe hoogspanningsstations, voor de vergroting van de transportcapaciteit richting de regionale netbeheerders. Het aantal nieuwe hoogspanningsstations is bepaald vanuit de regionale behoefte aan transformatorcapaciteit en is verder uitgewerkt in hoofdstuk 7. Het indicatieve ruimtebeslag volgt in een latere paragraaf.
- Ten tweede uit ruimte voor nieuwe verbindingen op 110/150kV-niveau voor het aansluiten van de nieuwe hoogspanningsstations.

In het 110/150 kV-net worden nieuwe verbindingen meestal ondergronds aangelegd, in tegenstelling tot 220/380 kV-verbindingen. Voor de behoefte aan ruimte is hiervoor een tracébreedte van 35 meter aangehouden⁴⁷. In deze studie zijn niet beschouwd: de eventuele alternatieve tracés voor de verbindingen voor het oplossen van knelpunten, verdere opsplitsing van pockets door nieuwe aankoppelingen met het 220/380 kV-net of grootschalige duurzame opwek in regionale gebieden, direct gebundeld aansluiten op het 220/380 kV-net.

Ruimtebehoefte 220/380 kV-netwerk

Voor het 220/380 kV-netwerk is gekeken met welke netversterkingen de knelpunten gemitigeerd kunnen worden. Zoals in hoofdstuk 5 aangegeven tonen de analyses dat een netversterking tussen Noord- en Zuid-Holland en het zuiden van Nederland noodzakelijk is, met name om de groei van de offshore wind te kunnen faciliteren. De versterking van de verbinding tussen Ens en Hengelo sluit aan bij de reeds in voorbereiding zijnde netversterking tussen Diemen en Ens. Daarmee komt dan een sterke verbinding tot stand tussen de Randstand en Duitsland via de noordzijde van de landelijke ring. Voor deze studie is als uitgangspunt gehanteerd dat de netversterkingen, gemeld in het IP2022, ook daadwerkelijk zijn uitgevoerd. Voor het bepalen van het aantal tracékilometers van te bouwen extra verbindingen is aangenomen dat deze naast de bestaande verbindingen worden geplaatst. Eventuele nieuwe verbindingen - het verbinden van twee stations die eerder nog niet waren verbonden - voor het oplossen van knelpunten zijn in deze studie niet beschouwd.

In de huidige situatie is er ca. 1500 tracékilometer aan 220/380 kV-lijnverbindingen.

De extra ruimtelijke behoefte verschilt per scenario en hangt af van de hoeveelheid wind-op-zee en de keuzes voor de grootte en locatie van flexmiddelen. Maar in alle scenario's komt de behoefte aan versterking van de corridor tussen Noord- en Zuid-Holland en het zuiden van Nederland naar voren.

Alhoewel de ruimtebehoefte een fractie bedraagt van het oppervlak van Nederland, is het vinden van de benodigde ruimte een moeilijke opgave. De ruimte moet namelijk worden gevonden in relatief kleine zoekgebieden. De zoekgebieden worden beperkt door o.a. de noodzaak om aan te sluiten op bestaande en geplande infrastructuur. Ook alle nieuwe infrastructuur moet worden ingepast in de bestaande bebouwing in het dichtbevolkte land. Gedegen overleg met betrokken overheden, instanties en bewoners is hierbij cruciaal om draagvlak te vinden voor de concrete invulling van de ruimtebehoefte.

⁴⁷ Dit is inclusief aanlegstrook (zie ook Concept PEH) en wijkt af van het NBNL Basisinformatiedocument en de eerste editie van het I13050 waar hier met 10m (zonder aanlegstrook) werd gerekend.

Ruimtebehoefte aanlanding offshore wind

Ook de groei van het aantal aansluitingen voor offshore wind vraagt veel ruimte op land. De ambities van de overheid tonen dat tussen 2030 en 2050 nog 16 tot 31 GW aan aansluitingen voor offshore wind gerealiseerd moeten worden. Hiervoor ontwikkelt TenneT een standaard platformconcept dat met een 2GW-gelijkstroomverbinding aangesloten wordt op het 380kV-net. In totaal zijn er dus nog 8 tot 16 van deze aansluitingen noodzakelijk. Dit heeft twee consequenties:

1. Gelijkstroom moet omgezet worden naar wisselstroom. Dat doet een converterstation. Afhankelijk van het scenario worden er, verdeeld over meerdere locaties in Nederland, na 2031 nog 8 tot 16 nieuwe converterstations geplaatst. Deze converterstations staan bij voorkeur in de nabijheid van meerdere 380kV-stations. Voor een converterstation is een oppervlakte van bijna 6 ha. nodig. Voorzien wordt dat er tussen 2030 en 2050 nog minimaal 50 tot 90 ha. nodig is voor alle converterstations, verdeeld over Nederland.
2. Er zijn ook extra aansluitvelden op de 380kV-stations nodig, per converter twee aansluitvelden. Daarvoor zijn er stationsuitbreidingen of mogelijk nieuwe 380kV-stations nodig om de aansluitingen te kunnen faciliteren. Elk aansluitveld heeft een oppervlakte van ca. 0,2 ha. In het maximale scenario zijn er 32 nieuwe aansluitvelden, met een totale oppervlakte van 6,4 ha. Een geheel nieuw 380kV-station vereist een oppervlakte van ca. 20 ha.

Ruimtebehoefte 110/150 kV-netwerk

Voor het aansluiten van de nieuwe hoogspanningsstations zijn nieuwe verbindingen op 110/150kV-niveau nodig. Er wordt aangenomen dat de hoogspanningsstations niet direct onder of naast de bestaande verbindingen kunnen worden gerealiseerd. Elk nieuw station vereist gemiddeld een verbinding met een tracélengte van 10 km.

In tabel **Tabel 18** is de indicatieve ruimtebehoefte gekwantificeerd in tracékilometers en als oppervlakte in km², berekend op basis van een tracébreedte van 35 m. De daadwerkelijke tracélengte hangt feitelijk af van de concrete technische uitvoering.

Tabel 18. *Indicatieve ruimtebehoefte voor nieuwe 110/150kV-verbindingen*

Extra benodigde tracé in km (oppervlakte km ²)	Huidige situatie	Decentraal	Nationaal	Europees	Internationaal
110/150kV-net	4400	955 (33,4)	955 (33,4)	720 (25,2)	555 (19,4)
110/150kV-net (% toename)	4400	22%	22%	16%	13%

De indicatieve lengtes en oppervlakten liggen voor de scenario's Decentrale initiatieven en Nationaal leiderschap bij elkaar in de buurt. Voor de scenario's Europese integratie en Internationale handel zijn minder hoogspanningsstations benodigd door de RNB's. Dat resulteert in een kleiner aantal tracékilometers voor de aansluitverbindingen.

11.3.4 Indicatieve schets ruimtebehoefte infrastructuur Gasunie

Aannames en methodiek

De behoefte aan ruimte voor de infrastructuur van de waterstof- en methaan is bepaald op basis van de uitkomsten van de knelpuntenanalyse van de landelijke gasnetten, het hogedruknet HTL en middendruknet RTL, in hoofdstuk 6. De investeringen betreffen overwegend het omzetten van bestaande aardgasleidingen naar gebruik voor waterstof, het leggen van nieuwe leidingen voor waterstof en het plaatsen van waterstofcompressie op verschillende locaties.

Een deel van de waterstofinfrastructuur in 2050 bestaat uit nieuw aangelegde leidingen. Deze komen zo goed als volledig in thans gereserveerde buisleidingstroken te liggen - in veel gevallen stroken van de Structuurvisie Buisleidingen - parallel aan bestaande leidingen. De totale strookbreedte verandert hierdoor niet; meestal 70 m voor SVB-stroken.

Het totale ruimtebeslag in km² voor HTL-leidingen kan worden berekend door de lengte in kilometers van een leiding in een bepaalde strook te vermenigvuldigen met 0,07 km. Een leidingbundel met meerdere parallelle leidingen in een tracé van 100 km beslaat daarmee een totale ruimte van $100 \times 0,07 = 7$ km². Deze ruimte kan niet, of niet volledig worden bebouwd, maar normaal gebruik voor bijvoorbeeld landbouw en veeteelt is vaak wel mogelijk. Het effectieve ruimtebeslag is dus kleiner dan het berekende ruimtebeslag.

Waterstofcompressie wordt in principe geprojecteerd op locaties waar nu aardgascompressie plaatsvindt. Het valt niet uit te sluiten dat er ook waterstofcompressie moet komen op enkele nieuwe locaties. Het ruimtebeslag is afhankelijk van geplaatste compressievermogen, dat de grootte bepaalt van het gebouw met installaties, het terrein en de omheining.

Voor het RTL is de situatie anders. De meeste RTL-leidingen liggen niet in een landelijke buisleidingstrook. Voor die RTL-leidingen, totaal ca. 6000 km, geldt het Besluit Externe Veiligheid Buisleidingen, waarin staat dat rondom aardgasleidingen aan weerszijden een strook van vier meter gereserveerd moet worden. Voor andere stoffen, waaronder waterstof, is dit vijf meter aan elke kant. Een RTL-leiding die wordt omgezet naar waterstof heeft dus in de breedte twee meter extra ruimte nodig.

Resultaten HTL

De investeringen in het hogedruknet tussen 2023 en 2050 betreffen hoofdzakelijk het geschikt maken van bestaande aardgasleidingen voor transport van waterstof. Hiervoor hoeft geen nieuwe ruimte te worden geclaimd. Een deel van het HTL-waterstofnetwerk van 2050 wordt nieuw aangelegd. Ook deze nieuwe leidingen leggen geen additioneel beslag op ruimte, omdat ze in bestaande leidingstroken kunnen worden gelegd. De nieuw te bouwen waterstofcompressoren leggen alleen een extra claim op de ruimte als ze op nieuwe locaties worden gebouwd. De ruimte die nodig is voor een nieuw station is beperkt, maar afhankelijk van het geïnstalleerde compressorvermogen.

Vanwege de afnemende rol die methaan speelt in het energiesysteem, hoeven er geen nieuwe leidingen voor methaan te worden aangelegd, behalve wellicht nog her en der een nieuwe aansluitleiding voor productie van groengas. We gaan ervan uit dat dit om dermate kleine aantallen gaat, dat het ruimtebeslag verwaarloosbaar is.



Figuur 77: Nieuwe H2 leidingen 2050

Tabel 19: Indicatief aantal km nieuwe H2-leidingen in het HTL vanaf 2035. Deze vergen geen extra ruimtebeslag.

Nieuwe H2-leidingen (km)	Situatie in 2035	Decentraal	Nationaal	Europees	Internationaal
HTL H ₂	ca. 1100 km ^{*)}	150 km	150 km	80 km	260 km
HTL CH ₄	ca. 5200 km	0	0	0	0

^{*)} Onshore-netwerk. Aanleg offshore-netwerk start vanaf 2030 en groeit richting 2050 tot ca. 400 km. Het vergt geen ruimtebeslag op land.

Tabel 20: Indicatief aantal nieuwe locaties voor waterstofcompressie vanaf 2035 (ruimtebeslag < 0,01 km²).

Nieuwe H ₂ -compressorlocaties (aantal)	Situatie in 2035	Decentraal	Nationaal	Europees	Internationaal
HTL	0	1	1	1	2

Omdat de rekenmethodiek buurten via de kortste afstand koppelt aan punten van het toekomstige waterstofnetwerk, wordt geen inzicht verkregen in benodigde aansluitleidingen voor waterstof. Niet in alle

gevallen kan een bestaande gasaansluiting worden hergebruikt. Aansluitleidingen zijn weliswaar veelal kort, hooguit enkele km, maar als het om tientallen nieuwe aansluitingen gaat, kan de totale lengte toch aanzienlijk zijn. Bij de aanname dat het om 200 km gaat en de aansluitleiding op ca. 1 m naast de bestaande aardgasleiding komt te liggen, is de benodigde extra ruimte $200 \times 0,001 = 0,2 \text{ km}^2$.

Resultaten RTL

In het scenario Internationale handel ontwikkelt zich na 2030 een substantiële waterstofvraag in de regionale netten en ook in scenario Europese integratie ontstaat regionale waterstofvraag, zij het in mindere mate. Het is niet ondenkbaar dat bepaalde kleinere industrieën uit cluster 6, een rechtstreekse, nieuwe aansluiting op het landelijke waterstofnetwerk krijgen. Voor de overige vraag in de regionale netten kan een deel van het huidige RTL worden omgezet naar waterstof.

Ook als tientallen kleine industrieën zo'n nieuwe aansluiting krijgen, is het extra ruimtebeslag klein, minder dan 1 km^2 , per aansluiting een leiding van 1,5 km lang in een strook van 10 m breed. Voor het hergebruik van RTL-leidingen gaat het naar grove schatting om maximaal 2.000 km in het scenario Europese integratie en 3.000 km in het scenario Internationale handel. Voor deze leidingen moet rondom dus steeds twee meter extra ruimte worden gereserveerd, dus in totaal 4 resp. 6 km^2 . De uitkomsten voor het additionele ruimtebeslag staan vermeld in onderstaande tabel 21.

Tabel 21: *Indicatieve additionele ruimtebehoefte voor RTL-leidingen op H2.*

Voor scenario's Europese integratie en Internationale handel is het genoemde ruimtebeslag inclusief nieuwe aansluitingen voor cluster 6-industrie.

Extra benodigd (km^2)	Huidige situatie	Decentraal	Nationaal	Europees	Internationaal
RTL	ca. 5.700 km	0	0	<2.000 km (< 5 km^2)	<3.000 km (< 7 km^2)

11.3.5 Indicatieve schets ruimtebehoefte infrastructuur RNB's

De benodigde verzwaring van de netinfrastructuur van de RNB's is beschreven in hoofdstuk 7⁴⁸. De daarmee samenhangende ruimtebehoefte is een rechtstreekse vertaling van de benodigde netverzwaringen. Die wordt berekend met de gemiddelde lengte- en oppervlaktematen per type asset uit het document "Basisinformatie over energie-infrastructuur" van Netbeheer Nederland.

Voor het 110/150kV-netwerk (koppelpunten met TenneT) is gekeken naar de nieuwbouw van stations die naar verwachting nodig zijn om de overbelastingen op de koppelpunten op te lossen in de scenario's, zonder dat er systeemflexibiliteit is toegevoegd. Hierbij is ervan uitgegaan dat een overbelasting van minder dan 80MVA - worst case - of minder dan 160MVA - best case - kan worden opgevangen door uitbreiding van het station binnen de huidig beschikbare fysieke ruimte op de stationslocatie. Als de overbelasting meer dan 80MVA resp. 160MVA bedraagt, moet er een nieuw station worden gesticht op een nieuwe nabijgelegen locatie.

Voor een inschatting van het ruimtebeslag op het onderliggende net is de benodigde infrastructuur in twee typen assets ingedeeld: onderliggende onderstations en middenspanningsruimtes - transformatorhuisjes. De kabels zijn voor laagspanning (LS) en middenspanning (MS).

Resultaten

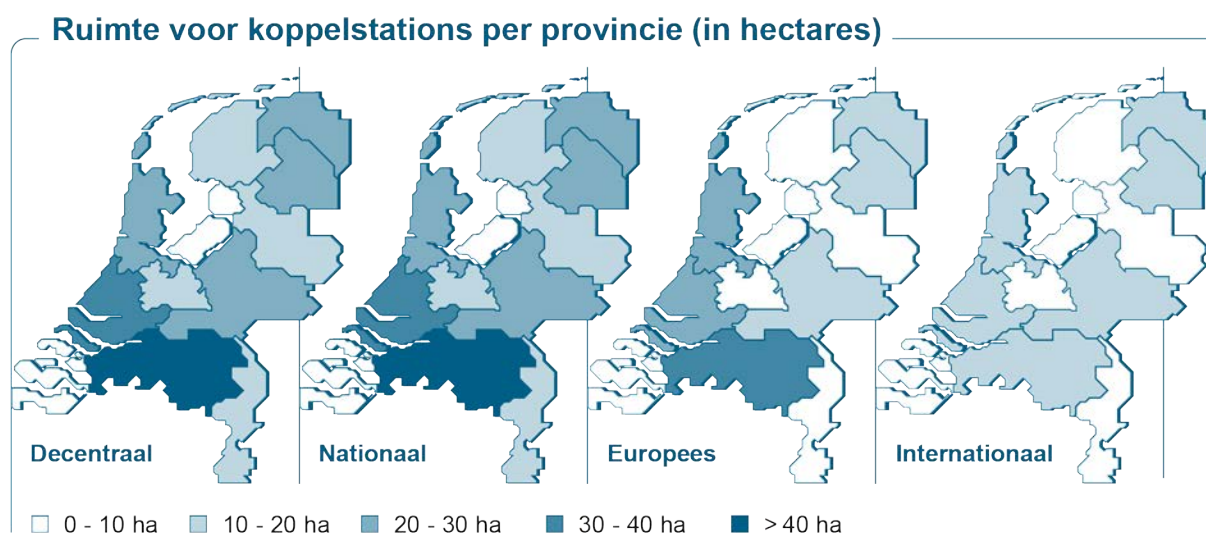
⁴⁸ Voor de gasinfrastructuur beperkt de ruimtebehoefte zich tot het plaatsen van boosters voor groen gas; deze is verwaarloosbaar. Het verwijderen van gasnet leidt niet tot een ruimteclaim. Voor het geschikt maken van delen van het gasnet van de regionale netbeheerder voor waterstof zijn geen berekeningen gedaan en is op dit moment de inschatting dat ook hier geen significante ruimteclaim uit volgt.

Tabel 22 geeft de bovengrondse ruimtebehoefte weer. Voor de transformatorhuisjes gaat het in veruit de meeste gevallen om locaties in de gebouwde omgeving – dicht bij de afnemers. Het gaat totaal om tussen de 170 en 240 voetbalvelden – respectievelijk voor de scenario's Internationale handel en Decentrale initiatieven. Die ruimte is opgesplitst in gemiddeld 22,5 m² per MS/LS-station aan benodigd grondoppervlak in stedelijk en binnenstedelijk gebied.

Tabel 22: Bovengrondse ruimtebehoefte RNB's over heel Nederland⁴⁹.

Netvlak	Decentraal	Nationaal	Europees	Internationaal
110/150kV-stations	1,8 – 3,7 km ²	1,8 – 3,5 km ²	1,0 – 2,4 km ²	0,6 – 1,6 km ²
Onderliggende onderstations	1,9 km ²	1,9 km ²	1,7 km ²	1,6 km ²
MS/LS-stations	1,2 km ²	1,2 km ²	1,1 km ²	0,8 km ²
Totaal	4,9 – 6,8 km²	4,9 – 6,6 km²	3,8 – 5,2 km²	3,0 – 4,0 km²

Voor de 110/150kV-stations is het ruimtebeslag per provincie weergegeven in figuur 78. In de scenario's Decentrale initiatieven en Nationaal leiderschap is de voorziene ruimtebehoefte het grootst. Dit vanwege de grote hoeveelheid wind-op-land en zonneparken – én het piekende karakter van deze technieken – waardoor de zwaarste belasting voor de 110/150kV-stations ontstaat.



Figuur 78: De verdeling over de provincies van de ruimtebehoefte voor 110/150kV-stations

De ruimtebehoefte in de ondergrond is aanzienlijk hoger dan de bovengrondse ruimtebehoefte. In de komende ruim 25 jaar moet er tussen 80.000 en 105.000 km kabel worden gelegd. Dat is equivalent aan circa 55% tot 75% van de totale Nederlandse straatlengte en het betekent dat op elke werkdag tussen 2023 en 2050, 12 tot 16 km kabel moet worden gelegd. Omdat het hierbij, zeker voor LS-kabels, gaat om aanleg in stedelijk gebied, illustreert dit hoe enorm deze maatschappelijke opgave is.

Tabel 23: Ondergrondse ruimtebehoefte RNB's over heel Nederland

⁴⁹ Ten opzichte van II3050-editie 1 zijn de MS/LS-stations afzonderlijk weergegeven. In II3050-editie 1 zijn abusievelijk ook de MS-stations (als onderdeel van Onderliggende onderstations) tegen een ruimtebehoefte van 6.000m² meegenomen. Daarom bedragen de cijfers in II3050-editie 2 ongeveer 60% van die in de vorige rapportage.

Netvlak	Decentraal	Nationaal	Europees	Internationaal
MS-kabels	274 km ²	274 km ²	257 km ²	219 km ²
LS-kabels	54 km ²	54 km ²	47 km ²	40 km ²
Totaal	328 km²	328 km²	304 km²	259 km²

11.3.6 Indicatieve schets ruimtebehoefte warmte- en CO₂-infrastructuur

De mogelijke ontwikkeling van CO₂-infrastructuur is beschreven in hoofdstuk 9. Er is nog veel onduidelijk en de ontwikkelingen zijn afhankelijk van het scenario dat zich ontvouwt. Wel is duidelijk dat voor de tracés zo veel mogelijk gekozen moet worden voor bestaande leidingstroken, met name de gereserveerde stroken die nu vallen binnen de Structuurvisie Buisleidingen. Deze keuze is ook in het Programma Energiehoofdstructuur opgemerkt. De ruimtelijke impact van de aanleg van een CO₂-transportnetwerk in Nederland zal vanuit die gedachte dan ook gering zijn.

Voor warmtenetten ligt dit anders. Hoewel een warmtenet geen landelijke entiteit is, maar zich beperkt tot een regio, moet er in die regio wel een heel netwerk worden aangelegd. Het betreft vaak stedelijke gebieden die een aansluiting krijgen op een of meer warmtebronnen in een nabijgelegen industriegebied. Daarvoor moeten er verbindingen tussen bron en stad worden gelegd. Dat betekent, net als bij de elektriciteitsnetwerken, dat vele straten in de stad open moeten. In deze verkenning is niet onderzocht om hoeveel huishoudens per gebied het gaat. Hiervoor is meer inzicht nodig in de ontwikkeling van warmtenetten in de verschillende regio's; in de scenario's is deze regionalisatie niet gespecificeerd.

11.3.7 Indicatieve schets ruimtebehoefte duurzame opwek

Methodiek en aannames

De regionalisering van de opgestelde vermogens voor zon en wind is beschreven in hoofdstuk 2. *Regionalisering van de scenario's*. Voor de inschatting van de ruimtebehoefte voor zonneweides en windvermogen zijn het rapport van Generation Energy⁵⁰ en tevens het Concept PEH - Bijlage X⁵¹ geraadpleegd. Kengetallen voor het aantal MW per km² variëren tussen verschillende bronnen en logischerwijs in de loop van de tijd. In deze rapportage worden de cijfers toegepast uit de rechterkolom van de volgende tabel. Omdat de ruimtebehoefte die hier gepresenteerd wordt indicatief is, de *cumulatief gemiddelde* kengetallen zich in de loop van de tijd blijven ontwikkelen én afhangen van bijvoorbeeld de gebruikte cluster grootte voor wind - zes turbines in het Concept PEH - en de mate van overplanting bij zonneweides (reductie van piekvermogen dat wordt ingevoerd). Bij vergelijkingen met andere berekeningen voor huidige en toekomstige benodigde ruimte, moet hier rekening mee worden gehouden.

Tabel 24: Kengetallen voor de indicatieve ruimtebehoefte voor zonneweides en windvermogen. De min- en maxwaarden zijn afkomstig uit [50]).

Categorie	Eenheid	Min	Max	I13050-1	PEH	I13050-2
Wind-op-land	MW/km ²	4	8	6	12	8
Wind-op-zee	MW/km ²	6	10	<i>niet gebruikt</i>	-	10
Zonneweides	MW/km ²	48	156	102	150	100

⁵⁰ Generation Energy & PosadMaxwan, 2020

⁵¹ Pondera en CE Delft, BIJLAGE X Beoordelingsmethodiek Milieu & Ruimte, 2023

Resultaten

Voor de vier scenario's is op basis van deze kengetallen de *totale* indicatieve ruimtebehoefte bepaald voor de zonneweides en windvermogens in het eindbeeld 2050. Zie paragraaf 11.3.2 voor de verschillende impact of de aard van de ruimteclaim van zon en wind, bijvoorbeeld ook vergeleken met de claim die infrastructuur en flexibiliteitsmiddelen leggen.

Tabel 25: *Indicatieve ruimtebehoefte (in km²) voor wind-op-land (15, 20, 10 en 10 GW), wind-op-zee (45, 72, 38 en 46 GW) en zonneweides (58, 58, 35 en 35 GW)*

Categorie	Decentraal	Nationaal	Europees	Internationaal
Wind-op-land	1.875	2.500	1.250	1.250
Wind-op-zee	4.500	7.200	3.800	4.600
Zonneweides	580	580	350	350

De ruimtebehoefte voor zonneweides en windvermogen is tevens uitgesplitst naar provincie, volgens de regionalisatie beschreven in het II3050-scenariorapport⁵², en weergegeven in figuren voor elk van de scenario's in de Bijlage.

11.3.8 Indicatieve schets ruimtebehoefte flexibiliteit

Methodiek en aannames

Voor de inschatting van de extra ruimtebehoefte voor flexibiliteit zijn de kengetallen van het specifieke ruimtebeslag uit de volgende bronnen aangehouden voor het aantal MW of TWh per km².

Tabel 26: *Kengetallen voor de specifieke ruimtebehoefte per flexibiliteitsmiddel⁵³.*

Categorie	Eenheid	Waarde	Bron
Power-to-gas	MW/km ²	3.000	Generation Energy
Systeembatterijen	TWh/km ²	0,014	Generation Energy, Concept PEH
Gascentrales	MW/km ²	21.300	EnergieNL, Concept PEH
Waterstofopslag (bovengrondse ruimte)	TWh/km ²	8	Gasunie

Voor de vier scenario's is op basis van de kengetallen de ruimtebehoefte voor de flexibiliteitsmiddelen bepaald voor heel Nederland (tabel 27) Deze ruimtebehoefte is, vergeleken met die voor zon en wind, beperkt, maar met een andere aard van de impact. Vergeleken met de ruimtebehoefte voor infrastructuur is de claim voor systeembatterijen groot; het varieert tussen de circa 4.500 en 6.500 voetbalvelden. Power-to-Gas (elektrolyzers) heeft ongeveer een factor 4 minder ruimte nodig dan systeembatterijen maar nog steeds méér dan de koppelstations. Merk op dat er in de scenario's met meer zon en wind ook meer ruimte nodig is voor de flexibiliteitsmiddelen.

⁵² Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's (NBNL, juni 2023)

⁵³ Het *Concept PEH* (2023), bijlage X noemt voor power-to-gas een waarde van 10.000MW/km². Als basis daarvoor wordt de afmeting van een 1GW PEM-elektrolyser gebruikt. Omdat deze niet representatief zal zijn voor de te verwachten populatie elektrolyzers in Nederland, gebruiken we het kengetal van Generation Energy.

Tabel 27: *Indicatieve ruimtebehoefte flexmiddelen (in km²).*

	Decentraal	Nationaal	Europees	Internationaal
Power-to-Gas	8	8	5	3
Systeembatterijen	33	32	23	23
Gascentrales	0,9	0,7	0,5	0,7

De ruimteclaim voor gascentrales is kleiner dan de ruimte voor huidig bestaande aardgascentrales. Bij hergebruik van de bestemming gaat het hier dan ook niet om een *nieuwe* ruimteclaim. Dit belang wordt in het Concept PEH⁵⁴ onderstreept. Voor Power-to-Gas en systeembatterijen gaat het wel om nieuwe ruimte. In de relevante scenario's zijn de kerncentrales geplaatst in Borssele en op de Maasvlakte. Voor Power-to-Heat als flexibiliteitsmiddel worden geen gegevens gepresenteerd. De betreffende installaties zijn geen aparte installaties - zoals elektrolyzers en systeembatterijen - maar grotendeels al in het energiesysteem aanwezig als normale, piek- of backupvoorziening in de warmte-infrastructuur (zie paragraaf 11.3.6.).

Waterstofopslag vindt plaats in Groningen en Epe (D) waarbij het veld zich ook deels tot in Nederland (Overijssel) uitstrekt. De bovengrondse ruimte is zeer beperkt, gegeven de hoeveelheid opgeslagen energie.

Tabel 28: *Indicatieve ruimtebehoefte (in km²) voor waterstofopslag (bovengronds)*

Provincie	Decentraal	Nationaal	Europees	Internationaal
Groningen	2,2	1,4	1,5	3,0
Overijssel	0,4	0,3	0,3	0,6
Totaal Nederland	2,6	1,7	1,8	3,6

De ruimtebehoefte voor de flexibiliteitsmiddelen, volgend op de regionalisatie zoals beschreven in het I13050-scenariorapport [52], is tevens uitgesplitst naar provincie. De bijbehorende figuren zijn opgenomen in de bijlage.

11.4 Uitvoerbaarheid energiesysteem

Inleiding

Een belangrijk aandachtspunt bij het realiseren van de energie-infrastructuur is de uitvoerbaarheid. Er moet ontzettend veel gebeuren om de klimaatneutrale doelen te realiseren. I13050-editie 2 onderstreept dat nog eens. Naast de kosten en de ruimtelijke impact, is ook de uitvoerbaarheid van groot belang om de klimaatneutrale doelen te behalen. Onder deze uitvoerbaarheid wordt verstaan de technische en praktische uitvoerbaarheid - menskracht en doorlooptijd.

Scope

Deze rapportage beperkt zich tot de specifieke activiteiten die gerelateerd zijn aan de infrastructuur, en dus tot het domein van de netbedrijven behoren: de elektriciteitsnetwerken en de gasnetwerken van de RNB's en de LNB's. Voor gas gaat het om de methaan- en waterstofnetwerken en waterstofopslag. Vanwege de omvang en de verhaallijn van de scenario's behoort de uitvoerbaarheid van de waterstofnetten wel tot de scope van de I13050-editie 2. De realiseerbaarheid van activiteiten aan de warmte- en CO₂-netten behoren niet tot de scope van dit hoofdstuk. Ze behoren nu namelijk niet tot het kennisgebied van de opdrachtgevers van deze studie. Bij de

⁵⁴⁾ Hoofdstuk 8: "Om die redenen vindt het Rijk het van groot belang dat deze vestigingsplaatsen blijvend beschikbaar zijn voor installaties van grootschalig duurzaam regelbaar vermogen. Dit houden centrales in die in de toekomst bijvoorbeeld op waterstof of groen gas gebaseerd zijn, of een combinatie met CO₂-afvang hebben. De verwachting is dat deze locaties voldoende ruimte zullen bieden."

uitvoering is het wel van belang om de totale opgave voor infrastructuur te beschouwen, omdat de civiele werkzaamheden, de beschikbaarheid van grondposities (waaronder tracés) afhankelijk zijn van de totale activiteiten.

Een uitdagend vraagstuk

Na het inzicht en de kennis die I13050-editie 2 verschaft over het toekomstig energiesysteem, volgen de vragen: is realisatie van deze scenario's tot 2050 uitvoerbaar? Waar zitten de knelpunten? En wat is ervoor nodig om die op te lossen? Om daarvan een beeld te geven beschrijft deze paragraaf de omvang van de werkzaamheden die nodig zijn aan de netten voor elektriciteit, gas, waterstof, CO₂ en warmte.

Relevant daarbij: de volgende paragraaf beschrijft de benodigde grondstoffen voor de Nederlandse energietransitie in de verschillende scenario's van I13050-editie 2. En vervolgens de benodigde opschaling van productiecapaciteiten voor verschillende energietechnologieën.

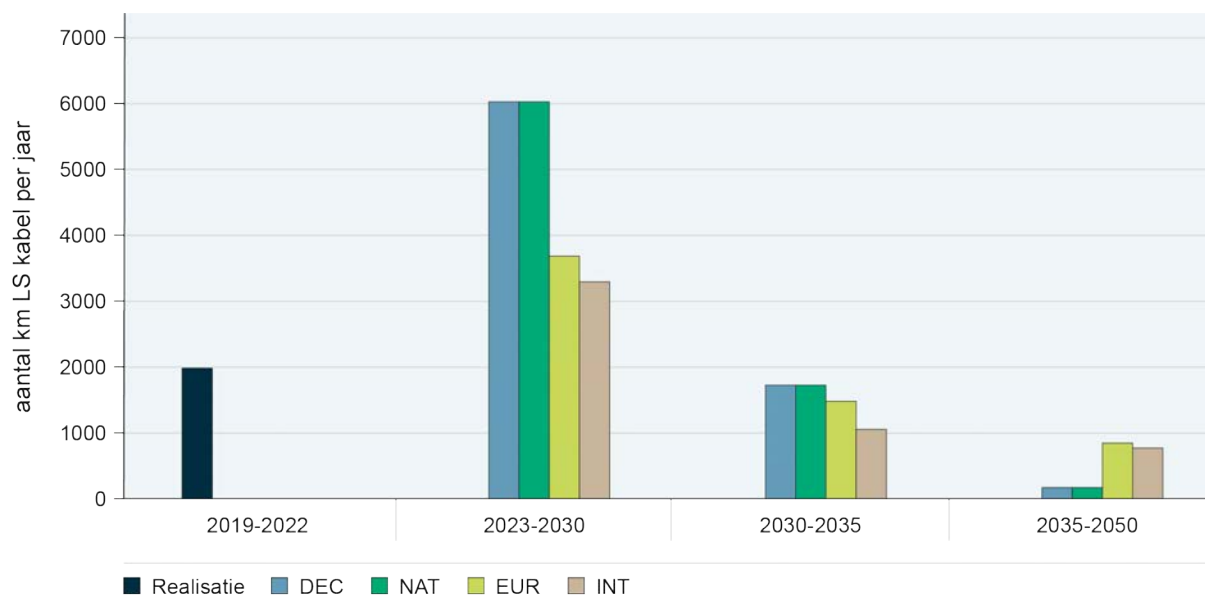
In het kader van de investeringsplannen van de netbeheerders zal later in 2023 meer gezegd worden over de uitvoerbaarheid van de investeringsplannen tot 2035.

Elektriciteit

Deze paragraaf beschrijft de nieuwbouw die nodig is voor het elektriciteitssysteem - stations en bekabeling. Allereerst is geïventariseerd wat de gerealiseerde aantallen zijn geweest in de periode 2019-2022. Uit deze inventarisatie is gebleken dat de netbeheerders aan het opschalen zijn. De gemiddelden over deze periode zijn dan ook niet heel representatief voor de huidige productiecijfers. De definitie van 'productie' of 'werkvolume' in de inventarisatie in 2019-2022 en de analyses in deze verkenning zijn niet helemaal gelijk.

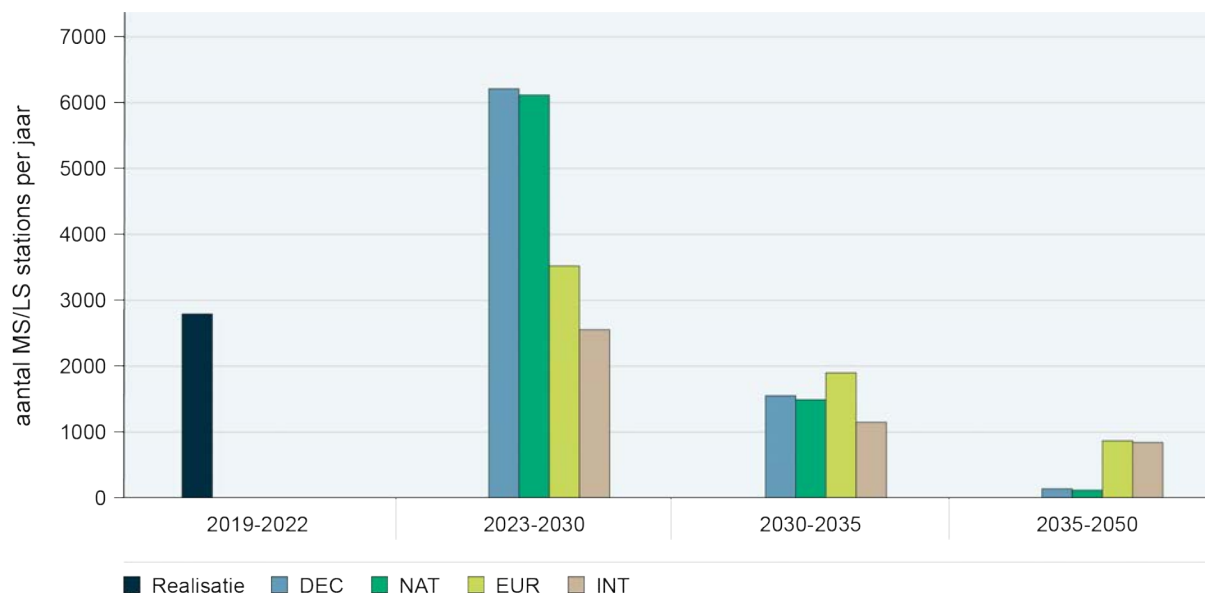
In de netberekeningen zijn drie periodes onderscheiden. Eerst 2023-2030, daarna 2030-2035 en vervolgens 2035-2050. De aantallen over deze periodes zijn lineair gemiddeld. Dit is een opgave voor het hele land. Niet in alle gevallen zal dit precies zo uitpakken; er worden ook nog steeds studies verricht om tot optimale keuzes te komen en er worden verder nog steeds gedetailleerde netontwerpen gemaakt. De genoemde aantallen zijn het gevolg van een analyse van kentallen en bouwblokken. Het geeft desondanks een goed beeld, dat de netbeheerders voor een enorme opgave staan.

Voor LS-kabels (zie figuur 79) geldt dat de omvang van het werkpakket voor 2023-2030, 200-300% hoger ligt dan de gemiddelde productie van de afgelopen 5 jaar. In de jaren daarna neemt het werkpakket op dit gebied af. Daarbij speelt de vraag of dit tempo te realiseren is. Mogelijke knelpunten zijn de capaciteit van netbeheerders zelf en de noodzakelijke vergunningen voor werkzaamheden in de publieke ondergrond. Bij het niet volledig realiseren van het werkpakket 2023-2030, moet dit aanvullend bij de daaropvolgende jaren opgeteld worden. Hiermee kunnen de tussentijds gestelde doelen ook in gevaar komen.



Figuur 79: Opgave LS-kabels.

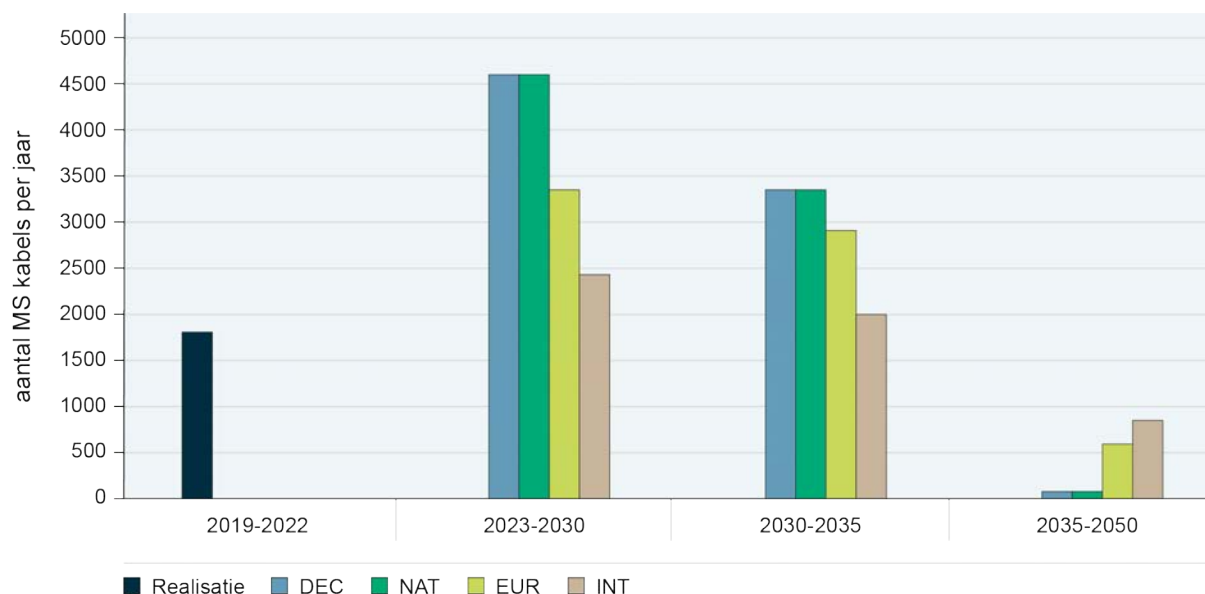
Voor MS/LS- of distributiestations (zie figuur 80) is er voor de scenario's Decentrale initiatieven en Nationaal leiderschap ook een aanzienlijke verhoging. Dit zijn de meer op elektriciteit gerichte scenario's. Ook hier geldt de opstap van 200-300% ten opzichte van de recente installaties. Logischerwijs volgt dit ook het patroon van de LS-kabels.



Figuur 80: Opgave MS/LS-stations.

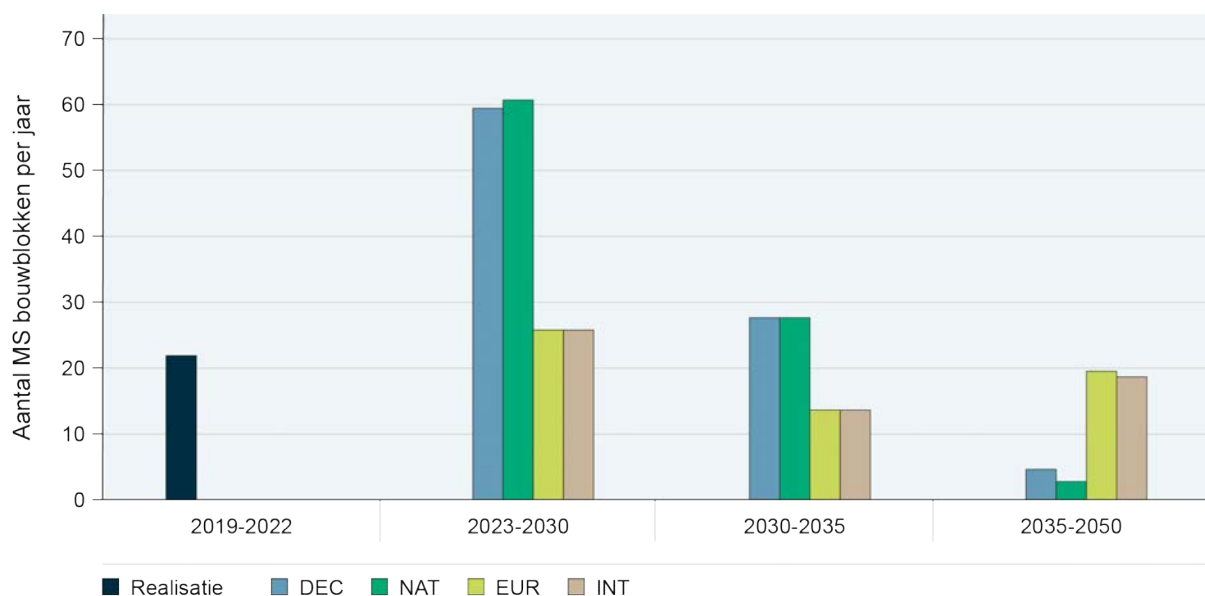
Voor MS-kabels is het beeld iets anders, zie figuur 81. Ook hier ontstaat in meerdere scenario's een flinke verhoging, maar ook in de periode 2030 -2035 is er nog een aanzienlijke opgave, die globaal 2x zo hoog ligt dan

het recente productieniveau. Na 2035 is het werkpakket voor MS-kabels (voor capaciteit!) in de scenario's Decentrale initiatieven en Nationaal leiderschap klaar.



Figuur 81: Opgave MS-kabels.

Voor de MS-bouwblokken gaat het niet alleen om nieuwe 10-25kV-stations, maar in veel gevallen ook om uitbreiding van bestaande stations. Dit beperkt de ruimtelijke opgave ook enigszins. Tegelijk zit er een grens aan de grootte van een station in verband met de beperking van de impact bij een uitval. Maar ook door de hoeveelheid kabels die in en uit een station kunnen gaan. Ook dit is maatwerk voor netontwerpers.



Figuur 82: Opgave MS-bouwblokken.

De ontwikkeling van het aantal koppelpunten tussen RNB en LNB is een flinke opgave. Afhankelijk van de scenario's is de verwachting dat nieuwe stations gebouwd worden in een tempo van 1 tot 5 stations per jaar. Dat zijn de 150/50kV-, 150/20kV- of 150/10kV-stations. Een aanzienlijke opgave, maar geen onmogelijk werkpakket. Verdeeld over de drie grote RNB's is dat een uitvoerbare opgave. Het vinden van ruimte is een andere opgave, zeker in de stedelijke omgeving. Tabel 29 geeft de opgave weer van de nieuw te plaatsen koppelstations. De best-case en worst-case hebben te maken met de mogelijkheden om wel of niet op het bestaande RNB-station uit te breiden. In een best-case zijn hier nog best mogelijkheden voor en valt het aantal nieuwe stations en de bijbehorende ruimtevraag mee. In een worst-case valt het juist tegen en moeten er veel nieuwe stations gebouwd worden.

Tabel 29: Opgave koppelstations, in aantallen.

Nieuwe stations	Best-case	Worst-case	Gemiddeld per jaar
DEC	68	125	3 - 5
NAT	66	118	3 - 4
EUR	40	96	1 - 4
INT	24	67	1 - 2

Voor de activiteiten van landelijke netbeheerder TenneT kan er nog geen gedegen inschatting gemaakt worden over de omvang van de werkzaamheden die tussen 2035 en 2050 moeten worden uitgevoerd. Gezien de lange doorlooptijd voor de aanleg van met name bovengrondse verbindingen en stations, is er tijdwinst te behalen in goede afstemming, inclusief prioritering, en tijdige start van zowel voorbereiding als projecten om de benodigde netverzwaringen tijdig beschikbaar te hebben. Dit geldt met name voor het scenario Nationaal leiderschap, waarbij er zowel offshore als onshore een grote opgave ligt.

De analyse leert dat de netbeheerders inmiddels al flink tempo maken. Volgens de figuren nog onvoldoende voor de periode 2023-2030, maar de netbeheerders zijn aan het opschalen. In hoeverre dat lukt, moet blijken. Deze analyse geeft in ieder geval aan wat de impact op de uitvoerbaarheid is. Voor het halen van de tussendoelen 2030 en 2035 moet er nog een extra stap gezet worden, met name in de scenario's Decentrale initiatieven en Nationaal leiderschap. In welke mate de uitvoerbaarheid echt een knelpunt wordt, hangt af van een aantal zaken. Van belang zijn zaken waar netbeheerders zelf invloed op hebben, zoals innovatie, efficiënt werken, technisch personeel werven en de klantvraag tijdig voorspellen. Uiteraard doen netbeheerders er alles aan om het uitvoeringstempo zo hoog mogelijk te krijgen.

Gas

De omvang van de werkzaamheden voor landelijke netbedrijf Gasunie, zijn beschreven in hoofdstuk 7. Hier is aangegeven dat het landelijk dekkend waterstofnet, zoals dat tot 2030 voorzien is, nog niet de eindsituatie is en dat de bouw in alle scenario's doorloopt tot 2050. In de periode 2035-2050 worden mogelijk ook methaanleidingen van het RTL omgezet naar waterstofleidingen. Het betreft hier naar schatting maximaal 2.000 km voor het RTL-netwerk in het scenario Europese integratie en 3.000 km in het scenario Internationale handel. Veel van de werkzaamheden liggen echter al in de komende jaren, tot 2030/2035. De investeringsplannen van Gasunie Transport Services en HyNetwork Services gaan hier nader op in.

Opslag van waterstof is qua uitvoerbaarheid een uitdaging op zichzelf, mede door de lange doorlooptijd. Een cruciaal aspect is het uitloggen van een zoutcaverne, omdat er een systeem moet worden ingericht om de pekkel te kunnen afvoeren. Er is specialistische kennis voor nodig, het is een activiteit met ruimtelijke impact en er moet zo mogelijk een nuttige toepassing voor de pekkel gevonden worden. Pekkelafvoer is mogelijk limiterend voor de hoeveelheid cavernes die voor waterstofopslag gerealiseerd kunnen worden.

In hoofdstuk 8 worden de maatregelen beschreven die nodig zijn voor het RNB-gasnet. Dit is een samenstel van boosters plaatsen om de lokale overproductie van groengas in het LNB-net in te voeden, het verwijderen van gasnetten in gebieden waar een warmtenet of een all-electric wijk wordt voorzien. In de scenario's loopt dat op van 34.000 tot 83.000 km aan te verwijderen kilometers. Verder betreft dit de activiteiten om bestaande netten om te bouwen naar waterstofnetten.

Van deze werkzaamheden kan geen vergelijk gemaakt worden op basis van het huidige tempo van werkzaamheden, omdat dit voornamelijk nieuwe activiteiten betreft.

Voor CO₂ en warmte geldt iets soortgelijks: het gaat voornamelijk om nieuwe activiteiten en het is lastig om op grond van de huidige kennis te schatten of de benodigde werkzaamheden binnen de gestelde periode uitvoerbaar zijn.

Evaluatie van de opgave

De ombouw van het energiesysteem is niet vergelijkbaar met de traditionele inzet van de netbedrijven. Dat maakt het lastig om de haalbaarheid van de scenario's kwantitatief te onderbouwen.

Voor elektriciteit is er een grote opgave voor opschaling op de relatief korte termijn. Vanwege die doelstellingen 2030-2035 moet er op korte termijn nog heel veel bijgebouwd worden. In de laagspanning is deze druk het hoogst, bij middenspanning wordt het werk gespreid over een langere periode, maar ook daar is de opgave groot. In de twee elektriciteitsscenario's Decentrale initiatieven en Nationaal leiderschap is de opgave groter dan de andere twee scenario's. In hoeverre de realisatie haalbaar is, moet blijken uit de investeringsplannen 2024. I13050-editie 1 toonde een sterkere groei van de opgave. Dat de opgave nu geringer lijkt, heeft ook te maken met de grote versnelling in uitvoering die inmiddels al in gang gezet is.

Voor gas is de ombouwoperatie groot. Voor de regionale gasnetten is het van belang om aan te wijzen welke gebieden eventueel met waterstof worden voorzien.

11.5 Schaarste in grondstoffen- en materiaal

11.5.1 Inleiding

Er is de afgelopen jaren steeds meer aandacht voor de enorme grondstoffenbehoefte die ontstaat bij het transformeren van het huidige energiesysteem naar een duurzaam energiesysteem. Hierdoor kunnen schaarste en tekorten ontstaan. Dit zet de haalbaarheid van de energietransitie onder druk, waardoor klimaatdoelen mogelijk niet kunnen worden gehaald. Deze paragraaf introduceert het thema grondstoffenschaarste en gaat tevens in op schaarste aan half- en eindproducten - materialen – die de netbedrijven en ontwikkelaars directer raakt. Daarna komt een aantal verschillen aan bod tussen de vier I13050-scenario's, in het licht van dit vraagstuk over grondstoffen- en materiaal. Tot slot: de handelingsperspectieven en sturingsmogelijkheden.

Grondstoffenbehoefte voor duurzame energie(technologie)

Het thema grondstoffen in relatie tot de energietransitie staat steeds meer in de belangstelling, onder andere aan de hand van een aantal rapporten. Voornamelijk *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*⁵⁵, *Critical materials for the Energy Transition*⁵⁶, *Een circulaire energietransitie*⁵⁷ en *Energy Technology Perspectives*

⁵⁵ The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions (IEA, 2021)

⁵⁶ Critical materials for the Energy Transition, (IRENA, 2021)

⁵⁷ Een circulaire energietransitie (Metabolic e.a., 2021)

2023⁵⁸. Tevens is het grondstoffenvraagstuk in bredere zin een thema geworden in de politiek, binnen de EU met de *Critical Raw Materials Act*⁵⁹ en een Nederlandse grondstoffenstrategie⁶⁰. In het *Concept NPE*⁶¹ wordt ook aandacht besteed aan dit thema.

De transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem betekent een omslag in de behoefte aan grondstoffen, zowel in termen van benodigde hoeveelheden, als in termen van typen grondstof. Aan de basis van de energievoorziening staan niet meer enorme hoeveelheden fossiele koolwaterstoffen en verbrandingsmachines, maar vooral grote hoeveelheden nieuwe typen metalen ten behoeve van onder meer duurzame opwek, opslag, conversie en andere flexibiliteitsmiddelen. De vraag naar metalen als koper, aluminium en ijzer stijgt fors maar de vraag naar bijvoorbeeld lithium, kobalt, nikkel en de zogeheten zeldzame aardmetalen stijgt explosief. Het gaat dan bijvoorbeeld om neodymium, dysprosium en praseodymium. Dat levert uiteraard een Nederlandse, maar bovenal een wereldwijde uitdaging – alle landen maken in hogere of lagere snelheid de omslag naar een klimaatneutraal energiesysteem. In al die landen stijgt de behoefte aan deze metalen zodanig, dat de vraag zich opdringt naar hoe snel en waar knelpunten ontstaan? En wat de impact van die knelpunten is op de energietransitie in het algemeen – en in het bijzonder voor Nederland? Hoe ziet de impact eruit, per scenario, in het eindbeeld van het energiesysteem?

Onderstaande Tabel 291, een combinatie en bewerking van afbeelding 5.5. uit Witteveen+Bos⁶² en figuur 15 uit de studie van Metabolic [57], laat, gekoppeld aan technologie, een selectie zien van de metalen die gebruikt worden en waarbij sprake is van een zeker toeleveringsrisico. Uiteraard zijn er meer metalen relevant, maar deze kennen geen toeleveringsrisico; zoals ijzer voor o.a. buisleidingen, windturbinetorens en hoogspanningsmasten. De volledige tabel en de gevolgde methode om tot een eindbeoordeling van toeleveringsrisico's te komen, staat hier [6262].

Tabel 291: Mineralen met een zeker toeleveringsrisico in relatie tot technologie, uit de combinatie van twee publicaties [57, 62].

Technologie	Koper	Aluminium	Nikkel	Kobalt	Lithium	Dysprosium	Terbium	Yttrium	Lanthaan	Praesodymium	Neodymium	Indium	Molybdeen	Silicium metaal	Natuurlijk grafiet
Zon PV	•	•										•	•	•	
Wind	•	•	•			•	•			•	•		•		
Systeembatterijen	•	•	•	•	•										•
Elektrische voertuigen	•	•	•	•	•	•				•	•				
Elektrolyzers	•	•	•	•				•	•						
Elektriciteitsinfrastructuur	•	•													

⁵⁸ Energy Technology Perspectives 2023 (IEA, 2023)

⁵⁹ Study on the EU's list of Critical Raw Materials (EU, 2020)

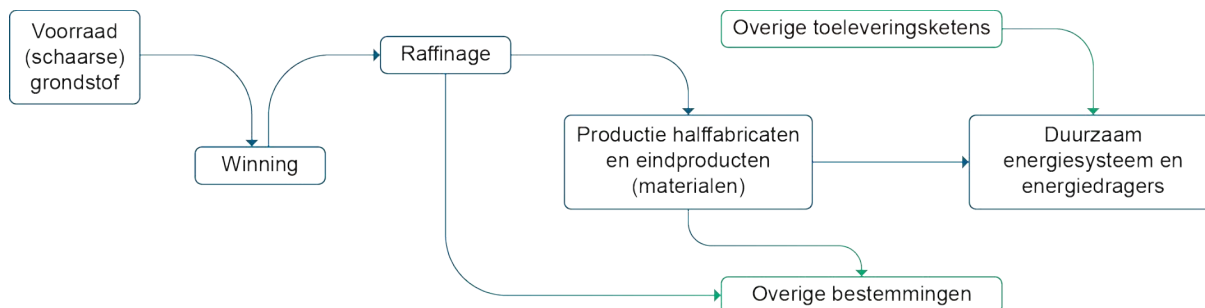
⁶⁰ Evenwichtig sturen op de grondstoffentransitie en de energietransitie voor brede welvaart (SER, 2022)

⁶¹ Concept NPE, Werkdocument D (MinEZK, 2023)

⁶² Scenariostudie kernenergie, (Witteveen+Bos e.a., 2022)

Schaarste in de waardeketen voor duurzame energie(technologie)

Naast grondstoffenschaarste speelt – met eigen dynamiek – schaarste aan materiaal, materieel en productiecapaciteiten een rol. Daarvoor is het verhelderend schematisch de waardeketen te beschouwen in onderstaande figuur.



Figuur 83: Een schetsmatige weergave van de waardeketen voor duurzame energie(technologie).

De keten bevat een aantal achtereenvolgende stappen. Het gaat om de beschikbaarheid van de grondstof, de totale en daarna technisch en vervolgens economisch winbare voorraad, de winningscapaciteit, de raffinagecapaciteit, het transport en de fabricage van half- en eindproducten - materialen. Daarnaast worden (schaarse) grondstoffen ook elders gebruikt. 'Overige bestemmingen' als microchips en bijvoorbeeld medische en defensieapparatuur leggen beslag op dezelfde grondstoffen en/of halffabricaten als het duurzame energiesysteem.

Bovendien is het zinvol om apart toeleveringsketens te onderkennen die misschien niet afhankelijk zijn van schaarse grondstoffen, maar waar wel een beperking uit voort kan komen voor de ontwikkeling van het duurzame energiesysteem. In relatie tot deze 'overige toeleveringsketens' benoemt het IEA-rapport *Energy Technology Perspectives* – gebaseerd op projecties tot aan 2030 – twee voorbeelden die illustratief zijn voor de druk die zij uitoefenen op de ambities voor de energietransitie:

- Momenteel zijn er wereldwijd ongeveer 10 schepen buiten China actief voor de bouw van windparken op zee. In 2030 moeten dat er wereldwijd 50 zijn, terwijl er tot en met 2026 slechts 15 van deze schepen worden gebouwd en/of momenteel zijn gepland. Dit tempo van bouwen moet tot aan 2030 minstens worden volgehouden.
- Als het gaat om ammoniak- en waterstoftankers voor wereldwijd transport, moeten er in 2030 volgens IEA-projecties respectievelijk 170 en 20 gebouwd worden en operationeel zijn. Ook deze aantallen zijn verre van triviaal, gegeven de beperkte bouwcapaciteit in de maritieme sector.

Er zijn in de keten van schaarse grondstof via half- en eindfabricaten naar duurzaam energiesysteem twee soorten uitdagingen te onderkennen.

- De eerste gaat over de afhankelijkheden en kwetsbaarheden in of van de waardeketen, kwetsbaarheden die zich nu ook al manifesteren. Zoals de concentratie van de vindplaatsen van sommige metalen, bepaalde raffinagecapaciteiten en productiecapaciteiten in een zeer beperkt aantal landen. Zoals platina in Zuid-Afrika (meer dan 70%), kobalt in de Democratische Republiek Congo (meer dan 70%) en China waar zich meer dan 70% bevindt van de voorraden en raffinagecapaciteit van zeldzame aardmetalen, bijna 80% van de productiecapaciteit voor zon- en batterijsystemen, ruim 50% voor windsystemen en 40% voor elektrolyzers. Geopolitieke ontwikkelingen, maar bijvoorbeeld ook natuurrampen in combinatie met de afhankelijkheid van

een beperkt aantal landen, en lange overzeese transportafstanden kunnen tot ernstige disrupties leiden in de aanvoer van voldoende grondstoffen en materialen.

- De tweede en op dit moment meest pregnante uitdaging, is de vereiste opschaling van de productiecapaciteiten in alle afzonderlijke stappen in de waardeketen. Die is nodig om te kunnen voldoen aan de fors hogere vraag aan het eind van de keten als gevolg van de energietransitie. De opschaling leidt tot een enorme toename in absolute hoeveelheden grondstoffen en (half- en eind)producten die door de waardeketens stromen.

Aan de uitdagingen voor de opschaling van de waardeketen voor duurzame energie(technologie) zijn met name de studies van het *IEA* gewijd. Een voorbeeld: in 2030 moet de productie van lithium een factor 7 omhoog en die van koper met een factor 1,5. In sommige IEA-projecties komt in 2025 de jaarlijkse vraag naar koper, lithium en kobalt uit boven de jaarlijkse productie. In absolute zin zijn er wereldwijd naar verwachting misschien wel voldoende ertsvoorraden aanwezig, maar stijgt de opschaling van winning en raffinage niet hard genoeg om de behoefte bij te benen.

Hetzelfde geldt voor de productiecapaciteiten voor half- en eindproducten. Zoals elektrolyzers, vermogenstransformatoren, windturbinetoren en transformatorhuisjes. De investeringen moeten daarom bijna overal fors omhoog - en méér omhoog dan de huidig bekende (intenties tot) investeringen. Door een verschil in doorlooptijden wordt de spanning in de waardeketen daardoor echter niet als vanzelf opgeheven. Het ontwikkelen van nieuwe mijnbouwlocaties kan tot 10 jaar of meer vergen, terwijl het realiseren van een nieuwe productiefaciliteit voor bijvoorbeeld batterijen binnen enkele jaren mogelijk is. Anderzijds zijn sommige halffabricaten en eindproducten dermate hoogtechnologisch en arbeidsintensief dat nieuwe toetreders onwaarschijnlijk zijn, en capaciteitsuitbreidingen eigenlijk niet mogelijk – dat geldt bijvoorbeeld voor vermogenstransformatoren.

Een belangrijk inzicht is dat de situatie per metaal sterk verschilt. Er is geen *one size fits all*. Theoretisch zijn er op aarde voldoende ertsen aanwezig om in de metaalbehoefte te voorzien. Maar de economisch winbare voorraden zijn inherent lastig te schatten en komen uit een grote of kleine - maar steeds verschillende - samenstelling van meer of minder toegankelijke landen. De ontwikkeling van raffinage- en productiecapaciteiten is slechts ten dele bekend en onzeker en de internationale vraagontwikkeling (binnen danwel buiten het energiesysteem) verschilt per metaal en per technologie. Daarbij spelen factoren gerelateerd aan sociale, milieutechnische, politieke en arbeidsrechtelijke omstandigheden in en rondom de winning van de verschillende grondstoffen in de diverse landen. De wijze waarop deze aspecten betrokken worden in de afwegingen om de benodigde metalen en energiesysteemcomponenten te verwerven, heeft ook een effect op de toegang tot en de effectieve hoeveelheid beschikbare grondstoffen en materialen.

Samengevat: om de energietransitie op de gewenste ontwikkelsnelheid te brengen om in 2050 het benodigde eindbeeld te kunnen bereiken, zijn vier factoren te onderscheiden:

1. De tijdige beschikbaarheid van grondstoffen.
2. De tijdige beschikbaarheid van productiecapaciteit, bijvoorbeeld voor de productie van batterijen of vermogenstransformatoren.
3. De tijdige beschikbaarheid van materieel, bijvoorbeeld de tankschepen of de schepen nodig voor de bouw van een windmolenpark op zee.
4. Zo min mogelijk verstoringen van de waardeketen door geopolitieke of andere ontwikkelingen.

Ter illustratie: de ijzervoorraad en winningscapaciteit voor ijzererts is geen bottleneck. Genoeg productiecapaciteit voor staal is de volgende stap. Daarna gaat het om voldoende productiecapaciteit voor bijvoorbeeld buisleidingen, windturbinetoren of hoogwaardig blikmateriaal voor vermogenstransformatoren. Tot slot om

voldoende beschikbaarheid van schepen die de windturbinetorens op zee kunnen plaatsen. Al deze stappen zijn van belang voor het welslagen van de energietransitie.

11.5.2 Implicaties van de vier scenario's

Deze paragraaf beschrijft de benodigde grondstoffen voor de Nederlandse energietransitie in de verschillende scenario's van I13050-editie 2. En vervolgens de benodigde opschaling van productiecapaciteiten voor verschillende energietechnologieën.

Grondstoffen

Metabolic heeft op verzoek van de netbeheerders aan de hand van de scenario's van I13050-editie 2 een herberekening uitgevoerd van de grondstoffenbehoefte⁶³. Deze is gebaseerd op dezelfde uitgangspunten als gehanteerd in hun eerdere rapport [57]. Een belangrijke toevoeging is dat nu de vier scenario's onderscheiden worden en duidelijk wordt wat de behoefte aan elk specifiek metaal per scenario is en door welke component van het energiesysteem dat wordt gedreven.

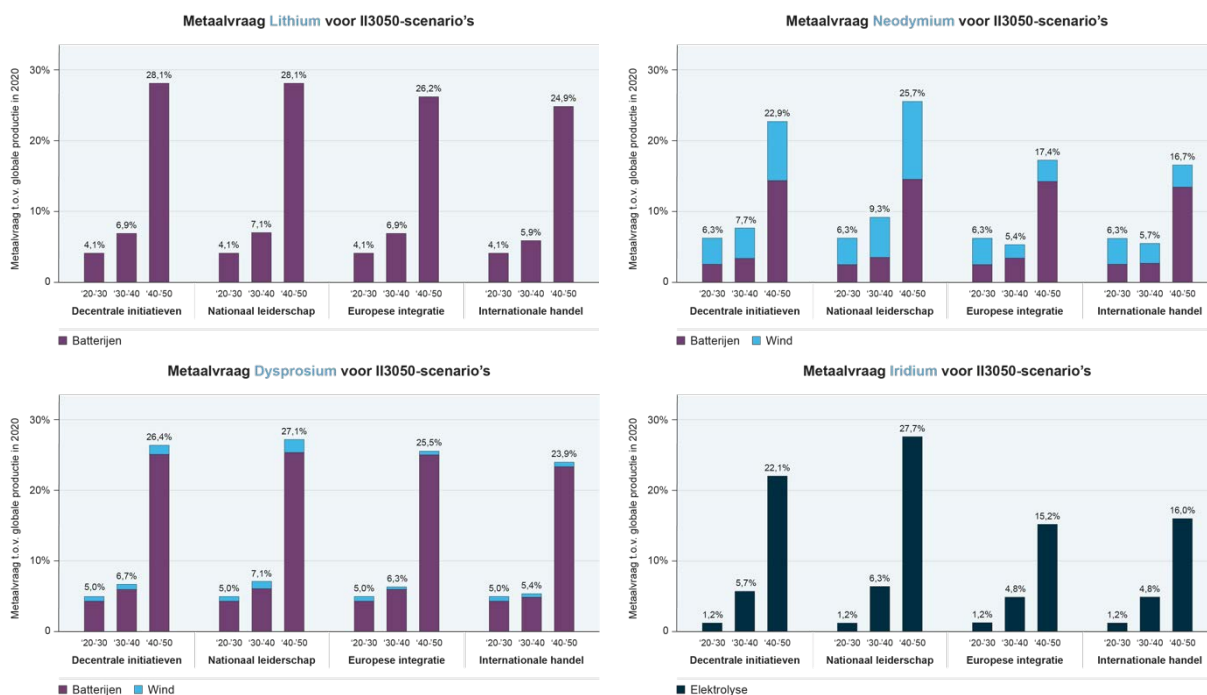
Uit de berekening volgt dat de tien meest benodigde metalen in de periode 2040-2050, voor elk scenario hetzelfde zijn en hun rangorde nauwelijks varieert. Ze zijn berekend als percentage van de wereldwijde productie in basisjaar 2020. Tabel 30 toont de top-5 waarin iridium in Nationaal leiderschap naar positie 2 opschuift. De volledige tabel staat in bijlage G.

⁶³ *Metaalvraag Nederlandse energietransitie: een actualisering* (Metabolic, 2023)

Tabel 30: De top-5 leveringskritieke metalen met hun bereik in te verwachten jaarlijkse vraag, in de periode 2040-2050 als percentage van de wereldproductie in 2020.

Metaal	Bereik
Lithium	25 – 28%
Dysprosium	24 – 27%
Neodymium	17 – 26%
Iridium	15 – 28%
Praseodymium	13 – 14%

Daarnaast is per scenario de verdeling naar de verschillende onderdelen van het energiesysteem gemaakt. **Figuur** Figuur 84 geeft deze verdeling weer voor lithium, neodymium, dysprosium en iridium, in de bijlage zijn vergelijkbare figuren voor tien metalen opgenomen. Figuur 84 laat de variatie zien tussen scenario's en de groei in de behoefte, gemiddeld per decennium. De vorm van de curve hangt sterk af van de groeicurve naar de eindwaarde 2050 voor elke technologie. Als er wordt versneld, verschuift de metaalvraag naar een eerder moment in de tijd. De top-5 metalen is met name relevant voor de ontwikkeling van batterijsystemen, elektrolyzers en wind zoals gemodelleerd door Metabolic. Echter, elk onderdeel van het energiesysteem krijgt met schaarste te maken



Figuur 84: De verdeling van de behoefte aan lithium, neodymium, dysprosium en iridium (als percentage van de respectieve 2020 wereldproducties), per scenario en decennium, naar de verschillende onderdelen van het energiesysteem.

Drie aspecten zijn hier nog van belang:

- Er is uiteraard een bepaalde mate van onzekerheid en daarmee bandbreedte in de uitkomsten. Zo is er voor (batterij)opslag bijvoorbeeld van uitgegaan (afwijkend van de eerdere rapportage van Metabolic) dat de mix

van batterijtechnologie in 2050 70% van het type LFP en 30% van het type NMC zal zijn⁶⁴. Andere aannames leiden tot andere resultaten dus de cijfers moeten met de nodige omzichtigheid worden gehanteerd.

- In het materiaalstroommodel verloopt de penetratie van de technologieën volgens een automatische fit met een S-curve op basis van de waarden in 2019, 2030 en 2050. Echter, om te weten wat de scenario's van II3050-editie 2 exact aan metaal vereisen, zou een groeilijn op basis van de II3050-ontwikkelpaden een scherper inzicht geven.
- De cijfers houden geen rekening met het effect van circulaire strategieën: *rethink*, *reduce*, *reuse* en *recycle*. De eerdere studie laat zien dat het toepassen van deze strategieën tot een forse daling kan leiden van de metaalvraag. Afhankelijk van de grondstof kan dat wel zo'n driekwart tot 90% schelen [57].

Bovenstaande analyse en cijfers gaan alléén over de *vraagzijde* uit hoofde van de Nederlandse energietransitie. Er wordt niet gekeken naar de wereldwijde vraag uit andere sectoren, zoals defensie, medisch, of de vraag die voortkomt uit de energietransitie in andere landen. Ook is de aanbodsituatie tussen nu en 2050 - verschillend per metaal - niet in beeld. Daardoor is het onmogelijk een stellige conclusie te trekken uit deze kwantitatieve resultaten⁶⁵. Dat Nederland, binnen de aannames van de analyse, in de periode 2040-2050 gemiddeld jaarlijks een kwart(!) nodig heeft van de 2020 wereldproductie aan lithium en in de periode 2030-2040 reeds 4%, laat wel goed de enorme omvang van de uitdaging zien.

Opschaling van productie

Om inzicht te krijgen in de toekomstig aanwezige productiecapaciteiten voor raffinage en de productie van half- en eindfabricaten, is het nodig begrip te hebben van:

- Alle verschillende producten.
- De huidige wereldwijde productiecapaciteiten.
- De manier waarop productiecapaciteit afneemt, door eventueel sluiting van capaciteit.
- De manier waarop die capaciteit toeneemt door huidig bekende en in ontwikkeling zijnde investeringsplannen - met bijbehorende voorgenomen productie.
- De investeringsplannen voor de verdere toekomst tot 2050.

Het IEA heeft een aantal casussen geanalyseerd met een zichthorizon tot 2030. Een dergelijke analyse valt buiten de scope van deze II3050-editie 2. Er bestaat echter wel inzicht in de benodigde opschaling van de productie om de eindbeelden van de Nederlandse scenario's te bereiken. Onderstaande tabel laat zien wat er tussen nu en 2050 nodig is om de eindwaarde van het meest intensieve scenario, Nationaal leiderschap, te behalen - bij gelijke jaarlijkse groei. De tabel toont de koppeling tussen technologieën, de toename van het geïnstalleerd vermogen in het recente verleden en de benodigde toename van geïnstalleerd vermogen. Voor de andere scenario's volstaat het om het betreffende percentage per technologie toe te passen op de versnellingsfactor.

⁶⁴ LFP-type batterijen: lithium-ferro-phosphor. NMC-type batterijen: nikkel-mangaan-cadmium-oxide.

⁶⁵ Aansluitend bij het antwoord op Kamervragen over de strategische autonomie van Nederland op het gebied van de energietransitie (juli 2023): Antwoorden op Kamervragen over strategische autonomie Nederland bij energietransitie | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl

Tabel 231: De recente groei van verschillende technologieën versus een als lineair verondersteld groeipad, van 2023 tot aan 2050, ten behoeve van het beeld voor de benodigde productieopscaling.

Technologie	Realisatie in 2021 en/of 2022 (GW/jr)	Gevraagd (NAT) - lineair profiel (GW/jr)	Benodigde versnellings-factor	Decentraal	Nationaal	Europees	Internationaal
Zon PV	3,8	6,2	x 1,6	106%	100%	73%	58%
Wind-op-land	0,8	0,6	x 0,7	75%	100%	50%	50%
Wind-op-zee	0,5	2,8	x 5,6	63%	100%	53%	64%
Systeem-batterijen	<i>nihil</i>	1,4	x >100	122%	100%	63%	47%
Elektrische vervoer (aantallen)	85.000	8,9mio	x ca. 4	100%	100%	83%	67%
Elektrolyzers	<i>nihil</i>	1,8	x >1.000	73%	100%	36%	40%

De tabel laat zien dat het tempo van productie en installatie fors omhoog moet om het eindbeeld voor 2050 te bereiken in het scenario Nationaal leiderschap. Bij andere scenario's ligt de ratio tussen benodigde en gerealiseerde vermogens over het algemeen lager. Uitzondering daarop zijn zon PV en systeembatterijen in het scenario Decentrale initiatieven.

Het gaat om een factor 1,6 voor zon en bijna een factor 6 voor wind-op-zee vanaf 2023 tot aan 2050. In het scenario Europese integratie geldt voor wind-op-zee altijd nog een factor 3. Voor wind-op-land moet het tempo van 2022 tot aan 2050 minstens gehandhaafd blijven in het scenario Nationaal leiderschap. Voor batterijen en elektrolyzers zegt de verhouding momenteel weinig, omdat deze technieken zich nog in een erg vroege fase van ontwikkeling bevinden.

Een en ander speelt zich af in een wereldmarkt voor productie en vraag waarbij in veel landen de energietransitie versnelt en de vraag naar dezelfde technologieën sterk toeneemt – grotendeels op dezelfde manier of zelfs sterker dan in Nederland. De Nederlandse cijfers zijn dan ook in zekere mate representatief voor de behoefte op wereldschaal (zie ook [58]).

11.5.3 Handelingsperspectieven en sturingsmogelijkheden

Uit bovenstaande analyse volgt dat er, met de huidige wereldwijde inspanning om een klimaatneutraal energiesysteem te bouwen, een enorme behoefte ontstaat aan bepaalde metalen. Productiecapaciteiten moeten dus fors opschalen. Dat is ook niet vreemd; het is niet eenvoudig om binnen 30 jaar een energiesysteem te vervangen dat in meer dan honderd jaar is ontwikkeld tot de huidige omvang en complexiteit. Het lijkt haast onontkoombaar dat dit in de komende jaren al tot schaarste en zelfs fysieke tekorten leidt. Dat kan de snelheid van de energietransitie negatief beïnvloeden en ook zeker de kosten ervan fors laten stijgen. De uitdaging kan Nederland voor een belangrijk deel niet geheel zelfstandig alleen oplossen - ook niet in het scenario Decentrale initiatieven dat uitgaat van veel lokale initiatieven. Op een aantal terreinen wordt hieraan gewerkt. Met de *Critical Raw Materials Act* binnen de Europese Unie tot de Grondstoffenstrategie in Nederland.

De Nationale grondstoffenstrategie legt nadruk op het feit dat de energie- en grondstoffenketens sterk met elkaar verweven zijn en daarom ook tegelijk moeten worden opgepakt. Zonder grondstoffentransitie geen energietransitie en vice versa. In het concept NPE wordt benadrukt dat het wenselijk is om vanuit oogpunt van

mondiale rechtvaardigheid geen buitenproportioneel beslag te leggen op het mondiaal beschikbare aanbod aan grondstoffen. Kijkend naar oplossingen worden er in het Nationaal Programma Circulaire Economie een viertal onderkend: *rethink*, *reduce*, *reuse* en *recycle*.

Vermindering van grondstoffengebruik – minder primaire grondstoffen gebruiken door af te zien van producten, deze te delen of efficiënter te maken. Dit is de *Rethink* circulaire strategie. De eerste en belangrijkste weg naar vermindering van grondstoffengebruik voor de energietransitie is ook de meest evidente: energiebesparing. Minder energievraag leidt tot een lichter energiesysteem met navenant een sterke reductie aan benodigde grondstoffen en materialen voor infrastructuur, opwek, conversie en opslag. Dat kan deels vanuit technologie worden bereikt, maar vraagt ook om gedragsverandering.

Substitutie van grondstoffen – primaire grondstoffen vervangen door duurzame grondstoffen, zoals duurzame biograndstoffen die zo hoogwaardig mogelijk worden toegepast, of meer algemeen beschikbare grondstoffen met minder milieudruk. Dit is de *Reduce* circulaire strategie. Substitutie, gedreven door technologische innovatie, is cruciaal in álle stappen in de waardeketen. Het diversifiëren van ontwerp en technologie dat minder beroep doet op schaarse grondstoffen en/of materialen, helpt om de druk te verminderen.

De laatste twee oplossingen gaan om levensduurverlenging, *repair* of ook wel *reuse*, en hoogwaardige verwerking - *recycle*. De combinatie van de genoemde vier strategieën kan voor sommige metalen de vraag met 90% of meer doen afnemen.

Het 'landschap' van benodigde metalen verschilt in de scenario's van II3050-editie 2. De top-10 blijft ongewijzigd maar verschillende scenario's kunnen per metaal een flink lagere behoefte betekenen. Het is echter niet eenvoudig daaruit een robuust ontwikkelpad van het energiesysteem te onderkennen of keuzemogelijkheden op het moment van dwingende schaarste aan bepaalde metalen. Handelingsperspectief wordt op de eerste plaats geboden door technologiekeuze. De vraag naar zeldzame metalen kan fors dalen bij gebruik van bijvoorbeeld andere typen windturbines of batterijen.

Andere acties om de afhankelijkheid te verminderen door meer Europees te coördineren, richten zich op:

- Zoveel mogelijk diversifiëren van de landen van oorsprong van de grondstoffen, half- en eindfabricaten om de afhankelijkheid van een beperkt aantal landen terug te brengen en daarmee kwetsbaarheden in de waardeketen te reduceren.
- Ontwikkelen van het binnenlandse en Europese potentieel van mijnen en mijnbouw en de raffinagecapaciteiten om de benodigde metalen zelf te produceren.
- Aanleggen van voorraden en afsluiten leveringscontracten voor de lange termijn voor kritieke metalen.

Bijlage A: Afkortingen en begrippen

Afkortingen

ATR	Autothermal Reforming
AVI	Afvalverbrandingsinstallatie
bcm	Billion cubic meter – miljard m ³
BECCS	Bio-energy CCS, negatieve emissies
CBS	Centraal Bureau voor de Statistiek
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCS	Carbon Capture & Storage; afvang en opslag van CO ₂
CCU	Carbon Capture & Utilisation; afvang en gebruik van CO ₂
CES	Cluster Energie Strategie
COP	Coefficient of performance
CTM	Carbon Transition Model
DAC	Direct Air Capture
DEC	Scenario Decentrale initiatieven
DRT	Dwars Regel Transformator
DSR	Demand Side Response
DRI	Directly Reduced Iron
EAF	Electric Arc Furnace
EHS	Extra-hoogspanning
ENTSOs	European Network of Transmission System Operators voor gas (ENTSOG) en elektriciteit (ENTSO-E)
ETM	Energie Transitie Model
ETS	Emission Trading System
EUR	Scenario Europese integratie
EV	Elektrisch voertuig
EZK	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
G14	14 grootste industriële uitstoters van broeikasgassen
GW	Gigawatt
HS, MS, LS	Hoogspanning, middenspanning en laagspanning
HTL	Hoge druk transportleiding
IA	Internationale Ambitie-scenario
IEA	International Energy Agency
INT	Scenario Internationale handel
IP	Investeringsplan van de netbeheerders
KA	Klimaatambitie-scenario In <i>IP2022</i> : Klimaatakkoord-scenario
KEV	Klimaat- en Energieverkenning (PBL e.a., jaarlijkse publicatie)
kV	kilovolt
LNG	Liquified Natural Gas, vloeibaar aardgas
NAL	Nationale Agenda Laadinfrastructuur
NAT	Scenario Nationaal leiderschap
NEP	Netzentwicklungsplan
NGO	Niet-gouvernementele organisatie
ND	Nationaal Drijfveren-scenario

NOVEX	Novex-gebieden, aangewezen voor grote ruimtelijke transitie
NOVI	Nationale Omgevings Visie
NPE	Nationaal Plan Energiesysteem
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
PEH	Programma Energie Hoofdstructuur
PIDI	Programma Infrastructuur Duurzame Industrie
RES	Regionale Energie Strategie
SAF	Sustainable Aviation Fuel
SMR	Steam Methane Reforming
SMR	Small Modular Reactors – kleine kerncentrales
STEG	Stoom- en gascentrale
SVB	Structuur Visie Buisleidingen
TVW	Transitie Visie Warmte
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
VAWOZ	Verkenning Aanlanding Wind Op Zee
WKK	Warmtekrachtkoppeling
WKO	Warmte-koudeopslag
TWh	Terawatt-uur (= 3,6 petajoule ofwel PJ)

Begrippen

Ontwikkeling	Verandering in de tijd. Voor de netbeheerders gaat het bijvoorbeeld om de adoptie van nieuwe technieken in het energiesysteem. Er zijn zekere en onzekere (mogelijke) ontwikkelingen.
Trend	Een beweging of ontwikkeling die over langere tijd aanhoudt, veranderingen in de maatschappij, het energiesysteem, etc.
Zekerheid of onzekerheid	Zekere ontwikkeling of trend: er is een relatief vaste overtuiging (plausibel) dat de ontwikkeling of trend gaande is en doorzet. Onzekere ontwikkeling of trend: er is een mogelijkheid dat de ontwikkeling of trend zich manifesteert en/of continueert, maar er is (nog) geen vaste overtuiging. Een trendbreuk is mogelijk. De meest fundamentele onzekerheden die ook de meeste impact hebben op de netten, zijn het meest relevant in de scenario's.
Scenarioraamwerk	Een raamwerk waarmee gestructureerd de zekere en onzekere ontwikkelingen kunnen worden geanalyseerd en vervolgens worden verwerkt in scenario's die de ontwikkelingen omspannen.
Omgevingsscenario	Scenario's die vooral bedoeld zijn om de ontwikkelingen buiten de directe omgeving van de netbeheerder in kaart te brengen en daar vervolgens strategische of operationeel-tactische handelingsperspectieven aan te verbinden.
Doelscenario	Scenario's die verschillende routes in kaart brengen richting een vooraf gedefinieerd doel. De scenario's van I13050 hebben het karakter van doelscenario's. De scenario's van IP2024 hebben zowel het karakter van doelscenario's omdat het Nederlandse klimaat- en energietransitiebeleid een hard uitgangspunt is, alsook het karakter van omgevingsscenario's omdat de onzekerheden daarbij gestructureerd verkend worden.
Beleidsambitie	Een overheid heeft uiting gegeven aan de wens om een bepaalde verandering te realiseren. Een ambitie kan kwantitatief gemaakt zijn met een streefdoel. Bijvoorbeeld de ambitie om 'way below two degrees' te blijven.
Beleidsdoelstelling	Een geoperationaliseerde ambitie waar de overheid, naast het opstellen van beleidsinstrumenten, deze ook implementeert, zodat het doel ook daadwerkelijk gerealiseerd wordt.

Beleidsoptie	De -55% voor 2030 heeft het karakter van een beleidsdoelstelling via opname in de Nederlandse en Europese Klimaatwet.
Beleidskeuze	Een mogelijk beleidsinstrument dat een overheid kan inzetten teneinde haar doelen te bereiken, veelal om sturing te geven aan een maatschappelijke ontwikkeling.
Vastgesteld beleid	Een afweging tussen een aantal beleidsopties. Na het bepalen van de beleidskeuze ontstaat voor de maatschappij duidelijkheid over de manier waarop de overheid sturing geeft.
Voorgenomen beleid	Het geheel aan beleidsinstrumenten, die reeds (zo goed als) geïmplementeerd zijn in wet- en regelgeving.
Geagendeerd beleid	De beleidsinstrumenten die in een fase van beleidsvorming zitten, maar waar nog niet toe is besloten en/of die nog niet zijn geïmplementeerd in wet- en regelgeving. Voor het PBL niet concreet genoeg uitgewerkt om te kunnen doorrekenen in de Klimaat- en Energieverkenning (KEV). Het is nog niet 100% zeker dat het beleid ook echt wordt geïmplementeerd.
Energiesysteemkeuze	De beleidsinstrumenten die in een fase van beleidsvorming zitten, maar nog niet zijn geïmplementeerd in wet- en regelgeving, en waarvan de werking ook nog niet concreet en helder is te bepalen. Dit type beleid wordt bijvoorbeeld ook nog niet doorgerekend in de nationale rekensystematiek van de Klimaat- en Energieverkenning (KEV).
Elektrificatie	Een expliciete keuze voor het realiseren van een aantal veranderingen in het energiesysteem. Dit is vaak (maar niet altijd) een beleidskeuze omdat een dergelijke grote verandering bijna niet door individuele spelers wordt ingezet. Voorbeelden zijn elektrificatie van de energievraag, ontwikkelen van duurzaam aanbod en het ontwikkelen van de warmteketen (warmtenetten voor de gebouwde omgeving).
All-electric	Proces waarbij niet-elektrische technologieën worden vervangen door elektrische alternatieven, zoals elektrische auto's en warmtepompen als vervangers voor benzine- en dieselauto's en gasketels.
Energy-hubs	Technologie die alleen gebruik maakt van elektriciteit, zoals een all-electric warmtepomp (in tegenstelling tot een hybride warmtepomp, die naast elektriciteit ook gas gebruikt om warmte te produceren).
Verplichtende aanpak	Een energiesysteemconcept met veel lokale oplossingen waarbij het energiesysteem op regionaal of specifiek niveau meer in balans gehouden wordt, zodat er minder transport over grotere afstanden plaatsvindt.
Individuele aanpak	Beleid waarbij de overheid een energiesysteemkeuze maakt en er minder individuele keuzevrijheid is. In de gebouwde omgeving zou bijvoorbeeld een systeemkeuze voor warmtenetten in een wijk bij een verplichtende aanpak ervoor zorgen dat er niet ook duurzame gassen worden aangeboden.
Target Grid	In het beleid is er veel vrije keuze voor individuele bedrijven en consumenten om te kiezen voor energieoplossingen van hun voorkeur. In de gebouwde omgeving betekent dit bijvoorbeeld dat zowel elektrificatie- als gasoplossingen mogelijk zijn en er geen gedwongen sturing van bovenaf plaatsvindt.
	Visie van netbeheerder TenneT op het elektriciteitsnet van 2045.

Bijlage B: Overzicht van cijfermatige uitkomsten

Duurzame opwek

Tabel 3: Indicatieve ruimtebehoefte (in km²) voor wind op land (15, 20, 10 en 10 GW), wind op zee (45, 72, 38 en 46 GW) en zonneweides (58, 58, 35 en 35 GW) in 2050. Overgenomen uit paragraaf 11.3.7, tabel 25.

Categorie	Decentrale Initiatieven	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel	Eenheid
Wind op land	1.875	2.500	1.250	1.250	km ²
Wind op zee	4.500	7.200	3.800	4.600	km ²
Zonneweides	580	580	350	350	km ²

Flexibiliteitsmiddelen

Tabel 2: Overzicht hoeveelheden en inzet flexibiliteit in de basisscenario's. Overgenomen uit paragraaf 3.3, tabel 6.

Categorie	Technologie		2019	2030	2040				2050				
			Ref	KA	DEC	NAT	EUR	INT	DEC	NAT	EUR	INT	
Elektriciteitscentrales	Nucleair	GW	0,5	0,5	0	1,5	4,0	0	0	0	3,0	8,0	0
		vollastuur	7630	4860	0	6264	6172	0	0	0	6606	6597	0
	Kolen	GW	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		vollastuur	4465	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Methaan	GW	20	16	7	6	6	4	0	0	0	0	0
		vollastuur	3662	1779	1134	1200	1072	1471	0	0	0	0	0
Waterstof	GW	0	0	11	9	9	11	20	15	11	15		
	vollastuur	0	0	1109	1056	1102	1205	874	978	835	922		
Back-up warmtenet	E-boilers	TWh	0	0	1	1	0	0	4	4	0	0	
	Gasketels	TWh	1	0	1	3	3	2	1	3	4	6	
Aanbodrespons	Curtailment ⁶⁶	GW	0	31	43	49	41	34	47	40	36	48	
		TWh	0	15	8	11	9	9	5	9	7	13	
Flexibele elektriciteitsvraag	DSR industrie	GW	0	2	5	5	3	3	8	10	4	3	
		vollastuur	0	84	559	558	627	707	301	451	605	627	
	Power-to-gas	GW	0	3	15	17	9	8	25	25	16	10	
		vollastuur	0	5513	3964	4346	4117	3801	3909	4428	4126	3916	
	Power-to-heat	GW	0	3	10	10	5	4	11	11	6	3	

⁶⁶ Anders dan bij andere flexibiliteitsmiddelen is voor curtailment geen fysieke asset nodig, maar gaat het om een operationele ingreep in de hernieuwbare productie. De getoonde getallen zijn *exclusief* zogeheten 'overplanting' van zon-PV (automatische aftopping piekproductie).

		vollastuur	0	1819	1145	1295	911	712	954	1550	1265	888
Opslag	Batterijopslag	GW	0	9,3	42,4	42,0	29,2	24,7	70,3	59,7	38,6	40,6
		TWh opslagvolume	0	0,1	0,4	0,5	0,3	0,3	0,7	0,7	0,5	0,5
		Laadcycli	0	103	94	92	90	86	93	96	86	85
	Waterstofopslag	TWh opslagvolume	0	1	11	9	10	15	21	14	14	29
	Methaanopslag	TWh opslagvolume	0	36	13	14	20	15	6	5	12	1
	Warmteopslag	TWh opslagvolume	0	8	11	11	5	4	14	12	7	3
Import/export	Elektriciteit	GW	7,8	12,8	14,8	14,8	14,8	14,8	18,8	18,8	28,8	28,8
		TWh netto import	3	-10	-13	-30	-23	-12	-7	-26	-28	-22
	Waterstof	GW	0	10	15	15	15	15	20	20	25	25
		TWh netto import	0	-15	8	-31	27	69	-7	-8	1	95
	Methaan	GW	106	105	100	100	100	100	95	95	90	90
		TWh netto import	99	182	46	45	53	48	-1	2	43	0

Tabel 3: Indicatieve ruimtebehoefte flexmiddelen in 2050. Overgenomen uit paragraaf 11.3.8, tabel 27.

	Decentrale Initiatieven	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel	Eenheid
Power-to-Gas	8	8	5	3	km ²
Grootschalige (systeem) batterijen	33	32	23	23	km ²
Gascentrales	0,9	0,7	0,5	0,7	km ²

Tabel 4: Minimale en maximale opslagbehoefte in 2050 voor methaan en waterstof voor afgelopen 30 weerjaren in 2050. Overgenomen uit paragraaf 6.4.2, figuur 39.

		Decentrale Initiatieven	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel	Eenheid
Methaan	Max	18	18	30	2	TWh
	Min	3	2	7	0	TWh
Waterstof	Max	38	32	25	59	TWh
	Min	11	8	7	17	TWh

Tabel 5: Resultaten voor seizoensopslag en flexibele opslag voor methaan en waterstof in 2050. Overgenomen uit paragraaf 6.4.2, figuur 40 en figuur 41.

		Min	Max	Eenheid
Methaan	Seizoensopslag	0	29	TWh
	Flexibele opslag	0	4	TWh
Waterstof	Seizoensopslag	4	56	TWh
	Flexibele opslag	2	16	TWh

N.B. Deze tabel laat de minimale en maximale waarden zien van de vier basisscenario's in 2050. De waarden van seizoensopslag en flexibele opslag horen niet noodzakelijkerwijs bij hetzelfde scenario.

Tabel 6: Indicatieve bovengrondse ruimtebehoefte (in km²) voor waterstofopslag in 2050. Overgenomen uit paragraaf 11.3.8, tabel 28.

Provincie	Decentraal	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel	Eenheid
Groningen	2,2	1,4	1,5	3,0	km ²
Overijssel	0,4	0,3	0,3	0,6	km ²
Totaal Nederland	2,6	1,7	1,8	3,6	km ²

Landelijke infrastructuur elektriciteit

Tabel 7: Indicatieve ruimtebehoefte voor nieuwe 220/380kV-verbindingen in 2050. Overgenomen uit paragraaf 5.4.1.2.

Extra benodigde tracé in km	Huidige situatie	Decentrale Initiatieven	Europese Integratie	Eenheid
220/380kV-net	1500	320	510	km ²
220/380kV-net (% toename)	1500	20%	33%	%

Tabel 8: Indicatieve ruimtebehoefte voor nieuwe 110/150kV-verbindingen in 2050. Overgenomen uit paragraaf 11.3.3, tabel 18.

Extra benodigde tracé in km (oppervlakte km ²)	Huidige situatie	Decentrale Initiatieven	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel	Eenheid
110/150kV-net	4400	955 (33,4)	955 (33,4)	720 (25,2)	555 (19,4)	km (km ²)
110/150kV-net (% toename)	4400	22%	22%	16%	13%	%

Regionale infrastructuur elektriciteit

Tabel 9: Bovengrondse ruimtebehoefte RNB's over heel Nederland in 2050.
Overgenomen uit paragraaf 11.3.5. tabel 22.

Netvlak	Decentrale Initiatieven	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel
110/150kV-stations	1,8 – 3,7 km ²	1,8 – 3,5 km ²	1,0 – 2,4 km ²	0,6 – 1,6 km ²
Onderliggende onderstations	1,9 km ²	1,9 km ²	1,7 km ²	1,6 km ²
MS/LS-stations	1,2 km ²	1,2 km ²	1,1 km ²	0,8 km ²
Totaal	4,9 – 6,8 km²	4,9 – 6,6 km²	3,8 – 5,2 km²	3,0 – 4,0 km²

Tabel 10: Ondergrondse ruimtebehoefte RNB's over heel Nederland in 2050.
Overgenomen uit paragraaf 11.3.5. tabel 23.

Netvlak	Decentrale Initiatieven	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel
MS-kabels	274 km ²	274 km ²	257 km ²	219 km ²
LS-kabels	54 km ²	54 km ²	47 km ²	40 km ²
Totaal	328 km²	328 km²	304 km²	259 km²

Tabel 11: Aantallen per asset type per scenario voor 2050. Het huidige aantal is ter referentie opgenomen.
Overgenomen uit paragraaf 7.4.2, tabel 10.

	Huidig	Decentrale Initiatieven	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel	Eenheid
Stations (aantal)						
MS/LS-stations	95.200	149.100 (+57%)	148.000 (+55%)	143.000 (+50%)	132.200 (+39%)	#
MS-, MS/MS, TS/MS-stations	1.870	2.600 (+39%)	2.580 (+38%)	2.500 (+34%)	2.480 (+33%)	#
Kabels (km)						
MS-kabels	111.300	161.100 (+45%)	161.100 (+45%)	158.100 (+42%)	151.100 (+36%)	km
LS-kabels	186.900	241.000 (+29%)	240.700 (+29%)	233.900 (+25%)	226.900 (+21%)	km

Landelijke infrastructuur methaan en waterstof

Tabel 12: *Indicatief aantal km nieuwe H2-leidingen in het HTL vanaf 2035 (geen extra ruimtebeslag) in 2050. Overgenomen uit paragraaf 11.3.4, tabel 19.*

Nieuwe H2-leidingen (km)	Situatie in 2035	Decentrale Initiatieven	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel
HTL H ₂	ca. 1100 km*)	150 km	150 km	80 km	260 km
HTL CH ₄	ca. 5200 km	0	0	0	0

*) Onshore H2-netwerk in 2035, grotendeels o.b.v. omgezette gasinfrastructuur. Aanleg offshore-netwerk start vanaf 2030 en groeit richting 2050 tot ca. 400 km (geen ruimtebeslag op land).

Tabel 13: *Indicatief aantal nieuwe waterstofcompressielocaties vanaf 2035 (ruimtebeslag < 0,01 km²) in 2050. Overgenomen uit paragraaf 11.3.4, tabel 20.*

Nieuwe H ₂ -compressorlocaties (aantal)	Situatie in 2035	Decentrale Initiatieven	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel	Eenheid
HTL	0	1	1	1	2	#

Tabel 14: *Indicatieve additionele ruimtebehoefte voor RTL-leidingen op H2. Voor scenario's EUR en INT is het genoemde ruimtebeslag inclusief nieuwe aansluitingen voor cluster-6-industrie in 2050. Overgenomen uit paragraaf 11.3.4, tabel 21.*

Extra benodigd (km ²)	Huidige situatie	Decentrale Initiatieven	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel
RTL	ca. 5700 km	0	0	<2000 km (< 5 km ²)	<3000 km (< 7 km ²)

Regionale infrastructuur methaan en waterstof

Tabel 15: *Percentage te verwijderen lagedruk netwerk t.o.v. huishoudens zonder gasaansluiting in 2050. Overgenomen uit paragraaf 8.4.1, figuur 58.*

	Decentrale Initiatieven	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel
Gasloze woningen	75%	85%	45%	40%
LD-hoofdnet verwijderd	66%	51%	30%	21%

Tabel 16: *benodigde boosters bij minimaal booster vermogen van 0 m³/uur in 2050. Overgenomen uit paragraaf 8.4.2, figuur 59.*

Drempelwaarde booster	Decentrale Initiatieven	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale Handel	Eenheid
0 m ³ /uur	199	234	209	244	#

Overige infrastructuren (CO₂ en warmte)

Tabel 17: Afstanden tussen clusters en de haven van Rotterdam ten behoeve van CO₂-leidingen in 2050. Overgenomen uit paragraaf 9.3. tabel 14.

Cluster	Afstand [km]	Opmerking
Zeeland	140	naar cluster Rotterdam/Moerdijk
Noordzeekanaalgebied	100	naar cluster Rotterdam/Moerdijk
Chemelot	250	naar cluster Rotterdam/Moerdijk
Noord-Nederland	220	naar Noordzeekanaalgebied (vandaar door naar Rotterdam)
	280	naar cluster Rotterdam/Moerdijk

Tabel 18: Behoeftte aan warmtetransportinfrastructuur in 2050, DN500-DN1000 (leidingdiameter ca. 50-100 cm). Overgenomen uit paragraaf 9.6.2. tabel 15.

	Decentrale initiatieven	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	Internationale handel
2040	~300 km	~350 km	~250 km	~150 km
2050	~350 km	~400 km	~280 km	~180 km

Referenties II3050-editie 2

IEA, 2020. World Energy Outlook 2020

IEA, 2021. The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions.

IEA, 2023. Energy Technology Perspectives 2023.

Programma Energiehoofdstructuur, 2023. Ontwerp-Programma Energiehoofdstructuur.

PBL, 2023. Ontwerp Programma Energiehoofdstructuur.

Via <https://open.overheid.nl/documenten/b788594f-1818-414a-9861-fe509161d1ea/file>

PBL, 2023. Ruimtelijke verkenning 2023 – Vier scenario's voor de inrichting van Nederland in 2050.

Via <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2023-rv2023-achtergrondrapport-5178.pdf>

Netbeheer Nederland, 2019. Basisinformatie over energie-infrastructuur.

Via https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Basisdocument_over_energie-infrastructuur_143.pdf

Netbeheer Nederland, 2022. 'Nieuw inpassingskader voor grote batterijen moet netcongestie verminderen'.

Via <https://www.netbeheernederland.nl/nieuws/nieuw-inpassingskader-voor-grote-batterijen-moet-netcongestie-verminderen-1596>.

Netbeheer Nederland, 2020. Convenant zon op het net.

Via https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Convenant_Zon_Betaalbaar_op_het_Net_186.pdf

SER, 2022. Evenwichtig sturen op de grondstoffentransitie en de energietransitie voor brede welvaart.

Kiwa, 2020. De impact van het bijmengen van waterstof op het gasdistributienet en de gebruiksapparatuur.

Via https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Waterstof_56_1586657439.pdf

CBS, 2023. Gasverbruik in Nederland in 2022 laagste in 50 jaar.

Via [cbs.nl](https://www.cbs.nl)

Gasunie, 2023. Aandeel groen gas stijgt in 2022, maar minder snel dan noodzakelijk.

Via [gasunie.nl](https://www.gasunie.nl)

SCW Systems 2018, Element Energy, rapport "Shipping CO₂ – UK Cost Estimation Study",

Via <https://scwsystems.com/co2-clean-up/>

Topsector Energie, 2021, Flexibele inzet warmtepompen voor een duurzaam energiesysteem

Via <https://topsectorenergie.nl/documents/139/Flexibele-inzet-warmtepompen-voor-een-duurzaam-energiesysteem.pdf>

University of Groningen, maart 2021. J. H. Osinga, Exploring the potential role of synthetic methane for domestic hybrid heating systems - Comparison study between hydrogen and synthetic methane for the Dutch residential market, Report: EES-2021-460.

Hanze University of Applied Sciences Groningen, november 2022. M.A. Boekenstijn, Comparative Analysis of Hydrogen and Green Gas from Methanation to Substitute Natural Gas in Dutch Households.

Minister van Economische Zaken en Klimaat, 2022. Brief aan Tweede Kamer: Maatwerkbevoegdheid bij benutten van dak voor zonnepanelen bij de industrie functie, naar alle utiliteitsbouw en tot volledige benutting van het dak voor zonnepanelen bij daken met een oppervlakte van 250m² of groter.

Via <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-efd554e04cf03cf2e39a2f874ece9d9b50570c29/pdf>

Ministers van Economische Zaken en Klimaat, Buitenlandse Handel en Ontwikkelingssamenwerking en staatssecretaris Infrastructuur en Waterstaat, 2022. Nationale Grondstoffenstrategie.

Via <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2022/12/09/bijlage-nationale-grondstoffenstrategie>
Ministers van Economische Zaken en Klimaat, Buitenlandse Handel en Ontwikkelingssamenwerking, en Klimaat en Energie, 2023. [Antwoorden op Kamervragen over strategische autonomie Nederland bij energietransitie | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl](#)

Europese Commissie, 2022. Deze verplichtingsmaatregel is in lijn met het voorgestelde beleid van RepowerEU, uitgewerkt in de [EU Solar Energy Strategy](#).

EU, 2020. Study on the EU's list of Critical Raw Materials.

CE Delft, 2023. [Beleid grootschalige batterijsystemen en afnamecongestie](#).

Via <https://ce.nl/publicaties/beleid-voor-grootschalige-batterijsystemen-en-afnamecongestie/>

RVO, 2020. De vier circulaire strategieën.

Via <https://www.rvo.nl/onderwerpen/r-ladder>

PosadMaxwan & Generation.Energy, 2020. Inschatting ruimtebehoefte zonneweides en windvermogen.

Via <https://posadmaxwan.nl/nl/nieuws/49/ruimtelijke-impact-energiescenarios-2050>

Pondera en CE Delft, 2023. Beoordelingsmethodiek Milieu & Ruimte.

IRENA, 2021. Critical materials for the Energy Transition.

Metabolic e.a., 2021. Een circulaire energietransitie.

Metabolic, 2023. Metaalvraag Nederlandse energietransitie: een actualisering.

Witteveen+Bos e.a., 2022. Scenariostudie kernenergie.

Ministerie van Infrastructuur en Milieu, 2010. Structuurvisie Buisleidingen.

Via <https://www.commissiemer.nl/docs/mer/p22/p2299/2299-061ontwerpstructuurvisie.pdf>

Europese Commissie, 2023. Critical Raw Materials Act.

Via https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_1661

Colofon

Coördinatie

Jan Warnaars (Hoofdauteur, Stedin)

Marijke Kellner (Voorzitter werkgroep Integraal Net en Energiesysteem van de Toekomst (iNET), Gasunie)

Rob Martens (Programma manager integraal ontwerp energiesysteem van de toekomst, Netbeheer Nederland)

Hoofdwerggroep:

Tim Gaßmann (TenneT)

Jarig Steringa (Gasunie)

Arjan van Voorden (Stedin)

Martin Wevers (TenneT)

Michiel den Haan (Gasunie)

Michel Bijlsma (Stedin)

Maarten Staats (Enexis)

Aafke Huijbens (Westland Infra)

Maarten Afman (Alliander)

Raoul Bernards (Enexis)

Martijn Douwes (Gasunie)

Luuk Klinkert (Gasunie)

Balthasar Klimbie (TenneT)

Julia Peerenboom (TenneT)

Fenna Noltes (Gasunie)

Anne Loes Kokhuis (Netbeheer Nederland)

Olatz Azurmendi (Netbeheer Nederland)

Subwerkgroepen:

Tjarko Neerken (Enexis)

Jan de Jong (TenneT)

Elke Klaassen (Enexis)

Fabian Kruiper (Rendo)

Rens Limpens (Alliander)

Patrick Piters (TenneT)

Camiel van Altenborg (TenneT)

Bart van Hulst (TenneT)

Rick den Hartog (Westland Infra)

Rico Doldersum (Rendo)

Sytze Buruma (Coteq)

Arman Mohamed Yassin (Stedin)

Tjarko Neerken (Enexis)

Reon Baars (Alliander)

Rolf van der Velde (Alliander)

Henk Pastoor (Gasunie)

Jan de Boer (Gasunie)

Bart Hulshof (Gasunie)

Robbert Cornelissen (Coteq)

Arjen Jongepier (Stedin)

Lennard Zonneveld (Stedin)

Bedrijven en organisaties klankbordgroep:

Ministerie van EZK

Ministerie van BZK

Ministerie van Financiën

IPO

VNG

NP RES

PBL Industrie

Cluster Noordzeekanaal Industrie

Cluster Groningen/Drenthe Industrie

Cluster Rotterdam-Rijnmond Industrie

Cluster Zeeland Industrie

Cluster Limburg

VEMW

VNCI

VNPI

ISPT

TKI/TNO

Vattenfall

EnergieNederland

GasTerra

Statkraft

RWE

NVDE

Holland Solar

Energie Samen

Eindredactie, ontwerp en opmaak

Ron Elkerbout (LKRBT)

Gilmar Pattipeilohy (Numero4)

Netbeheer Nederland

